Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile

Versión Consolidada preparada por ECCO International para el Coordinador Eléctrico Nacional

Junio 2024

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Diseño de un Mercado Mayorista Basado en Ofertas para Energía, Servicios Complementarios y Capacidad en Chile

VERSIÓN CONSOLIDADA

Preparado por ECCO Internacional
San Francisco, California

Para el

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Mayo, 2024

ECCO Internacional
268 Bush Street, Suite 3633
San Francisco, AC 94104
Teléfono: 415-731-9113

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Diseño de un Mercado Mayorista Basado en Ofertas para Energía, Servicios Complementarios y Capacidad en Chile

Producto 1: Tareas 1 y 2

VERSIÓN DEFINITIVA

Preparado por ECCO Internacional
San Francisco, California

Para el

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

24 de noviembre de 2023

ECCO Internacional
268 Bush Street, Suite 3633
San Francisco, AC 94104
Teléfono: 415-731-9113

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla de contenido

1 Introducción al estudio de referencia internacional 11

2 Principios generales y el diseño estándar del mercado nodal 14

2.1 Productos del mercado mayorista 14

2.2 Ofertas y Liquidación del Mercado 15

2.3 Múltiples mercados 16

2.4 Elementos detallados de diseño del mercado 17

2.4.1 Mercado energético del Día Anterior 17

2.4.2 Determinación de los LMPs 18

2.4.3 Mecanismo de recuperación de costos de oferta (BCR) 20

2.4.4 Mercado en Tiempo Real 21

2.4.5 Sistemas de dos liquidaciones 23

2.4.6 Adquisición de servicios complementarios 24

2.4.7 Mecanismo de Adecuación de Recursos y Remuneración de Capacidad 26

3 Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) 28

3.1 Descripción general del mercado energético CAISO 28

3.2 Conceptos básicos del diseño de mercado 28

3.2.1 Participación en el mercado 28

3.2.2 Productos Básicos 30

3.2.3 Mercados spot y cronogramas 33

3.2.4 Modelo de Red Completo 36

3.2.5 Precios y Liquidación 37

3.3 Optimización del mercado 38

3.3.1 Marco del Comisionamiento de Unidades con Restricciones de Seguridad 38

3.3.2 Despacho Económico Restringido por Seguridad 53

3.4 Mitigación del poder de mercado 54

3.4.1 Descripción general 54

3.4.2 Estados Intermedios de Ofertas 55

3.4.3 Determinación de Requisitos de Confiabilidad y Mitigación de Ofertas 56

3.5 Mercado Integrado a Plazo 57

3.5.1 Mercados de Servicios Complementarios 57

3.5.2 Mercado Energético 61

3.6 Comisionamiento de Unidades Residual 67

3.6.1 Requisitos del RUC 67

3.6.2 Ofertas RUC 68

3.6.3 Restricciones de RUC 69

3.6.4 Comisionamiento de RUC y Adjudicación de Capacidad de RUC 69

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.6.5 Precios RUC 70
3.6.6 Liquidación del RUC 71
3.7 Mercado en tiempo real 71
3.7.1 Descripción general 76
3.7.2 Proceso de Programación de la Hora Anterior 78
3.7.3 Comisionamiento de Unidades de Corto Plazo 80
3.7.4 Despacho Previo en Tiempo Real 81
3.7.5 Despacho Económico en Tiempo Real 83
3.8 Mercado de Derechos de Rentas por Congestión (CRR o FTR) 86
3.8.1 Descripción general 86
3.8.2 Calendario Anual de Asignaciones y Subastas 87
3.8.3 Pasos Clave Realizados en los Procesos de Asignación y Subasta de CRR 88
3.8.4 Asignación Anual de CRR 89
3.8.5 Subasta Anual de CRR 89
3.8.6 Presentación de Ofertas de CRR 90
3.8.7 Asignación y Subasta de CRR Mensual 91
3.8.8 Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT) 92
3.9 Mecanismo de Adecuación de Recursos (RA) 95
3.9.1 Requisitos, Deficiencias y Cronogramas de RA 95
3.9.2 Proceso de Licitación Competitiva (CSP) 96
3.9.3 Requisito de Participación de Mercado de capacidad RA DAM y RTM 97
3.9.4 Sustitución de la Adecuación de Recursos 98
3.9.5 Mecanismo de Adquisiciones 99
3.10 Mercado de Ofertas Virtuales 101
3.10.1 Descripción general 101
3.10.2 Oferta Virtual y Participación en el Mercado DAM 101
3.10.3 Despeje del mercado DAM de ofertas virtuales 103
3.10.4 Liquidaciones de las Ofertas Virtuales 104
3.11 Activos Bajos en Carbono y Diseño de Mercado 104
3.11.1 Respuesta de la Demanda 104
3.11.2 Participación en el Mercado del Sistema de Almacenamiento de Energía por Batería (BESS) 107
4 ERCOT 112
4.1 Visión general 112
4.1.1 Elección minorista 116
4.2 Los Protocolos Nodales de ERCOT 118
4.2.1 Operaciones del Día Anterior 119
4.2.2 Actividades y Responsabilidades del QSE en el Mercado del Día Anterior 122
4.2.3 Ofertas DRUC, HRUC y RMR 124
4.2.4 Ofertas y Licitaciones de Energía 124
4.2.5 Proceso de Despeje del DAM 128

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.6 Análisis de Seguridad de la Transmisión y Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad 131
4.2.7 Período de Ajuste y Operaciones en Tiempo Real 133
4.2.8 La Curva de Demanda de las Reservas Operativas (ORDC) 136
4.2.9 Precios de Liquidación en Tiempo Real para Energía y Servicios Complementarios 138
4.2.10 Derechos de Rentas por Congestión 140
4.2.11 Programa de Energía Renovable del Estado de Texas 146

5 PJM 148

5.1 Visión General de PJM 148

5.2 Descripción general del mercado energético del PJM 149

5.2.1 Mercado Energético del Dia Anterior 150
5.2.2 Mercado Energético en Tiempo Real 151
5.2.3 Precios Marginales Locales 152
5.2.4 Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad 153
5.2.5 Pagos de suma alzada y de ajustes 155
5.2.6 Modelo de Participación de Recursos de Almacenamiento de Energía (ESR) 155
5.2.7 Actividades del Mercado Energético de PJM según el Manual 11 158
5.2.8 Mitigación del Poder de Mercado Local 159
5.2.9 Motor de Despeje del Mercado y Cronograma 161

5.3 Descripción General del Mercado de Regulación PJM 162

5.3.1 Elegibilidad y Ofertas en el Mercado de Regulación 164
5.3.2 Funcionamiento del Mercado de Regulación 165

5.4 Descripción general del Mercado de Reservas del PJM 166

5.4.1 Elegibilidad del mercado de reserva 168
5.4.2 Elegibilidad de la respuesta de carga económica 168
5.4.3 Requisitos de Obligación de Ofrecer Reservas 169
5.4.4 Estructura de la Oferta de los Recursos del Mercado de Reserva 170
5.4.5 Estructura de la Determinación de los Requerimientos de Reserva 171
5.4.6 Despeje del mercado de reservas 173

5.5 Descripción General de la Participación de Recursos de Demanda 175

5.5.1 Participación de DR a través de Proveedores de Servicios de Reducción (CSP) 175
5.5.2 Participación por Demanda Sensible al Precio (PRD) 178

5.6 Procesos de Despeje y Programación del Mercado 179

5.6.1 Cálculo de los precios en el Día Anterior 182

5.7 Descripción General del Mercado de Derechos de Transmisión de PJM 183

5.7.1 Asignación de ARR 185
5.7.2 Asignación anual de los derechos de ingresos de subasta (ARR) Etapa 1A 187
5.7.3 Asignación anual de los derechos de ingresos de subasta (ARR) Etapa 1B 188
5.7.4 Asignación anual de los derechos de ingresos de subasta (ARR) Etapa 2 190
5.7.5 Reasignación de los derechos de ingresos de subasta (ARR) 191
5.7.6 Nuevos Recursos de la Etapa 1 192

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

5.7.7 Recursos Alternativos para la Etapa 1 192
5.7.8 Asignación de Derechos Incrementales de Ingresos de Subasta (IARR) 193
5.7.9 Subastas de FTR 194
5.7.10 Liquidaciones de Mercado de los Ingresos de Subastas de FTR a ARR 197
5.7.11 Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT) 198

5.8 Descripción General de la Adecuación de los Recursos y el Mercado de Capacidad 199
5.8.1 El modelo RPM 201
5.8.2 Adecuación de Recursos 202
5.8.3 Requisito de Recursos Variables (VRR) 203
5.8.4 Recursos de Demanda en el Mercado de Capacidad del PJM 204

6 ISO New England 206

6.1 Conceptos Básicos del Diseño de Mercado 206
6.1.1 Homogeneidades 206
6.1.2 Participación en el Mercado 208
6.1.3 Agregación y Recursos Distribuidos 214
6.1.4 Mercados Spot y Cronogramas 215
6.1.5 Modelo de Red 218
6.1.6 Fijación de Precios y Liquidación 218

6.2 Mitigación del Poder de Mercado 220
6.2.1 Descripción General 220
6.2.2 Mitigación del Mercado de Energía 220
6.2.3 Tipos de Mitigación en el Mercado Energético 221
6.2.4 Mitigación del Mercado de Capacidad 222

6.3 Mercado del Día Anterior 224
6.3.1 Descripción General 224
6.3.2 Servicios complementarios 225
6.3.3 Mercado de Energía 226

6.4 Comisionamiento de la Evaluación de la Adecuación de Recursos (RAA) 229
6.4.1 Requisito del RAA 229
6.4.2 Proceso de comisionamiento del RAA 229
6.4.3 Oferta y Selección del RAA 230
6.4.4 Precios y liquidación del RAA mediante compensación del comisionamiento neto del período 230
6.4.5 Compensación por Período del Comisionamiento Neto 230

6.5 Mercado en Tiempo Real 232
6.5.1 Descripción General y Cronograma 232
6.5.2 Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo 232
6.5.3 Despacho Económico Limitado por Confiabilidad en Tiempo Real 232
6.5.4 Servicios complementarios 233

6.6 Reserva a Plazo 236

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

6.7 Derechos de Transmisión Financieros 237
6.7.1 Descripción general 237
6.7.2 Productos y Subastas de FTR 237
6.8 Mecanismo de Adecuación de Recursos (RA): Mercado de Capacidad a Plazo 239
6.8.1 Subastas de Capacidad a Plazo 239
6.8.2 Entrega de Capacidad 240
6.9 Activos Bajos en Carbono y Diseño de Mercado 241
6.9.1 Respuesta de la Demanda 241
6.9.2 Generación solar y eólica 242
6.9.3 Participación en el Mercado de Almacenamiento 243
6.10 Mercado de Ofertas Virtuales 245
7 Identificación y Análisis de Diversas Opciones de Diseño para los Modelos de Diseño Basados en Ofertas Adecuados para Chile 246
7.1 Descripción General 246
7.2 Formación de Precios (Fijación de Precio Uniforme, *Pay-as-clear*, frente a Pago según Oferta, *Pay-as-bid*) 246
7.2.1 Descripción General 246
7.2.2 Pago según la Oferta frente a Precio Uniforme en un Entorno de Toma de Precios (competitivo) 247
7.2.3 El efecto de la Regla de Precios según la Oferta en el Ejercicio y Disipación del Poder de Mercado 251
7.2.4 Recomendación 254
7.3 Arquitectura de Mercado DAM (DAM unificado versus dividido por tecnología) 254
7.3.1 Descripción General de la Bifurcación DAM 255
7.3.2 Propuesta de Diseño de Bifurcación DAM 255
7.3.3 Análisis de Diseño de Bifurcación DAM 256
7.3.4 Recomendación 258
7.4 Contratos PPA a Largo Plazo (físicos y financieros) con CFD Simples frente a Variantes de CFD 258
7.4.1 Descripción General del Mercado de Contratación Bilateral 258
7.4.2 Análisis de Beneficios de la Contratación Financiera Bilateral 259
7.4.3 Contratación Bilateral de Largo Plazo y Generación Baja en Carbono 263
7.4.4 Recomendación 267
7.5 Mercado Financiero versus Mercados Físicos 268
7.5.1 Descripción General 268
7.5.2 Contratos de Energía a Largo Plazo: Físicos versus Financieros 269
7.5.3 Contratos de Energía a Plazo Estandarizados 271
7.5.4 Mecánica de Adquisición y Liquidación Centralizada de SFEC 272
7.5.5 Recomendaciones 273

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.6 Mercados Exclusivamente Energéticos con suministros de Escasez versus Mecanismos de Adecuación de Recursos (o ambos) 273
7.6.1 Descripción General del "Problema del Dinero Faltante" 273
7.6.2 Mercados Exclusivamente Energéticos versus Enfoques de Adecuación de Recursos 275
7.6.3 Recomendación 278
7.7 Mercado de Capacidad con Mejoras de Flexibilidad versus Enfoques de Adecuación de la Capacidad (como mercado de capacidad optimizado o esquemas de pago de capacidad u opciones de confiabilidad centralizada) 279
7.7.1 Mercado de Capacidad con Mejoras de Flexibilidad 279
7.7.2 Enfoques de Adecuación de la Capacidad 281
7.7.3 Recomendación 287
7.8 Competencia en Mercados Concentrados (Mitigación del Poder de Mercado Ex-ante versus Mitigación del Poder de Mercado Ex-post) (o ambas) 288
7.8.1 Descripción General 288
7.8.2 Análisis de Mitigación del Poder de Mercado Ex ante y Ex post 288
7.8.3 Comentario Adicional 292
7.8.4 Recomendación 293
7.9 Mercados de Ofertas Virtuales versus Mercados Únicamente Físicos 294
7.9.1 Descripción General 294
7.9.2 Ofertas de Convergencias (CB) en Mercados Eléctricos de Dos Liquidaciones 296
7.9.3 Recomendación 300
7.10 Costos de Comisionamiento de Unidades (costos de puesta en marcha/sin carga) y Formato de Licitación de Servicios complementarios 300
7.10.1 Descripción General 300
7.10.2 Ofertas del Lado de la Demanda de Energía 300
7.10.3 Ofertas de Energía del Día Anterior 301
7.10.4 Formato de Oferta de Servicios complementarios 303
7.10.5 Basado en Costos versus Basado en Ofertas 304
7.10.6 Recomendaciones 306
8 Relación de la Propuesta de Diseño de Mercado con la Arquitectura Actual del Mercado Energético Chileno 307
8.1 Operación Actual del Mercado Eléctrico Chileno y Estructura de Propiedad 307
8.2 Formación de Precios (Fijación de Precio Uniforme o Marginal frente a Pago según Oferta) 311
8.3 Arquitectura del Mercado DAM 312
8.4 Contratos de PPA de Largo Plazo 312
8.5 Mercados Financieros versus Mercados Físicos 313
8.6 Mercados Exclusivamente Energéticos con suministro de Escasez versus

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Mecanismos de Adecuación de Recursos (o ambos) 314
8.7 Mecanismos del Mercado de Capacidad 315
8.8 Mitigación del Poder de Mercado (Ex-ante frente a Ex-post) 315
8.9 Mercados de Ofertas Virtuales frente a Mercados Únicamente Físicos 317
8.10 Formato de Ofertas de Costos de Comisionamiento de Unidades y Servicios complementarios 318
8.11 Tratamiento de la Energía Hidroeléctrica en una Arquitectura de Mercado Energético Basada en Ofertas 319
8.11.1 Tratamiento Actual del Mercado de Energía Hidroeléctrica 319
8.11.2 Tratamiento del Mercado de Energía Hidroeléctrica Basado en Ofertas 322
8.11.3 Recomendación 325
8.12 Resumen 325

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Lista de Figuras

Figura 2-1: Configuración de LMP 20
Figura 3-1: Enfoque de mitigación del CAISO SCUC..... 57
Figura 3-2: Interacciones entre el mercado energético y el AGC en tiempo real 77
Figura 3-3: Ilustración de la línea de tiempo del CAISO HASP..... 79
Figura 3-4: Ilustración de la cronología del STUC..... 80
Figura 3-5: Diseño del horizonte temporal del RTM 85
Figura 3-6: Oferta de compra de CRR con segmento final vertical 91
Figura 3-7: Oferta equivalente de un segmento 91
Figura 3-8: Cronología mensual de RA..... 95
Figura 3-9: Oferta de energía BESS 108
Figura 5-1: Visión general del sistema PJM 148
Figura 5-2: Cronología del mercado energético y evaluaciones de confiabilidad..... 154
Figura 5-3: Modo ESR continuo 157
Figura 5-4: Modo de carga 157
Figura 5-5: Modo de descarga 158
Figura 5-6: Línea de tiempo de la plataforma de software de operación del mercado 162
Figura 5-7: Servicios de Reserva del Día Anterior y Tiempo real..... 167
Figura 5-8: Servicios de Reserva y Productos Correspondientes 168
Figura 5-9: Sustituibilidad de productos y ubicaciones para reservas..... 174
Figura 5-10: Requisitos cumplidos por la programación del mercado..... 180
Figura 5-11: Mercado Energético Diario..... 181
Figura 5-12: Relación PJM ARR/FTR 185
Figura 5-13: Candidatos ARR 186
Figura 5-14: Cronología anual del mercado ARR/FTR 187
Figura 5-15: Ejemplo ilustrativo de la curva de Requisitos de Recursos Variables 203
Figura 6-1: Productos por horizonte temporal 208
Figura 6-2: Cronología del Mercado Energético, Comisionamiento de Unidad y Despacho 217
Figura 6-3: Proceso de Comisionamiento RAA 230
Figura 7-1: Pagos de las Opciones de Confiabilidad desde Proveedores de Capacidad a las Entidades de Servicio de Carga o ISO 285
Figura 7-2: Diferencial de precios de Mercado en Tiempo Real frente a Día Anterior 294
Figura 7-3: Volumen de Operaciones Virtuales y Diferencial de Precios Ponderado.. 298
Figura 7-4: Rentabilidad Acumulada del Arbitraje entre los precios DAM y RTM en CAISO antes y después de la licitación de convergencia bajo la optimización de cartera restringida CvaR 299
Figura 7-5: Formato de Oferta por Hora de Tres Partes 303
Figura 8-1: Mix energético en el mercado chileno..... 308

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Lista de tablas

Tabla 3-1: Aplicaciones RTM 71
Tabla 3-2: Salida RTM 74
Tabla 5-1: Determinación del servicio de reserva 172
Tabla 6-1: Participación en los mercados del ISO-New England 209
Tabla 6-2: Participación en las subastas del ISO-New England 209
Tabla 6-3: Tipos de Oferta de Demanda en el Mercado del Día Anterior 210
Tabla 6-4: Tipos de Oferta de Demanda en el Mercado en Tiempo Real 211
Tabla 6-5: Tipos de Ofertas de Suministro para el Mercado del Día Anterior 213
Tabla 6-6: Tipos de Ofertas de Suministro para el Mercado en Tiempo Real 213
Tabla 6-7: Tipos de mitigación del mercado energético 222
Tabla 6-8: Razones del NCPC 231
Tabla 6-9: Factores de penalización por Restricción de Reserva 235
Tabla 6-10: Parámetros de la Oferta FTR 238
Tabla 6-11: Tasas de desempeño del Mercado de Capacidad a Plazo 241
Tabla 8-1: Impacto de los Cambios de Mercado Propuestos en el Mercado Existente 326

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

1 Introducción al estudio de referencia internacional

Según el contrato de ECCO con el COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL (CEN), en este informe hemos elegido presentar y analizar las siguientes cuatro (4) ISOs de EE. UU. para el estudio de referencia internacional.

- CAISO
- ERCOT
- PJM
- ISO-NE

Este informe constituirá el Producto 1. El Producto 1 se compone de dos Tareas (1 y 2).

En la Tarea 1 comenzamos con una discusión de los principios generales de diseño del mercado que guiaron la reestructuración del mercado en los EE. UU. e introducimos un diseño de mercado genérico, a menudo denominado Diseño Estándar del Mercado (SMD, por sus siglas en inglés), que ha sido adoptado por la Comisión Reguladora Federal de Energía de los EE. UU. y que recoge estos principios generales. Las implementaciones específicas en los diferentes ISOs que presentamos en detalle son esencialmente algunas variantes del SMD. Para mayor precisión, algunos de estos manuales y protocolos se citan textualmente con ediciones y aclaraciones adecuadas. En particular, nos centramos en los desafíos y soluciones de integración de nuevos activos bajos en carbono. Estos desafíos y soluciones en la arquitectura de los mercados existentes, junto con las reformas de mercado de estos mercados, son la base de las lecciones y recomendaciones que ofreceremos para el mercado energético chileno en informes posteriores.

El plan es incorporar dichas lecciones en las siguientes Tareas 3, 4 y 5 de este proyecto. La selección de estos ISOs en específico es intencional con el objetivo de cubrir una amplia gama de condiciones de mercado y niveles de penetración de energía de recursos variables (VER, por sus siglas en inglés). Por un lado, tenemos CAISO y ERCOT, donde tenemos una penetración masiva de VER y otros activos bajos en carbono, y también tenemos PJM y ISO-NE, donde la penetración de VER es menor y modesta en la actualidad. Planeamos brindar recomendaciones útiles a partir de este estudio de evaluación comparativa de estas cuatro (4) ISOs en informes posteriores.

En la Tarea 2 identificamos dos (2) modelos generales de diseño de mercado basados en ofertas que podrían adoptarse en Chile.

Actualmente, el mercado energético chileno de corto plazo se basa en un mercado basado en costos auditables. Según nuestra experiencia, se ha demostrado que este enfoque es una manera simple de generar un precio creíble para despachar las unidades en tiempo real y resolver los desequilibrios. Además, se espera que este mercado limite la capacidad de los proveedores de ejercer unilateralmente poder de mercado, mientras

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

que los mercados basados en ofertas pueden ser susceptibles al ejercicio unilateral de poder de mercado, dependiendo de las condiciones del mercado, a menos que se implementen otras reglas de mitigación. En la práctica, CEN utiliza el mercado basado en costos sobre el uso de recursos hídricos para minimizar el costo total auditado de las unidades de generación térmica. Sin embargo, un problema con el mercado auditado basado en costos es el hecho de que a los participantes del mercado se les niega la posibilidad de determinar el costo de oportunidad del agua, en lugar de depender exclusivamente de la solución de la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP, por sus siglas en inglés) que entrega el CEN.

La experiencia también ha demostrado que puede resultar difícil estimar el verdadero costo de oportunidad de los generadores en los mercados basado en costos, lo que resulta en precios y despachos sesgados e ineficiencias económicas. ECCO cree firmemente que una transición a una arquitectura de mercado energético bien diseñada y basada en ofertas a) beneficiará al mercado que coordina el CEN, b) ayudará a los propietarios de centrales hidroeléctricas a gestionar sus costos de oportunidad y c) fomentará la transición hacia una economía descarbonizada.

En una arquitectura de mercado basada en costos, se espera que estos problemas aumenten a medida que aumenta la penetración de la generación de VER en los sistemas, ya que estos activos presentan limitaciones físicas debido a las condiciones climáticas. Este es un caso claro en el que los costos de oportunidad divergen de los costos de combustible debido a limitaciones físicas energéticas o climáticas.

En resumen, en esta Tarea analizaremos en detalle los beneficios de un mercado energético basado en ofertas y las ventajas y desventajas comparado con el actual mercado a corto plazo basado en costos auditados. Consideramos y analizamos dos (2) variaciones de modelos de diseño basados en ofertas. El primero se basa en el diseño de precios marginales (sistema pay-as-clear) y se compara con el segundo modelo que se basa en el diseño de precios de pago según la oferta (sistema pay-as-bid). La atención se centra en sus implicaciones para la eficiencia del mercado junto con los esfuerzos para una implementación práctica.

Para cada mercado ISO presentamos y analizamos los siguientes elementos del mercado:

1. Mercado energético del Día Anterior (DAM)
2. Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad (RUC)
3. Mercado intradiario (Mercado de energía de quince minutos)
4. Mercado en Tiempo Real (RTM)
5. Mercado de servicios complementarios
6. Cooptimización de energía y reservas
7. Precio marginal por localización (LMP)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

8. Mercados de Derechos de Rentas por Congestión (CRR) o mercados de derechos financieros de transmisión (FTR)
9. Diseño de mercado de liquidaciones múltiples
10. Generación masiva de unidades de bajas emisiones de carbono e impactos en el mercado
11. Flexibilidad y adecuación de recursos
12. Mitigación del poder de mercado, y
13. Mercados financieros y actores de los mercados financieros (Ofertas Virtuales)

Utilizamos el CAISO como base de nuestro análisis y evitamos repetir algunos elementos comunes que tienen todos los mercados, como aspectos de optimización, ejecución de precios, etc.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

2 Principios generales y el diseño estándar del mercado nodal

Si bien las diferentes organizaciones regionales de transmisión (RTO) en los EE. UU. difieren en su implementación y en algunos elementos de su diseño de mercado mayorista, todas siguen una filosofía y una estructura general similares, a menudo denominada Diseño Estándar de Mercado, que ha sido prescrito en las órdenes 888 y 2000 de la Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC), las que guiaron la reestructuración de la industria eléctrica en los EE. UU.

En esta sección describimos los elementos básicos de este diseño estándar de mercado mayorista, que luego se perfeccionarán con detalles más granulares implementados en los cuatro ISOs seleccionados. Estas mejoras representan el resultado final de veinte años de evolución del mercado y las mejores prácticas que han surgido. Algunos de los componentes del mercado pueden simplificarse si se adoptan en la industria eléctrica chilena para reflejar aspectos específicos como la estructura y los protocolos heredados de la industria, las fuentes de combustible, las consideraciones de seguridad, la escala del sistema y las realidades de la red, y la integración de las energías renovables. El diseño básico depende de un conjunto de productos y obligaciones contractuales que apoyan la coordinación y operación del sistema eléctrico por parte del operador del sistema. Estos productos son adquiridos/provistos y valorizados a través de una serie de mercados administrados centralmente por un operador independiente del sistema (ISO) para satisfacer la demanda de manera confiable, garantizando la competitividad, los incentivos de eficiencia y el acceso no discriminatorio a la red de transmisión que se maneja como un operador común. El ISO no posee activos de generación o transmisión y no tiene ningún interés financiero en los resultados del mercado. El ISO controla la red de transmisión emitiendo instrucciones de despacho basadas en los recursos adquiridos y fija los precios para los vendedores y clientes mayoristas. Los propietarios de líneas de transmisión y los generadores que deben operar reciben una compensación basada en tarifas reguladas aprobadas por el regulador.

2.1 Productos del mercado mayorista

- Energía anticipada del Día Anterior
- Equilibrio de energía en tiempo real
- Disponibilidad de capacidad directa
- Derechos/obligaciones financieros de transmisión (FTR)
- Regulación – AGC (capacidad y “kilometraje”)
- Rampa flexible
- Reservas operativas:
  - Reservas en giro
  - Reservas no en giro

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Reemplazo

2.2 Ofertas y Liquidación del Mercado

Todos los productos enumerados anteriormente se adquieren a través de subastas periódicas realizadas por el operador del sistema, donde los generadores presentan ofertas de precios que pueden cambiarse con la frecuencia prescrita (diaria, cada hora, cada media hora) y especifican restricciones operativas (carga mínima, carga máxima, velocidad de rampa, mínimo tiempo de funcionamiento, mínimo tiempo apagado) que se puede variar periódicamente. En principio, el regulador puede establecer las ofertas y las limitaciones operativas basándose en las características técnicas de las plantas de generación y en cálculos de costos verificados. Estos sistemas se denominan bolsas basadas en costos y se han implementado en Chile y otros países. Sin embargo, este enfoque puede resultar ineficiente, ya que no permite a los generadores reflejar su costo de oportunidad en sus ofertas. Por ejemplo, el costo de oportunidad de una turbina de gas con un contrato de combustible del tipo "toma o paga" (*take or pay*) es cero y también debería serlo su oferta, que asegurará su despacho como tomador de precio. Además, una unidad de carbón que debería evitar su apagado debido al alto costo de puesta en marcha y un tiempo mínimo de apagado debería permitírsele ofrecer un precio negativo durante los períodos de sobregeneración, debido a una baja demanda o a exceso de producción de energías renovables. Durante esos períodos, los precios spot pueden ser negativos, lo que es la señal de precio correcta que fomenta el cambio de la carga y la inversión en almacenamiento. El ISO de California, que se analizará más adelante, permite que los precios spot de la energía bajen a -300 $/MWh, al igual que otras ISO. Estos precios no surgirían en una bolsa basada en costos.

Los mercados para cada uno de los productos se liquidan mediante una subasta de precio uniforme en la que el precio resultante se paga a todas las unidades de producto aceptadas y se cobra a los usuarios de los productos, el cual es fijado por la oferta presentada por la unidad de producto marginal aceptada (sin restricciones). Según la teoría de subastas, dicha regla de fijación de precios proporciona el incentivo correcto para que los oferentes revelen en su oferta su verdadero costo de oportunidad y, por lo tanto, resulte en un precio de equilibrio eficiente que refleja el costo de oportunidad marginal. Subestimar el verdadero costo de oportunidad puede resultar en vender con pérdidas, mientras que sobreestimarlo puede resultar en perder una venta rentable.

El enfoque alternativo de "pagar según la oferta (pay-as-bid)", que paga a cada unidad aceptada su precio de oferta, crea incentivos para que los oferentes sobreestimen su costo de oportunidad en un intento de obtener un precio más alto pagado. Una subasta de este tipo, en un escenario repetido, da como resultado una curva de oferta plana, de modo que la estrategia de "pago según la oferta" no logra el objetivo principal de reducir el costo de compra. Además, debido a errores de pronóstico, la adquisición puede ser socialmente ineficiente porque algunas unidades relativamente baratas, que deberían

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

haberse adquirido, pueden haber erroneamente exagerado su precio más allá del umbral de equilibrio del mercado. Pagar según la oferta puede funcionar, sin embargo, en una bolsa basada en costos donde las ofertas están estrechamente reguladas para reflejar el costo marginal. Pero, como se mencionó anteriormente, no es práctico regular las ofertas para reflejar el costo de oportunidad. Cabe señalar, sin embargo, que, a pesar de todos los argumentos económicos en sentido contrario, algunos sistemas, como en el Reino Unido, emplean un enfoque de "pago según la oferta" para adquirir energía de equilibrio y utilizan un precio de venta basado en un precio de compra promedio para cobrar a los compradores. Este enfoque está integrado con un esquema de regulación basado en el desempeño y no hay evidencia empírica que demuestre el éxito o las deficiencias de ese esquema.

2.3 Múltiples mercados

El mercado mayorista centralizado operado por el ISO está organizado como una secuencia de mercados separados para los diferentes productos de la siguiente manera:

- Mercados previos al día anterior (pre-DAM)
  - Para derechos de transmisión: FTR
  - Para disponibilidad de capacidad de generación
  - Contratos bilaterales de energía a largo plazo (sin involucrar a el ISO)
- Mercado energético anticipado del Día Anterior (DAM, para las próximas 24 horas)
  - Basado en un Comisionamiento de Unidades centralizado y basado en ofertas con restricciones de seguridad
  - Comisionamiento de Unidades de confiabilidad tras el cierre del mercado DAM
  - Mecanismos de recuperación de costos de licitación para licitaciones económicas (no autoprogramadas)
- Subastas simultáneas de despeje de mercados de energía, servicios complementarios y congestión
  - Precios uniformes nodales de energía DAM
  - Oferta multi-partes (costo de partida, costo de no carga y función de suministro de múltiples segmentos)
  - Autoprogramación permitida (tomador de precios para rentas de congestión)
- Equilibrio del mercado energético en tiempo real (en licitaciones de EE. UU. son cada 15 minutos, con reequilibrio y fijación de precios RTM cada 5 minutos)
  - Los mercados de energía son basados en precios marginales locales (basado en nodos, LMP)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Todos los mercados basados en ofertas se liquidan a precios marginales uniformes
- Ofertas de convergencia para arbitraje entre precios DA y RT (abierta a actores financieros)

- Mitigación del poder de mercado
  - Los monitoreos se basan en la competitividad estructural o en la conducta y el impacto.
  - Si el monitoreo falla, las ofertas se reemplazan por "ofertas de energía predeterminadas", basadas en costos.

2.4 Elementos detallados de diseño del mercado

2.4.1 Mercado energético del Día Anterior

El Mercado de Energía del Día Anterior se opera como un Comisionamiento de Unidades restringida por seguridad basado en ofertas. Los productores presentan ofertas en múltiples partes para cada hora o para las 24 horas completas del día siguiente, especificando el costo de partida, el costo sin carga y una función de suministro de energía en múltiples bloques. Los productores también especifican algunas restricciones técnicas que incluyen carga mínima, carga máxima, velocidad de rampa, regiones operativas prohibidas, tiempo mínimo de funcionamiento y tiempo mínimo apagado. Los diseñadores del mercado, en consulta con los participantes del mercado y el operador del sistema, pueden determinar el alcance de la verificación de los parámetros técnicos y la frecuencia de los cambios permitidos en los costos y los parámetros técnicos. El objetivo del diseño es permitir suficiente flexibilidad para que los productores reflejen sus costos y limitaciones reales, limitando al mismo tiempo las oportunidades de manipulación del mercado. Los generadores que deseen programar transacciones físicas bilaterales pueden hacerlo y se convierten en tomadores de precios para los pagos por congestión, si los hubiera. Las transacciones bilaterales físicas se representan en el Comisionamiento de Unidades como ofertas de compra muy grandes (por encima de los límites de oferta) y ofertas de venta muy bajas (negativas), de modo que estas transacciones siempre se programan antes de cualquier oferta económica mediante el algoritmo de Comisionamiento de Unidades. El cronograma general para cada una de las 24 horas está determinado por el siguiente algoritmo de optimización que ejecuta el operador del sistema:

Minimizar Σ (costo de combustible + costo sin carga + costo de puesta en marcha)

Sujeto a:

- Restricción de equilibrio de carga en cada nodo
- Restricción de límite de salida unitaria para cada generador
- Límites de rampa de unidad para cada generador

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Tiempo mínimo de funcionamiento y tiempo mínimo apagado de la unidad para cada generador
- Restricciones de transmisión (aproximación de Corriente Contínua, DC, con límites térmicos aproximados)
- Requisitos de margen de reservas
- Contingencias (N-1)

La optimización del Comisionamiento de Unidades anterior determina el cronograma horario por día para cada generador, las reservas y los precio, los que pueden variar según la ubicación y se basan en los precios sombra locales asociados a la restricción del equilibrio de carga (balance de energía) nodal. Las cantidades asignadas y los precios correspondientes se tratan como contratos a plazo financieramente vinculantes que se liquidan en consecuencia y cualquier desviación cuantitativa de dichas obligaciones contractuales, ya sean ordenadas o no, se liquida por separado y puede estar sujeta a sanciones. En la medida en que el regulador desee socializar las diferencias de costos asociadas con algunas restricciones (por ejemplo, congestión local) o componentes de costos (por ejemplo, uso de combustible de emergencia no estándar), se puede utilizar una evaluación de precios separada relajando las restricciones socializadas y reemplazando el costo socializado por costos genéricos. Tal ejecución de precios producirá un precio de liquidación por hora anticipada del Día Anterior en cada nodo que refleja un costo marginal nodal (LMP). La socialización de restricciones o de diversos componentes de costos puede dar como resultado un aumento que debe agregarse al LMP para cubrir los costos no contabilizados.

2.4.2 Determinación de los LMPs

Desde una perspectiva teórica, los LMPs están determinados por los “precios duales” correspondientes a las variaciones de carga. En otras palabras, el cambio en el costo de despacho debido a un cambio marginal en la carga en cada ubicación. Estos precios se producen automáticamente mediante un software comercial típico, pero es útil comprender intuitivamente cómo estos precios se ven afectados por los costos y restricciones de generación. Primero, es importante reconocer que el costo marginal NO debe ser el costo promedio y no debe incluir ningún costo fijo o de partida amortizado. En la medida en que a las unidades se les permita ofrecer su costo marginal en una subasta central (en lugar de presentar ofertas basadas en costos regulados), será un error de su parte tratar de recuperar el costo de partida aumentando sus ofertas, ya que eso puede resultar en no ser despachada cuando el precio de equilibrio del mercado excede el costo del combustible. En principio, las ganancias inframarginales cuando el precio de equilibrio lo fijan unidades más caras deberían cubrir los costos fijos y de partida; sin embargo, cuando este no es el caso, una disposición de Recuperación de Costos de Oferta (BCR, por sus siglas en inglés) que se describe a continuación, asegurará la recuperación de costos durante un período de 24 horas. Si el despacho no

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

está restringido por los límites del generador sobre la producción mínima o por restricciones intertemporales, entonces el despacho óptimo sigue la carga de orden de mérito y, por lo tanto, el costo marginal y, en consecuencia, los LMP se fijan al costo del MW hora más caro producido en una ubicación. Sin embargo, este no es el caso cuando algunos generadores se cargan como un bloque y su producción no se puede ajustar incrementalmente, cuando los generadores de rampa lenta se despachan en ciertas horas para estar disponibles en horas posteriores o están produciendo energía mientras están en proceso de parada, o cuando los generadores caros están funcionando con una carga mínima por diversas consideraciones.

En principio, se deberían especificar todas las restricciones en la optimización del despacho y confiar en el software para determinar los precios marginales. Evitar la optimización del despacho tomando decisiones de despacho directo, en lugar de especificar las limitaciones que dichas decisiones intentan abordar, no es aconsejable y distorsionará las señales correctas de precios económicos. Por ejemplo, las unidades que se despachan con una carga mínima debido al arranque o a consideraciones de tiempo mínimo de funcionamiento, no deben participar en el establecimiento del LMP. Estas unidades restringidas no se moverán cuando la carga aumente o disminuya incrementalmente y, por lo tanto, el costo marginal de dichas unidades es irrelevante para el costo incremental de atender los incrementos de carga marginal.

Si una unidad se despacha parcialmente o en su nivel mínimo durante una hora valle (noche) porque se necesita durante una hora punta (mañana) su costo marginal no necesariamente fija el LMP en las horas que produce incluso si produce el MW más costoso en estas horas. El LMP en cada hora será ajustado por un precio sombra (multiplicador de Lagrange) sobre la restricción de rampa que afecta las decisiones de despacho intertemporal. En el siguiente ejemplo, la energía fuera de las horas punta se produce a un costo marginal de $30/MWh, pero el LMP en la hora 2 es $10/MWh negativo. Esto refleja el hecho de que un MW adicional de carga en la hora 2 en realidad reduce el costo general del sistema porque permite el desplazamiento en la hora 3 de un MWh producido por el generador de rampa rápida a $70 con un MWh producido por el generador lento a $30. Dado que servir ese MWh adicional de carga en la hora 2 costó $30, el ahorro neto es de $10 y, por lo tanto, el LMP en la hora 2 es $10 negativo, lo que se debe a la carga incremental. Por otro lado, el generador de rampa lenta se beneficia en la hora 3 del hecho de que la unidad de arranque rápido fija el LMP en $70/MWh. Entonces, aunque es penalizado por su producción en la hora 2 a un precio negativo, su pago total en las horas 2 y 3 por los primeros 1000 MW de producción promedia $30/MWh, lo que equivale a su costo de producción, mientras que por los 600 MW adicionales que produce en la hora 3 se paga $70/MWh, lo que produce una ganancia inframarginal de $40/MWh que puede destinarse al pago de disponibilidad que cubre los costos fijos y de partida. Al mismo tiempo, las unidades de carga rápida que no están sujetas a restricciones de rampa, y son lo suficientemente flexibles para responder a los

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

precios horarios, están recibiendo la señal de precio adecuada que inducirá una respuesta de precio eficiente en cada hora.

Ejemplo ilustrativo:

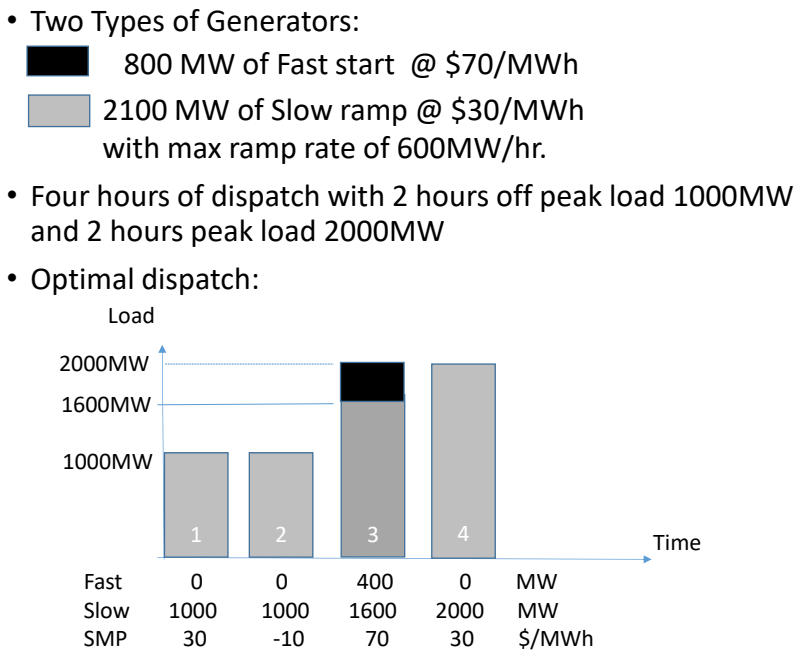


Figura 2-1: Configuración de LMP

2.4.3 Mecanismo de recuperación de costos de oferta (BCR)

El mecanismo BCR está diseñado para incentivar a los productores a presentar ofertas económicas en lugar de cronogramas físicos en el Mercado del Día Anterior. Para lograrlo garantiza que cualquier productor programado por el operador del sistema cubrirá al menos sus costos de oferta, arranque, sin carga y combustible. Debido a que la optimización del Comisionamiento de Unidades es un problema de programación entera mixta no convexa, es posible que una unidad se despache de una manera óptima para el sistema en su conjunto, aunque los ingresos de la unidad por pagos de energía basados en el LMP no cubrirán el costo total de operación de la unidad, que incluye los costos de puesta en marcha y sin carga. Cuando esto le suceda a una unidad que fue despachada por el operador del sistema en base a ofertas económicas, recibirá un pago completo que cubrirá cualquier déficit de ingresos durante un período de 24 horas. Estos pagos completos se cubren mediante un aumento del precio mayorista de la energía. Las unidades que son autoprogramadas y envían programas físicos al operador del sistema no tienen derecho a dichos pagos completos. Los pagos de compensación también se pueden otorgar a unidades cuyo costo real de combustible no se refleja en el LMP debido a una emergencia del sistema como se analizó anteriormente, o a unidades

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

que se despachan fuera del orden de mérito debido a restricciones, pero su costo no se refleja en el LMP, lo que puede basarse en una ejecución de precios en la que no se reconocen estas restricciones [1].

Los aumentos de BCR son comunes en todos los ISOs de EE. UU., pero solo representan un pequeño porcentaje del costo total de energía en los mercados mayoristas. **Según el Informe Anual de Monitoreo del Mercado de CAISO 2023, el pago de BCR por parte de CAISO a los recursos de California en 2022 fue de $255 millones, lo que representa el 1,2% del costo total de energía mayorista de CAISO. Otros $42 millones en pagos del BCR se destinaron a unidades del Mercado de Desequilibrio Energético Occidental, que también es administrado por el CAISO**. Sin embargo, el aumento del despacho de energías renovables ha provocado un aumento de los pagos del BCR y se están adoptando nuevos enfoques para abordar el impacto de las no convexidades en los precios de equilibrio del mercado.

2.4.4 Mercado en Tiempo Real

El Mercado en Tiempo Real es un mercado de desviaciones incrementales y decrementales de los cronogramas del Día Anterior que se negocian para el equilibrio de carga a corto plazo. En los EE. UU., dichas desviaciones se envían cada cinco minutos según el software Optimal Power Flow (OPF) que ajusta el nivel de salida de los generadores para cumplir con la restricción de equilibrio de carga a un costo mínimo sujeto a las restricciones técnicas de los generadores y las restricciones de transmisión que se representan por las leyes de Kirchhoff. Específicamente, el OPF resuelve el siguiente problema de optimización:

Minimizar Σ (costo de combustible del generador)

Sujeto a:

- Balance energético (suministro neto = carga en cada nodo)
- Límites del generador (incluidos límites dinámicos como velocidades de rampa)
- Restricciones de transmisión (modelo de Corriente Alterna, CA, con límites térmicos y de voltaje)
- Exigencias de reservas

Los ajustes energéticos se cooptimizan con la adquisición de capacidad de AGC, la capacidad de reservas en giro y el aumento de reservas. Cualquier carga que siga dentro de los intervalos de despacho de cinco minutos se recibe con AGC y se repone con reservas en giro y reservas en rampa. Los precios marginales locales en tiempo real están determinados por los precios sombra nodales producidos por el software OPF. Si

[1] Panagiotis Andrianesis, George Liberopoulos, George Kozanidis, Alex Papalexopoulos, "Mecanismos de recuperación en mercados de electricidad diarios con no convexidades – Parte I: Metodología de diseño y evaluación", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, núm. 2, 2013, págs. 960-968, disponible en línea: doi: 10.1109/TPWRS.2012.2207920

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

bien son deseables intervalos de tiempo más cortos para la optimización del despacho, algunos sistemas reoptimizan el despacho cada media hora y utilizan procedimientos de ajuste subóptimos y reservan el despliegue para el seguimiento de la carga entre los despachos económicos. En los mercados de tiempo real de EE. UU., los productores pueden presentar ofertas para las desviaciones en tiempo real cada quince minutos. Estas nuevas subastas frecuentes se introdujeron en la Orden 764 de la FERC, cuyo objetivo era facilitar la integración de recursos renovables como el viento, que son intermitentes y pueden pronosticarse con precisión en períodos de tiempo cortos. Permitir la re-oferta intradiaria e intrahoraria de los precios de desviación mejora la eficiencia, ya que permite a los productores reflejar la variabilidad a corto plazo en el costo del combustible (por ejemplo, fluctuaciones intradiarias del precio del gas) en sus ofertas.

La Orden FERC No. 764, emitida en junio de 2012, fue diseñada para abordar el aumento de VER que se ponen en línea y eliminar barreras para la integración de VER. Específicamente, en la Orden No. 764, la FERC exigió a los proveedores de transmisión que dieran a los clientes la opción de ajustar sus horarios de transmisión en intervalos de 15 minutos, pero también exigió a los generadores renovables VER que proporcionaran a los propietarios de transmisiones ciertos datos meteorológicos y de cortes forzosos para mejorar los pronósticos en la producción de energía.

Después de emitir la Orden No. 764, la FERC recibió múltiples solicitudes de nuevos ajustes y aclaraciones. Al abordar estas solicitudes en la Orden No. 764-A, la FERC afirmó todas las determinaciones básicas de la Orden No. 764 y brindó aclaraciones sobre múltiples asuntos, entre ellos: que la reforma de programación intrahoraria se aplica a todos los clientes de transmisión que programan el servicio de transmisión bajo una Tarifa de Transmisión de Acceso Abierto; que cuando un cliente de transmisión que utiliza una programación de 15 minutos toma servicio de un proveedor de transmisión utilizando un cargo por desequilibrio horario, el proveedor de transmisión debe promediar los desequilibrios de cada período de programación de 15 minutos durante toda la hora; y que un horario de transmisión firme tiene prioridad de reducción sobre un horario de transmisión no firme que utiliza un horario de intervalo de 15 minutos. La FERC también denegó solicitudes para permitir a los proveedores de transmisión modificar unilateralmente los acuerdos de interconexión de grandes generadores existentes para incluir requisitos de presentación de datos para los clientes de interconexión existentes.

El 19 de septiembre de 2013, la FERC emitió la Orden No. 764-B, aclarando aún más su regla de Integración de Recursos Energéticos Variables ("VER") establecida originalmente en la Orden No. 764. Powerex Corporation ("Powerex") e Iberdrola Renewables, LLC ("Iberdrola Renovables") habían pedido aclaración, o alternativamente una nueva orden, de asuntos relacionados con el etiquetado

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

electrónico y la práctica de restricciones de la Bonneville Power Administration ("Bonneville") de conformidad con su Orden Permanente de Despachador.

Sin embargo, en mercados donde la volatilidad intradiaria en los precios del combustible es limitada (**como en Chile**) o los recursos renovables son insignificantes, es aceptable utilizar las ofertas del día anterior para la optimización en tiempo real y ajustar los precios locales en tiempo real (es decir, cada media hora) en función de los cambios en la carga y condiciones de suministro, pero usando ofertas de precios del día anterior.

2.4.5 Sistemas de dos liquidaciones

En algunos sistemas, como el de Australia, el despacho diario y los precios del DAM se consideran consultivos (no vinculantes), mientras que las liquidaciones de las cantidades totales producidas o consumidas en cada hora o período subhorario se determinan ex post en función de los precios en tiempo real. Este enfoque, denominado sistema único de liquidación, es defectuoso ya que crea fuertes incentivos para la manipulación de los precios en tiempo real mediante la retención de capacidad y la explotación de restricciones técnicas. Las liquidaciones que se basan enteramente en precios ex post en tiempo real tampoco logran proporcionar una señal de precios ex ante confiable que fomente la respuesta de la demanda y facilite la contratación bilateral al proporcionar un precio de liquidación confiable con un riesgo de base reducido.

Un enfoque superior que se ha adoptado en los mercados de EE. UU. y en muchos otros sistemas es el enfoque de dos liquidaciones, en el que el despacho horario y los precios del día anterior son financieramente vinculantes y se utilizan para la liquidación de adjudicaciones y compras del día anterior, mientras que los precios en tiempo real se utilizan para liquidar desviaciones de los Comisionamientos del día anterior, independientemente de si las desviaciones son instruidas, no instruidas, intencionales o accidentales. Los precios en tiempo real proporcionan el valor real de la energía en tiempo real y, por lo tanto, resolver las desviaciones en función de estos precios recompensa automáticamente las desviaciones que mejoran el rendimiento económico del sistema y penaliza las desviaciones que aumentan el costo del sistema.

En los mercados estadounidenses, el enfoque de dos liquidaciones se ve reforzado al permitir que los actores financieros, sin demanda ni instalaciones de producción, arbitren las diferencias de precios entre los mercados del día anterior y en tiempo real. Dicho arbitraje, denominado oferta de convergencia u oferta virtual, toma la forma de posiciones de oferta o demanda (ofertas) en el Mercado del Día Anterior que se cierran automáticamente (como ofertas de toma de precios) en tiempo real. Estas posiciones virtuales permiten a los productores y consumidores tomar posiciones en el Mercado del Día Anterior, pero liquidarlas a precios en tiempo real sin tener que retener sus ofertas. Esto ayuda al operador del sistema a ejecutar el sistema de manera confiable al reducir

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

los incentivos de los participantes del mercado para desviaciones y sorpresas estratégicas en tiempo real. Los estudios empíricos también han demostrado que las ofertas virtuales mejoran la eficiencia del mercado al aumentar la liquidez y hacer converger los precios en el mercado del día anterior y en tiempo real.

Los argumentos a favor de un sistema de dos liquidaciones son similares a los argumentos a favor de la contratación bilateral a largo plazo. Los precios del día anterior son más estables y menos volátiles que los precios en tiempo real que tienden a ser mucho más volátiles. En un sistema de dos liquidaciones, el despacho diario y los precios diarios son vinculantes desde el punto de vista financiero. Los precios en tiempo real, que son volátiles debido a cambios en las condiciones climáticas, contingencias, restricciones de rampa y otras variabilidades de último minuto y eventos imprevistos, solo se utilizan para liquidar las diferencias entre la programación del día anterior y la producción y el consumo en tiempo real. Esto elimina los incentivos para que los generadores aprovechen la escasez de último momento para aumentar los precios en tiempo real que se aplicarían a toda su producción. En un sistema de dos liquidaciones, los precios en tiempo real sólo se aplican a las diferencias entre la producción o el consumo en tiempo real y los Comisionamientos financieramente vinculantes del día anterior. El aumento de las VER, que aumenta la incertidumbre y la volatilidad en tiempo real, hace que el argumento a favor de un sistema de dos liquidaciones con despacho en tiempo real dentro de los 15 minutos (o 5 minutos) del tiempo real sea aún más fuerte.

Entendemos que el mercado en Chile se basa en un sistema de liquidación única y, dado el análisis anterior, planeamos recomendar un cambio a una arquitectura de mercado de dos liquidaciones.

2.4.6 Adquisición de servicios complementarios

Los servicios complementarios (o auxiliares) constan de varias reservas necesarias para proporcionar equilibrio de carga y dar regulación de frecuencia, estabilidad de voltaje, capacidad de rampa y confiabilidad general. Estos son proporcionados por reservas sincronizadas y no sincronizadas diferenciadas por el tiempo de respuesta, configuraciones para responder a señales de frecuencia para el control automático de la generación y el control de la potencia reactiva necesaria para asegurar la estabilidad del voltaje. Algunos servicios complementarios, como la capacidad de arranque en negro, sólo pueden ser proporcionados por unidades específicas equipadas para tales tareas y, por lo tanto, dicha capacidad se adquiere mediante contratos a largo plazo. Sin embargo, la mayoría de los servicios complementarios pueden ser proporcionados por todas las unidades de generación, ya sea como productos distintos adquiridos por el operador del sistema a través de mecanismos de mercado o como una obligación de autoabastecimiento de reservas que da al operador del sistema cierta libertad para

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

controlar la producción de las unidades. Desde una perspectiva económica, el objetivo principal de los mercados de servicios complementarios es obtener las reservas necesarias al menor costo de los generadores que están en mejor posición para proporcionar dichas reservas, proporcionando compensación a estos generadores y evitando el “beneficio gratuito”.

La compensación por las reservas puede basarse en la capacidad y la energía producida (o ahorrada) cuando se utilizan estas reservas. En el caso del AGC, que se utiliza para seguimiento de carga a corto plazo, distinguimos entre regulación ARRIBA y ABAJO, por lo que la energía neta no refleja adecuadamente el rendimiento. Por lo tanto, en los EE. UU., la orden 764 de la FERC prescribe el pago por desempeño basado en el “kilometraje”, que es el término utilizado para indicar la suma de los valores absolutos de los ajustes de energía hacia arriba y hacia abajo. Otros tipos de reservas, como las reservas en giro, no en giro y de repuesto, que sólo difieren en el tiempo de respuesta, se compensan en función de la capacidad y la energía. Sin embargo, algunos sistemas que cooptimizan el despacho de energía y reservas han optado por eliminar los pagos por capacidad y compensar las reservas retenidas por mérito basado en el costo de oportunidad perdido. El requisito para las diferentes categorías de reservas lo determina el operador del sistema en función de consideraciones de confiabilidad que reflejen las diversas contingencias. Estos requisitos de reserva pueden asignarse a los generadores en proporción a su producción en régimen de autoabastecimiento o adquirirse por el operador del sistema a través de una subasta y el costo de adquisición se prorratea como un aumento del precio mayorista de la energía.

Las subastas de adquisición de reservas pueden ser de precio uniforme (pay-as-clear) o de pago según la oferta (pay-as-bid) y los generadores presentan ofertas ofreciendo capacidad de los diferentes tipos de reservas a precios que reflejan su costo de oportunidad. Para AGC, las ofertas pueden especificar un precio de capacidad y un precio por kilometraje, mientras que para otros tipos de reserva el precio de la energía se basa en los LMP. Un aspecto importante de los diferentes tipos de reservas es su sustituibilidad a la baja (sustituirse para servicios complementarios de menor exigencia). En otras palabras, cualquier unidad utilizada para proporcionar regulación también puede proporcionar reservas en giro y cualquier unidad que proporcione reservas en giro puede proporcionar reservas no en giro, etc. Además, las unidades que producen energía son intercambiables con las unidades mantenidas como reservas. Cuando la congestión restringe el flujo potencial de reservas, como es el caso de Nueva York, la jerarquía de reservas también puede ser local y reflejar direcciones de flujo factibles. La adquisición de todos los tipos de reservas se cooptimiza sujeta a las restricciones de sustituibilidad para cumplir con los requisitos generales de reservas a un costo mínimo (según la oferta). Los generadores que proporcionan estas reservas reciben una compensación en función de su oferta (en una configuración de pago según la oferta) o del precio de equilibrio uniforme para el tipo de reserva que ofrecieron.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

La integración masiva de energías renovables intermitentes (eólica y solar) en California creó la necesidad de un nuevo tipo de reserva denominada Flexiramp, que fue aprobada por la FERC y está destinada a garantizar suficiente capacidad de aumento en tiempo real para seguir las rápidas fluctuaciones de la carga neta. Dichas reservas no se ofertan como un producto separado, sino que se obtienen reteniendo ofertas de energía de generadores flexibles que pueden estar en orden de mérito (es decir, sus precios de oferta están por debajo del LMP). En tales casos, a los generadores se les paga el costo de oportunidad por la pérdida de ganancias, que es el LMP menos el precio de oferta multiplicado por la producción de energía retenida.

2.4.7 Mecanismo de Adecuación de Recursos y Remuneración de Capacidad

El "estándar de oro" económico para garantizar la suficiencia de los recursos es un mercado exclusivamente de energía, donde se permite que los precios de la energía aumenten lo suficiente como para reflejar la escasez. Los precios de escasez proporcionan la compensación necesaria para cubrir el costo fijo de la capacidad e incentivar la inversión si es necesario. Se han implementado mercados exclusivamente de energía eléctrica (sin pagos por capacidad) en Texas, Nueva Zelanda y Australia, donde los precios spot en el mercado mayorista de la electricidad pueden aumentar hasta $9000/MWh (en Texas) o más (en Australia). No obstante, en un sistema en el que los precios de la energía están limitados por grupos regulados o las ofertas están limitadas en base a costos, los ingresos por energía pueden no ser suficientes para cubrir los costos de inversión (problema del "dinero faltante") y se necesita alguna forma de remuneración de la capacidad o un mecanismo alternativo para garantizar la suficiencia de los recursos.

El pago por MW de capacidad de generación comprometida es un enfoque común para remunerar la disponibilidad de capacidad de generación. Hay muchas variantes de este enfoque con el pago determinado administrativamente o mediante una subasta como en PJM o ISO New England en los EE. UU. El pago por capacidad suele implicar una obligación de oferta obligatoria, sin restricción sobre el precio de oferta de la energía. Sin embargo, la obligación de oferta puede interpretarse como una opción de compra con un precio de ejercicio igual o inferior al límite de la oferta de energía. Cuando el precio de ejercicio se fija por debajo del límite de la oferta, como fue el caso en el Mercado de Capacidad a Plazo de New England (FCM) hasta 2015, el generador es responsable de la diferencia entre el LMP y el precio de ejercicio conocido como Renta de Energía Peak (PER). Si la unidad produce, entonces el exceso de ingresos por la venta de energía por encima del precio de ejercicio compensará el pasivo PER. Sin embargo, si el generador no está disponible será responsable del costo de la energía en el LMP. El precio de ejercicio en el diseño original del FCM de New England se fijó en un nivel que intentaba estimar el costo marginal de una turbina de combustión genérica, pero resultó ser

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

problemático debido a las fluctuaciones del precio del combustible, por lo que en mayo de 2015 el precio de ejercicio se elevó a $1000/MWh. Una característica importante de los pagos por capacidad basados en el mercado es permitir que los recursos del lado de la demanda participen en el mercado. Permitir la participación del lado de la demanda equivale a permitir la “exclusión voluntaria” de la demanda que está dispuesta a reducir el consumo en caso de escasez y evitar el cargo por capacidad, que puede interpretarse como una prima de seguro de la disponibilidad.

Un aspecto importante de los esquemas de remuneración de pago por capacidad en todo el mundo, ya sea que se determinen administrativamente o mediante mecanismos de mercado, es que son uniformes y tecnológicamente neutrales. En otras palabras, cada MW de capacidad, independientemente de la tecnología de generación o si proviene de generación, respuesta a la demanda o almacenamiento, se paga de igual forma. Los primeros intentos de tener pagos por capacidad diferenciados según la tecnología (por ejemplo, en Corea y otros lugares) han demostrado ser ineficaces y se han cambiado a precios uniformes. La justificación teórica para tener precios de capacidad uniformes es que los pagos por capacidad deben reflejar el costo marginal de agregar nueva capacidad al sistema, que en el nivel óptimo debe igualar la probabilidad de pérdida de carga y el valor de pérdida de carga. Las diferencias en el costo de capacidad de varias tecnologías se cubren con ganancias inframarginales de las diferentes tecnologías cuando la energía se liquida a valor del LMP.

Otro mecanismo de adecuación de recursos que se ha adoptado en California, y que podría ser apropiado para Chile, es un enfoque administrativo de “demostración” de la capacidad. Según este esquema, el regulador determina una obligación de capacidad anual y mensual para cada entidad que atiende la carga (Load Serving Entity o LSE), que se fija en el 115% de la carga máxima histórica para esa entidad durante el año y el mes. Corresponde a cada LSE celebrar contratos bilaterales de suministro con capacidad de generación y poder demostrar al regulador que tiene suficiente cobertura contractual para atender su carga máxima. Específicamente, en California una LSE debe mostrar al principio el 85% de su obligación contractual (es decir, el 115% de la carga máxima) para el año; y el 100% de su obligación mensual al inicio de cada mes. La Comisión de Servicios Públicos de California modificó su requisito de adecuación de recursos para incluir alrededor del 30% de capacidad flexible (que puede sostener una rampa continua de 3 horas) y una cantidad prescrita de capacidad de almacenamiento (alrededor de 1500 MW en total para California).

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3 Operador Independiente del Sistema de California (CAISO)

3.1 Descripción general del mercado energético CAISO

El Operador Independiente del Sistema (ISO) de California gestiona una de las redes más grandes y dinámicas del mundo. Gestiona el flujo de electricidad general a lo largo de 26.000 millas de circuito de líneas eléctricas de alto voltaje hacia los servicios públicos en todo California y en una pequeña parte de Nevada, llegando finalmente a 30 millones de clientes.

El ISO también opera el mercado eléctrico mayorista de California, utilizando tecnología de punta para satisfacer la demanda con la energía de menor coste disponible en un momento dado. El mercado realiza una subasta automatizada todos los días y cada cinco minutos, en 9.700 nodos de precios, generando más de 31.000 transacciones por día.

Como único operador de red en el oeste de EE. UU., CAISO otorga igualdad de acceso a todos los participantes del mercado, creando un mecanismo económico de diversos recursos para competir en el mercado energético. CAISO también administra el Mercado de Desequilibrio Energético (EIM), que brinda a las empresas de servicios públicos estatales occidentales acceso a un mercado comercial de ajustes en tiempo real y a una sofisticada tecnología de optimización, lo que les permite proporcionar energía al menor costo a sus clientes. El mercado EIM ha demostrado reducir costos, promover un mayor uso de energía renovable y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para las empresas de servicios públicos en los ocho estados del oeste.

Otra función esencial de el CAISO es proporcionar información transparente sobre el estado del sistema eléctrico y los precios de mercado. La información ayuda a sus clientes a acceder eficazmente a la economía del intercambio de energía y gestionar los riesgos de participar en el mercado mayorista. CAISO proporciona miles de datos puntuales todos los días utilizando una variedad de mecanismos, incluidos 100 sistemas automatizados.

El CAISO gestiona actualmente 1.080 centrales eléctricas, 239 millones de MWh al año y ofrece precios locales en 9.700 ubicaciones de precios.

3.2 Conceptos básicos del diseño de mercado

3.2.1 Participación en el mercado

Esta sección proporciona una descripción general de los elementos básicos del diseño del mercado energético de CAISO y la participación en el mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.2.1.1 Coordinadores de programación

Los participantes en los mercados de CAISO incluyen compañías de generación, empresas de servicios públicos de propiedad de inversionistas privados, servicios públicos municipales, agencias federales, agencias estatales, proveedores minoristas de servicios de energía, comercializadores de energía, etc. Todos estos participantes deben estar representados por Coordinadores de Programación (SCs) que estén registrados en el CAISO, excepto para los Propietarios de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) que en el mercado CAISO se denominan Propietarios de Derechos de Rentas por Congestión (CRR), que solo necesitan ser socios comerciales. Un participante puede registrar múltiples SCs con CAISO. Muchos participantes pueden hacer negocios con CAISO utilizando un único SC. El SC es responsable de ofertar en los mercados CAISO, informar cortes de recursos y reducciones de potencia a CAISO, recibir resultados de mercado e instrucciones de despacho de CAISO, enviar datos de medición a CAISO y liquidar cuentas de mercado con CAISO.

3.2.1.2 Identificación de recursos y participación

Los recursos incluyen recursos de generación, recursos de importación, recursos de exportación, recursos de carga participantes y recursos de carga no participantes. Los recursos de generación pueden ser recursos únicos o agregados. Los recursos de carga no participantes son recursos agregados, con la excepción de las cargas de derechos de propiedad de transmisión (TOR) y contratos de transmisión existentes (ETC), que pueden ser recursos de carga únicos. Los recursos de carga participantes son recursos de centrales hidráulicas de bombeo que están certificados por CAISO para despacho en tiempo real; pueden participar tanto en los mercados del Día Anterior como en los mercados en Tiempo Real. Cada recurso tiene un identificador único independientemente del tipo de recurso. Cada recurso se asigna a una ubicación. La ubicación de un recurso de importación o exportación es un punto de programación en el extremo externo de una interconexión con el área de control CAISO. La ubicación de un único recurso de carga o generación es un único nodo de red, mientras que la ubicación de un recurso de carga o generación agregado es un nodo agregado, asignado a múltiples nodos de red. Para participar en los mercados CAISO, cada recurso está representado por un solo SC para un día de negociación determinado. Un SC puede representar múltiples recursos (también llamados cartera de recursos).

3.2.1.3 Factores de distribución de generación

Un recurso agregado de generación es una unidad lógica que representa una colección de unidades físicas que deben programarse juntas. Un ejemplo típico de recurso agregado de generación consiste en un grupo de unidades hidroeléctricas en el mismo sistema de agua (cuenca). Los recursos agregados de generación deberán presentar Factores de Distribución de Generación (GDF) por cada hora que presenten ofertas en

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

los mercados CAISO. Los GDF describen la forma cómo la producción de energía del recurso agregado de generación se compone a partir de la producción de energía de las unidades físicas asociadas.

3.2.1.4 Factores de distribución de carga

Un recurso de carga agregada es una carga lógica que representa una colección de cargas individuales que deben programarse juntas. Los recursos de carga agregados participantes deben presentar factores de distribución de carga (LDF) por cada hora que presenten ofertas en los mercados CAISO. Los LDF describen cómo el consumo de energía del recurso de carga agregado se compone del consumo de energía de las cargas individuales asociadas.

Los Recursos de Carga No Participantes sólo podrán ofertar en el Mercado del Día Anterior. Los recursos de carga no participantes bajo la agregación de carga predeterminada siempre son recursos de carga agregados en puntos de agregación de carga (LAP) específicos, también conocidos como zonas de carga, y no necesitan enviar LDF porque CAISO utilizará LDF predeterminados de su biblioteca de LDF para ellos. La biblioteca de LDF contendrá LDF históricos para las zonas de carga durante varios períodos de tiempo.

3.2.2 Productos Básicos

Esta sección describe los productos comercializados en los mercados CAISO. Estos productos básicos pueden ofertarse en los mercados spot de CAISO (el mercado integrado a plazo, el comisionamiento de unidades residual, el proceso de programación de la hora anterior y el mercado en tiempo real), según corresponda.

3.2.2.1 Energía

Recursos de generación e importación pueden vender energía a los mercados CAISO. La energía se mide en MWh. Si la producción de una unidad durante 15 minutos es 60 MW, la energía producida por esta unidad en ese intervalo de 15 minutos es 60 MW ×¼ h = 15 MWh.

Los recursos generadores registrados como recursos hídricos de almacenamiento por bombeo pueden adicionalmente comprar energía de los mercados CAISO para atender su carga de almacenamiento por bombeo y vender energía en el mercado en tiempo real reduciendo su carga de bombeo.

Los recursos de carga y exportación no participantes pueden comprar energía en los mercados CAISO.[2] Los recursos de cargas participantes (centrales hidráulicas de

[2] Los Recursos de Carga No Participantes podrán ofertar únicamente en el Mercado del Día Anterior.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

bombeo) pueden comprar energía de los mercados CAISO para atender su carga de bombeo y vender energía en el mercado en tiempo real reduciendo su carga de bombeo.

3.2.2.2 Servicios complementarios

Los servicios complementarios (AS, por sus siglas en inglés) son servicios proporcionados por ciertos recursos utilizando su capacidad y que cumplen requisitos técnicos específicos. la energía se produce cuando la capacidad se despacha como energía en tiempo real.
El CAISO contrata los siguientes cuatro tipos de servicios complementarios:

- Regulación hacia arriba (Reg-Up)
- Regulación hacia abajo (Reg-Down)
- Reserva en giro (giro)
- Reserva sin giro (no en giro)

Los recursos deben estar certificados para proporcionar servicios complementarios. Los recursos certificados pueden autoproporcionarse y/o ofertar servicios complementarios en los mercados CAISO.

3.2.2.2.1 Regulación

La regulación hacia arriba y la regulación hacia abajo son dos servicios complementarios separados. La capacidad de regulación (arriba y abajo) no es despachada por el Mercado en Tiempo Real (RTM), sino por la función de Control Automático de Generación (AGC) del Sistema de Gestión de Energía (EMS) para mantener los horarios de intercambio y la frecuencia del sistema.

Recursos generadores que cumplan con los requisitos técnicos necesarios puede proporcionar regulación. Los recursos de importación y exportación registrados como intercambios dinámicos también pueden proporcionar regulación.

3.2.2.2.2 Reservas de contingencia

Según la definición de los Criterios Mínimos de Confiabilidad Operativa (MORC) del Consejo Coordinador de Energía Occidental (WECC), la reserva operativa consiste en reservas de regulación y de contingencia, que a su vez consisten en reserva en giro y reserva no en giro. Reserva de contingencia es la capacidad de generación sin carga reservada para contingencias.

El CAISO no trata todas las reservas en giro y no en giro como reservas de contingencia. El proveedor de reservas en giro y no en giro puede especificar en el Mercado del Día Anterior (DAM) una “bandera de contingencia” para indicar que las reservas en giro y no en giro, de ser aceptadas, deben ser tratadas como reservas de contingencia. De lo

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

contrario, la capacidad de reserva en giro y no en giro se puede despachar en tiempo real independientemente de las condiciones de contingencia, siempre que el CAISO continúe manteniendo niveles generales adecuados de Reserva Operativa. Cualquier reserva en giro y no en giro adquirida en el RTM siempre será reserva de contingencia.

Las reservas en giro se pueden proporcionar mediante la generación de recursos en línea y mediante la importación o exportación de recursos.

Las reservas no en giro pueden ser proporcionadas por recursos de generación[3], por recursos de importación o exportación[4] y por recursos de carga participantes.

3.2.2.3 Capacidad de Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad

La capacidad del Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad (RUC) es la capacidad disponible (no programada para energía ni reservada para servicios complementarios en el mercado integrado a plazo) asegurada por el CAISO en el Mercado del Día Anterior (DAM) para cubrir la diferencia entre la carga prevista y la carga programada en el Mercado Integrado a Plazo (IFM).

Los recursos de generación, importación, exportación y de carga participantes podrán ofertar capacidad RUC en el DAM.

3.2.2.4 Derechos de Rentas por Congestión

Un derecho de rentas por congestión (CRR) desde una ubicación fuente hasta una ubicación destino, medido en MWh, es el derecho financiero a recibir una parte de los ingresos por congestión generados por la congestión en el IFM desde esa fuente hasta ese destino. Tanto las ubicaciones de origen como las de destino pueden ser ubicaciones agregadas; sin embargo, todos los nodos de precio relevantes deben residir en la red de transmisión de CAISO, incluidos los puntos de programación entre enlaces.

La mayoría de los CRR son CRR de “obligación”, aunque algunos son CRR de “opción”. El derecho a cada MWh de un CRR de obligación de una fuente a un destino es igual a la diferencia algebraica (puede ser negativa) entre los componentes de congestión marginal del Precio Marginal Local (LMP) del IFM en el destino y el LMP del IFM en la fuente. El derecho a cada MWh de un CRR de opción desde una fuente a un destino es igual a la diferencia entre los componentes de congestión marginal del IFM LMP en el

---

[3] Tanto los recursos de generación en línea como los fuera de línea pueden proporcionar reservas no en giro en el mercado diario, pero solo los recursos de generación fuera de línea pueden proporcionar reservas no en giro en el mercado en tiempo real. Los recursos de generación fuera de línea deben ser capaces de arrancar, sincronizarse con la red y entregar la energía esperada en diez minutos.

[4] Los recursos de importación y exportación pueden proporcionar reservas no en giro en el mercado diario, pero solo reservas en giro en el mercado en tiempo real.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

destino y el IFM LMP en la fuente, si esta diferencia es positiva; de lo contrario, no hay derecho u obligación. Los CRR se asignan y subastan anualmente (o estacionalmente) y mensualmente.

3.2.3 Mercados spot y cronogramas

Esta sección describe los diversos mercados spot de CAISO.

3.2.3.1 Mercado del Día Anterior

El Mercado del Día Anterior (DAM) es un mercado para negociar energía, servicios complementarios y capacidad RUC para el siguiente día de negociación que comienza en la medianoche y finaliza a la medianoche siguiente. La presentación de ofertas para el DAM está permitida desde una semana antes y hasta las 10:00 a. m. un día antes del día de negociación. Los resultados del DAM se publican a las 13:00 horas[5] del día anterior al día de negociación.

El Mercado del Día Anterior incluye varias funciones que se realizan de forma secuencial:

1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD);
2) Mercado Integrado a Plazo (IFM); y
3) Comisionamiento de Unidades Residual (RUC).

3.2.3.1.1 Mitigación del poder de mercado y determinación de requisitos de confiabilidad

La Mitigación del Poder de Mercado (MPM) realiza una prueba para determinar qué ofertas de DAM están sujetas a mitigación por poder de mercado local con base en criterios específicos. Si la prueba falla, el MPM mitiga las ofertas afectadas durante el horario de negociación correspondiente. La Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD) determina el uso mínimo y más eficiente de los recursos de Confiabilidad que Deben Ejecutarse (RMR) para abordar la confiabilidad local en el cumplimiento del pronóstico de demanda CAISO durante el día de negociación.

3.2.3.1.2 Mercado Integrado a Plazo

El Mercado Integrado a Plazo (IFM) es un mercado para negociar energía y servicios complementarios para cada hora del siguiente día de negociación. El IFM utiliza las ofertas mitigadas después de MPM y RRD para liquidar las ofertas de abastecimiento y demanda, y adquirir servicios complementarios para cumplir con los requisitos de

[5] Salvo imprevistos.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

servicios complementarios del ISO al menor costo de la oferta durante el siguiente día de negociación.

3.2.3.1.3 Comisionamiento de Unidades residual

El Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) es una función de confiabilidad para comprometer recursos y adquirir capacidad RUC no programada en el IFM (como capacidad de energía o servicios complementarios) para cubrir la diferencia entre el pronóstico de carga CAISO y la carga programada en el IFM, en cada hora del siguiente día de negociación. El RUC también puede comprometer recursos de arranque prolongado con un tiempo de funcionamiento superior a un día para los días siguientes, según sea necesario.

3.2.3.2 Mercado en Tiempo Real

El Mercado en Tiempo Real (RTM) es un mercado para negociar energía y servicios complementarios en tiempo real. Se permite la presentación de ofertas para un determinado horario de negociación en el RTM después de la publicación del resultado del DAM para el día de negociación correspondiente y hasta 75 minutos antes del inicio de ese horario de negociación.

El Mercado en Tiempo Real incluye varias funciones que se realizan en paralelo, pero con diferente periodicidad:

1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD);
2) Proceso de programación de la hora anterior (HASP);
3) Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC);
4) Despacho previo en tiempo real (RTPD); y
5) Despacho Económico en Tiempo Real (RTED).

3.2.3.2.1 Mitigación del poder de mercado y determinación de requisitos de confiabilidad

Las funciones MPM y RRD del RTM son análogas a las mismas funciones del DAM. Ambos se realizan cada hora, 7½ minutos después del cierre del RTM para una hora de negociación, es decir, 67½ minutos antes del inicio de esa hora de negociación. El MPM realiza una prueba para determinar qué ofertas de RTM están sujetas a mitigación por poder de mercado local con base en criterios específicos. Si la prueba falla, el MPM mitiga las ofertas afectadas para esa hora de negociación. Las ofertas mitigadas resultantes son utilizadas por todas las demás aplicaciones RTM. El RRD determina el uso mínimo y más eficiente de los recursos de RMR para abordar la confiabilidad local

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

en el cumplimiento del pronóstico de demanda de CAISO durante esa hora de negociación. Las funciones MPM y RRD se realizan simultáneamente.

3.2.3.2.2 Proceso de programación de la hora anterior

El proceso de programación de la hora anterior (HASP) es un proceso para negociar energía y servicios complementarios cada hora, en base a ofertas presentadas hasta 75 minutos antes de la hora de negociación. El HASP se realiza cada hora e inmediatamente después del MPM y RRD. Los cronogramas de energía por hora y las adjudicaciones de servicios complementarios por hora para recursos predespachados por hora en esa hora de negociación se publican a más tardar 45 minutos antes del inicio de esa hora de negociación.

3.2.3.2.3 Comisionamiento de unidades a corto plazo

El Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC) es una función de confiabilidad para comprometer Recursos de Arranque Rápido (con un tiempo de arranque más un tiempo mínimo de funcionamiento inferior a 255 minutos) para cumplir con el pronóstico de demanda CAISO en cada intervalo de 15 minutos de las siguientes cuatro a cinco horas. El STUC se realiza cada hora después del HASP.

3.2.3.2.4 Predespacho en tiempo real

El predespacho en tiempo real (RTPD) es un mercado para comprometer recursos y vender servicios complementarios en intervalos de 15 minutos. El RTPD se ejecuta automáticamente cada 15 min, a la mitad de cada cuarto de hora, es decir, a los 7½ min, 22½ min, 37½ min y 52½ min de cada hora. El horizonte temporal del RTPD se compone de un número variable de intervalos de 15 minutos que abarcan el horario de negociación actual y el siguiente. El primer intervalo de 15 minutos comienza 22½ minutos después del tiempo en que se ejecuta el RTPD; por ejemplo, cuando el RTPD se ejecuta a los 7½ minutos de una hora, su horizonte temporal comienza a los 30 minutos de esa hora. Las adjudicaciones de sevicios complementarios para el primer intervalo de 15 minutos del horizonte temporal son vinculantes; el resto son de asesoramiento (no vinculantes). Las ofertas utilizadas en la siguiente hora de negociación son las ofertas mitigadas de la última ejecución del MPM y RRD; estas ofertas se presentaron 75 minutos antes del inicio de la siguiente hora de negociación. Las ofertas utilizadas en el horario de negociación actual son las ofertas mitigadas de la ejecución previa del MPM y RRD; estas ofertas se presentaron 75 minutos antes del inicio de la hora de negociación actual. La ejecución RTPD a los 52½ minutos de una hora determinada coincide con la ejecución HASP a los 67½ minutos antes del inicio de la última hora de negociación para la cual el tiempo de presentación de ofertas está cerrado; este RTPD se realiza simultáneamente con el HASP.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.2.3.2.5 Despacho económico en Tiempo Real

El Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) es un mercado para negociar energía de desequilibrio y despachar servicios complementarios a intervalos regulares. Hay tres modos para el RTED:

1) El despacho a intervalos en tiempo real (RTID) es el modo normal de RTED. Se ejecuta automáticamente cada 5 min, a la mitad de cada intervalo de 5 min de cada hora, es decir, a los 2½ min, 7½ min, 12½ min, etc. de cada hora. El horizonte de tiempo RTID se compone de un número variable de intervalos de 5 minutos que abarcan el horario de negociación actual y el siguiente. El primer intervalo de 5 minutos comienza 7½ minutos después del tiempo en que se ejecuta RTID, por ejemplo, cuando RTID se ejecuta a los 2½ minutos de una hora, su horizonte temporal comienza a los 10 minutos de esa hora. El despacho para los primeros 5 minutos del horizonte temporal es vinculante; el resto son de asesoramiento. Las ofertas utilizadas en los intervalos de 5 minutos de la siguiente hora de negociación incluida en el horizonte temporal RTID son las ofertas mitigadas de la última ejecución del MPM y RRD; estas ofertas se presentaron 75 minutos antes del inicio de la siguiente hora de negociación. Las ofertas utilizadas en los intervalos de 5 minutos del horario de negociación actual incluidas en el horizonte temporal RTID son las ofertas mitigadas de la ejecución previa del MPM y RRD; estas ofertas se presentaron 75 minutos antes del inicio de la hora de negociación actual.
2) El Despacho Manual en Tiempo Real (RTMD) se ejecuta manualmente y tiene un único intervalo de 5 minutos.
3) El Despacho de Contingencia en Tiempo Real (RTCD) también se ejecuta manualmente, pero tiene un único intervalo de 10 minutos.

3.2.4 Modelo de Red Completo

Los mercados CAISO emplean un Modelo de Red Completo (FNM) con una representación precisa del área de control CAISO y todas las áreas de control integradas. las áreas de control externo no se modelan, excepto para las interconexiones que se modelan como interconexiones radiales y para las instalaciones de transmisión para las cuales los Propietarios de Transmisión Participantes (PTOs) han convertido sus derechos de programación. La FNM está compuesta por nodos de red interconectados con ramas de red. Las unidades de generación física y las cargas se modelan en los nodos de red relevantes. La ubicación de un recurso generador puede ser diferente del(los) nodo(s) de la(s) unidad(es) generadora(s) física(s) correspondiente(s) en el FNM. En general, la ubicación de un recurso generador coincide con el nodo donde está conectado el medidor de calidad de ingresos correspondiente. Esta ubicación se conoce como el “Punto de Entrega (POD)”. Si bien el cronograma, despacho y LMP de un recurso

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de generación se refiere al POD, la inyección de energía se modela en el FNM para efectos de análisis de la red en la(s) unidad(es) generadora(s) física(s) correspondiente(s) (en el punto de interconexión), teniendo en cuenta cualquier pérdida en la red de transmisión que conduzca al POD. Los recursos de importación y exportación se modelan como unidades generadoras en los nodos de la red en el extremo externo de las interacciones con las áreas de control externas. Los recursos agregados de generación y carga no se modelan explícitamente en el FNM, pero su oferta y demanda de energía se asigna a sus recursos físicos asociados en el FNM utilizando los factores de generación y distribución de carga relevantes, respectivamente.

El uso de FNM en DAM y RTM incorpora pérdidas de transmisión y permite modelar y hacer cumplir todas las restricciones de la red. Esto da como resultado Precios Marginales Locales (LMP) para la energía que reflejan el costo marginal de la energía, las pérdidas y la congestión. Aunque el componente de energía marginal del LMP es el mismo para todos los nodos de la red, los componentes de pérdida marginal y congestión marginal pueden variar en toda la red debido a las características de la red y los patrones de flujo de energía.

3.2.5 Precios y Liquidación

Esta sección describe el precio y la liquidación de los productos básicos en los mercados spot del CAISO.

3.2.5.1 Energía

Los Precios Marginales Locales (LMP) se utilizan para liquidar la oferta o demanda de energía. Los LMP se calculan para ubicaciones de precios y ubicaciones de precios agregados. Una Ubicación de Precio corresponde exactamente a un nodo de la red. Una Ubicación de Precio Agregado se define como una colección de varios nodos de la red. Se define una ubicación de precio para cada recurso individual y una ubicación de precio agregado para cada recurso agregado. Además, se definen ubicaciones de precios agregados para los sumideros (hubs) de intercambios, para el intercambio de energía entre SCs y para las liquidaciones de CRR.

El LMP tiene tres componentes: energía marginal, pérdida marginal y costo de congestión marginal. Un recurso se paga por el suministro de energía o se cobra por la demanda de energía del LMP en su ubicación de precio. De manera similar, un recurso agregado se paga por el suministro de energía o se cobra por la demanda de energía del LMP en su ubicación de precio agregado.

3.2.5.2 Servicios complementarios

Los Precios Marginales de Servicios Complementarios (ASMP) se utilizan para pagar a los proveedores de servicios complementarios por proporcionar los AS a través de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

ofertas de mercado. Se calcula un ASMP para cada recurso que proporciona cada tipo de AS, en cada intervalo de tiempo de mercado, para cada mercado.

Los ASMP se calculan con base en los Precios Marginales de Servicios Complementarios Regionales (RASMP). Los Precios Marginales de Servicios Complementarios Regionales se calculan para cada región de AS, para cada tipo de AS, en cada intervalo de tiempo de mercado, para cada mercado.

Dado que un recurso que proporciona un servicio complementario puede cumplir con el requisito de anidar múltiples regiones AS, el ASMP representa la suma de los RASMP de todas las regiones AS a las que pertenece el recurso[6].

El costo de adquirir un AS por parte del CAISO en nombre de la demanda se asigna a la demanda medida en todo el sistema.

3.2.5.3 Capacidad RUC

Los LMP de RUC se utilizan para pagar las Capacidades RUC adjudicadas mediante subastas RUC en el RUC. Los LMP de RUC son similares a los LMP de energía, excepto que los LMP de RUC se basan en las ofertas de RUC en lugar de las ofertas de energía. Los recursos bajo los Requerimientos de Adecuación de Recursos no son elegibles para pagos de asignación de RUC.

El costo de adquirir el RUC por parte del CAISO en nombre de la carga se asigna a la demanda utilizando un enfoque de tarifa de usuario de 2 niveles. La tarifa de usuario del primer nivel se aplica a la carga incremental entre el programa DAM y la carga medida; la tarifa de usuario del segundo nivel se aplica a la carga medida para asignar el costo restante que no se ha asignado en su totalidad a través de la asignación del primer nivel.

3.3 Optimización del mercado

Esta sección describe los motores de optimización empleados en las diversas aplicaciones de mercado de los Mercados del Día Anterior y en Tiempo Real.

3.3.1 Marco del Comisionamiento de Unidades con Restricciones de Seguridad

El Comisionamiento de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC) es el motor de optimización utilizado en MPM/RRD, IFM, RUC, HASP, STUC y RTPD. En general, realiza las siguientes tareas:

- Determina el estado del comisionamiento de recursos;

[6]Tong Wu, Mark Rotheleder, Ziad Alaywan, Alex Papalexopoulos "Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow", presentado en la Asamblea General de IEEE PES , Toronto, Canadá, del 13 al 18 de julio de 2003.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Determina horarios y precios de energía;
- Determina las adjudicaciones y precios de los servicios complementarios;
- Determina las adjudicaciones de RUC y los precios.
- Proporciona datos a las liquidaciones para liquidar pagos/cargos de energía, AS, RUC, CRR y otros pagos/cargos adicionales.

3.3.1.1 Algoritmo SCUC

El problema de despeje del Mercado del Día Anterior incluye ofertas de generación del día siguiente, ofertas de demanda y ofertas virtuales según el diseño del mercado y cronogramas de transacciones bilaterales. El objetivo del problema es minimizar los costos sujetos a todas las restricciones de transmisión y recursos del sistema. Se utiliza una formulación similar para resolver el problema del mercado en tiempo real, así como el problema del Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad. En todos los casos, la SCUC acepta datos que definen las ofertas (por ejemplo, restricciones del generador, costos del generador y costos de otros recursos) y el sistema físico (por ejemplo, pronóstico de carga, requisitos de reserva y restricciones de seguridad). En tiempo real, la capacidad de respuesta limitada de las unidades y los datos físicos adicionales (por ejemplo, la solución del estimador de estado) limitan aún más el problema del Comisionamiento de Unidades. La SCUC selecciona los recursos basándose en el costo mínimo reflejado en los precios de oferta y en la capacidad de entrega física del sistema de transmisión.

El problema SCUC se ha considerado durante mucho tiempo como un problema de optimización muy complejo e intratable. Uno de los métodos más populares para resolver el problema SCUC ha sido el llamado método de Relajación Lagrangiana (LR). La precisión del método LR se consideró suficiente para aplicaciones industriales antes de la aparición de mercados energéticos competitivos mayoristas. Sin embargo, el desarrollo de mercados energéticos competitivos, donde múltiples propietarios de generación compiten para suministrar sus productos ha aumentado la presión para soluciones de Comisionamiento de Unidades más precisas. La desventaja del método LR es que la heurística suele estar involucrada en la obtención de soluciones factibles y que la precisión de la solución no se puede lograr de forma controlada dentro de los criterios de convergencia.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Un enfoque alternativo al método basado en LR que aborda eficazmente los nuevos requisitos de modelado impuestos por los mercados ISO se basa en implementaciones de programación entera mixta (MIP) [7].

En los últimos años, se han logrado avances significativos en el desarrollo de algoritmos eficientes para resolver problemas generales de MIP. Hoy en día existen en el mercado muchos paquetes MIP comerciales. Algunos se han aplicado con éxito a problemas SCUC. El uso del enfoque MIP (que ha sido el algoritmo SCUC estándar en las ISO de EE.UU.) con sus nuevas características avanzadas permite a las ISO abordar eficazmente una serie de elementos de diseño de mercado, incluidas formulaciones cooptimizadas para energía y servicios complementarios, un gran número de transmisión y otras restricciones de seguridad, tasas de rampa dinámicas, regiones prohibidas, unidades de ciclo combinado, programación hidráulica, etc. Por estas razones se ha adoptado el método MIP como algoritmo central para resolver los problemas SCUC.

3.3.1.2 Aplicaciones de Red

El CAISO SCUC interactúa entre el software Comisionamiento de Unidades (Unit Commitment o UC) y las Aplicaciones de Red (Network Applications o NA), resultando en la necesidad de resolver el problema de UC múltiples veces para obtener resultados óptimos consistentes con la limitación en el sistema de transmisión.

Para este propósito, el motor IFM SCUC incluye un Modelo de Red Completo (FNM) que consta de un modelo detallado de la red física del sistema de energía junto con un modelo preciso de los arreglos de la red comercial. Estos acuerdos reflejan la programación comercial y las prácticas operativas para garantizar que los Precios Marginales Locales (LMP) resultantes reflejen tanto el sistema físico como las prácticas de programación reales. El contenido comercial del mercado FNM incluye lo siguiente:

1) Consideraciones de modelado de carga, como agregaciones de carga y factores de distribución de carga del sistema, agregaciones de carga personalizadas y factores de distribución de carga personalizados, centros (hubs) comerciales y factores de distribución de los centros (hubs).
2) Consideraciones de modelado de recursos, como unidades de ciclo combinado, conexiones de generación, generación integrada, carga participante, recursos de generación agregados y factores de distribución de generación.
3) Definiciones de agrupaciones y zonas, como UDCs, ubicaciones de precios, regiones A/S y zonas RUC, y

[7] Xiahong, Qiaozhu Zhai, Alex Papalexopoulos "Métodos basados en optimización para el compromiso unitario: relajación lagrangiana versus programación entera mixta general", presentado en la Asamblea General de IEEE PES, Toronto, Canadá, del 13 al 18 de julio de 2003.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4) Otros elementos de programación, como cronogramas de equipos del sistema de energía.

La SCUC despeja el mercado cooptimizando la energía y los servicios complementarios mientras gestiona la congestión y las pérdidas. El mercado FNM representa esencialmente la red de transmisión de California y se compone de los siguientes componentes de red:

1) Área de Control ISO que abarca las redes de las tres (3) principales empresas de servicios públicos con propiedad de inversionistas privados, denominadas Propietarios de Transmisión Participantes (PTO);
2) Áreas de control no ISO que están integradas dentro del área de control CAISO;
3) Áreas de control externo y sistemas de transmisión externos;
4) Redes de nuevos propietarios de transmisión participantes (NPTO), y
5) Servicios públicos (actualmente llamados UDC).

El mercado FNM incluye un modelo de potencia reactiva preciso para garantizar que se respeten las restricciones relacionadas con la potencia reactiva. El uso de potencia reactiva en sistemas de energía es una forma efectiva de mejorar tanto la capacidad de transferencia de energía como la estabilidad del voltaje. En las Aplicaciones de Red se implementa un flujo de energía en corriente alterna (AC) con controles locales. El estado de funcionamiento o horarios de los equipos de control de potencia reactiva/tensión de accionamiento manual se contabilizan en el mercado FNM. Aunque el FNM es un modelo de corriente alterna, SCUC no fija el precio de la potencia reactiva.

Además de sus componentes físicas y comerciales, se requieren varios otros insumos relacionados con el modelo en la optimización y procesamiento del mercado FNM en los mercados IFM. Estos insumos son a) las regiones y requisitos de servicios complementarios, b) definiciones y gestión de restricciones, c) Grupos de ramas/interfaces y nomogramas, y d) definiciones y gestión de contingencias. Cada una de estas entradas ha sido generalmente considerada como aplicaciones separadas, que residen fuera del sistema de software del proveedor. El proveedor del sistema de mercado proporcionará instalaciones para ver y editar estas entradas de optimización del mercado por parte de los operadores del mercado del CAISO.

Las restricciones de transmisión del sistema eléctrico, tanto en el caso base como en los casos de contingencia, se incluirán en la optimización SCUC. Los flujos de potencia de transmisión de las ramas del sistema de transmisión pueden verse restringidos en ambas direcciones. El conjunto de restricciones de transmisión seleccionadas para incluirse en la optimización es consistente según criterios de definición de restricciones específicos. Cualquier restricción cargada en casos base o de contingencia por encima de un determinado porcentaje ajustable por el usuario de la carga del equipo de transmisión se

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

incluirá en la optimización (el umbral predeterminado actual está establecido en 90%). Cabe señalar que ciertas restricciones de transmisión (seleccionables por el usuario) sólo deben ser monitoreadas (es decir, no aplicadas). El monitoreo se realiza contra los límites definidos ajustados por cierto porcentaje del límite definido por el usuario (definible por el usuario para grupos de equipos de transmisión). El usuario autorizado puede cambiar el estado de aplicación o supervisión de una restricción.

Las funciones que utiliza el mercado FNM, denominadas Aplicaciones de Red (NA), están coordinadas con las funciones de despeje del mercado y son configurables por el usuario. La Aplicación de Red puede ejecutarse en línea y en modo estudio. Tanto las secuencias en línea como las de estudio constan de un conjunto configurable de aplicaciones que utilizan entradas inicializadas desde fuentes apropiadas o casos guardados y/u operadores. Las secuencias están configuradas en una cierta cantidad de modos de ejecución para ejecutar varios mercados. Cada uno de estos modos consta de un conjunto de programas NA organizados de tal manera que el modo realiza su función general requerida. A continuación, se enumera una secuencia de ejemplo:

1) Recuperación de valores de programación, límite, interrupción y pronóstico
2) Agregación/desagregación y mapeo de entidades comerciales y físicas
3) Procesador de topología y ensamblaje de modelo de red
4) Programador de bus (nodos)
5) Flujo de energía
6) Análisis de contingencia; y
7) Activación/desactivación de restricciones.

Para las funciones analíticas, por ejemplo, el flujo de energía, se proporcionan varias opciones de bus de holgura (slack bus). También se admiten las opciones clásicas de bus de holgura (como carga distribuida, generación distribuida y holgura seleccionable por un solo usuario). Las opciones de holgura propuestas permiten un enfoque consistente para el análisis y la asignación óptima de los desequilibrios del sistema. Además, las opciones de holgura utilizadas en varios mercados son compatibles y consistentes. Las opciones de solución son ajustables por usuarios autorizados en recorridos de mercado y sesiones de estudio. Las opciones de solución y la calidad alcanzada para las aplicaciones analíticas y de optimización dentro de cada mercado se archivan y se pueden rastrear con fines de auditoría.

Por último, hay otras dos funciones NA muy importantes que se utilizan para producir la información de sensibilidad de la red necesaria para gestionar las pérdidas y la congestión. Estas son:

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

1) Función de cálculo del factor de distribución de transferencia de energía (PTDF), y
2) Función de cálculos de sensibilidad de pérdidas.

La función de cálculos de PTDF produce los PTDF. Los PTDF son las sensibilidades de las inyecciones en cualquier lugar de la red con respecto al flujo en cualquier elemento de transmisión (en una dirección de referencia). Los PTDF se utilizan en la gestión de la congestión y el cálculo de los LMP. Se calculan después de cada ejecución del flujo de energía de corriente alterna (AC).

La función de cálculos de sensibilidad de pérdidas calcula los factores de pérdida marginal. Estos factores de sensibilidad a las pérdidas son las sensibilidades de las pérdidas con respecto a la inyección en cualquier nodo de la red. Los factores de pérdida se calculan después de cada ejecución del flujo de energía de AC utilizando la opción de holgura de carga distribuida. Los factores de pérdida se calculan con precisión para las partes física y comercial del modelo. Esta función también calcula las pérdidas después de cada ejecución del flujo de energía en AC.

3.3.1.3 Función Objetivo

El motor SCUC determina de manera óptima el estado de comisionamiento y los cronogramas de despacho de los recursos de generación, incluidas las demandas e intercambios restringibles. El modelo de optimización SCUC incluye tanto la programación de la operación del sistema como el proceso de despeje del mercado. El objetivo es minimizar los costos totales de producción (o costo de oferta) sujetos a la red, así como a las limitaciones relacionadas con los recursos durante todo el horizonte temporal, por ejemplo, el día de negociación en el IFM. El intervalo de tiempo de optimización es de una hora en el DAM y de 5, 10 o 15 minutos en el RTM dependiendo de la aplicación.

En el IFM, el costo total de producción (o oferta) se determina por el total del costo de puesta en marcha y de carga mínima de los recursos comprometidos por CAISO, las ofertas de energía de todos los recursos programados y las ofertas de servicios complementarios de los recursos seleccionados para proporcionar servicios complementarios. Este objetivo conduce a una metodología de cooptimización multiproducto de menor costo que maximiza la eficiencia económica, alivia la congestión de la red y considera las limitaciones físicas. La máxima eficiencia económica del funcionamiento del mercado se puede lograr mediante un comisionamiento de recursos de menor costo y una programación con cooptimización de la energía y los servicios complementarios.

Tanto los participantes del mercado de generación como de carga pueden presentar ofertas de energía de tres partes (las tres partes son el costo de puesta en marcha en $/inicio, el costo de carga mínima en $/hora y la curva de precio de oferta de energía por

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

encima de la carga mínima en $/MWh). Todas las unidades en línea brindan servicio de energía. Algunas de ellas pueden ser seleccionadas para brindar servicios de regulación arriba/abajo y reservas en giro. Los generadores pueden proporcionar reservas no en giro independientemente de su estado de comisionamiento en el DAM. Los costos de energía autoprogramada y servicios complementarios autoprestados están representados por penalizaciones por eventuales ajustes antieconómicos realizados durante la optimización.

Energía y servicios complementarios presentan curvas de precios de oferta integradas. Las curvas de precios de oferta son funciones escalonadas de los servicios adquiridos; por lo tanto, los costos de oferta son funciones lineales por partes de las cantidades de servicios. El número máximo de segmentos de las curvas de precios de las ofertas de energía es diez, mientras que las ofertas de servicios complementarios y capacidad de confiabilidad presentan curvas de precios de un solo segmento. El tamaño mínimo del segmento es configurable con un valor por defecto de 0,01 MW en todos los casos.

La función objetivo del modelo de optimización RUC se amplía (en comparación con el IFM) para incluir las ofertas del RUC y las autoprogramaciones del RUC. Por lo tanto, el costo de capacidad RUC se considera parte del objetivo de optimización únicamente en RUC. Las ofertas de capacidad del RUC son ofertas de precio de un solo segmento. Para unidades RA parciales, se aceptará una oferta de capacidad RUC de dos segmentos, donde el primer segmento de $0 representará la capacidad RA y el segundo segmento con un valor de oferta distinto de $0 representará la porción restante de la capacidad de la unidad.

Las restricciones en la optimización incluyen restricciones de balance de energía, restricciones de requisitos de capacidad de servicios complementarios, restricciones de red tanto en la condición del caso base como en contingencias y restricciones operativas de los recursos. Estas limitaciones se analizarán a continuación.

3.3.1.4 Restricción de Balance de Potencia

La restricción del balance de potencia establece que la generación en el sistema debe equilibrarse con la carga más las pérdidas. Sólo se considera una restricción del balance de potencia en todo el mercado. Tanto la generación como la carga por oferta participan en el balance de la potencia del mercado, incluidas las pérdidas de energía de la red. El modelo de pérdida de energía se deriva de la solución de red de AC completa que se actualiza durante el proceso de iteración SCUC-NA. Las pérdidas de energía de la red se linealizan utilizando factores de pérdida incrementales alrededor del punto de operación base con respecto a los generadores y cargas ofertados.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.3.1.5 Restricciones de los Servicios complementarios

Los requisitos de servicios complementarios de el CAISO se establecen a nivel global, para todo el sistema, o a nivel regional más granular. La función Ancillary Services Setter (ASRS) permite al operador CAISO especificar el requisito de adquisición de AS para cada región de AS. Además, calcula y expresa los objetivos horarios brutos estimados (límites mínimos y/o máximos) para la adquisición de AS, tanto para el sistema general como para las regiones de AS preespecificadas. Se espera que las regiones de AS se alineen con las definiciones actuales del sistema de mercado existente de zonas de congestión o zonas de carga. Para cada hora, la ASRS publicaría la siguiente información de requisitos de AS[8]:

1) Región AS
2) Recursos elegibles para cumplir con los requisitos AS de la Región
3) Los requisitos mínimos de la región para giro, sin giro, regulación arriba, regulación abajo y
4) Requisito máximo de la región para la regulación hacia abajo.

Se pueden presentar ofertas de servicios complementarios y autoprovisión de servicios complementarios para cada servicio complementario. Además, la optimización admite la cascada de servicios complementarios, es decir, una calidad inferior del servicio complementario puede sustituirse por una calidad superior del servicio complementario. Específicamente:

1) La regulación hacia arriba se puede utilizar como sustitución de las reservas en giro y no en giro; y
2) La reserva en giro se puede utilizar como sustitución de la reserva no en giro.

Todos los AS se adquieren en base a un tiempo de rampa de 10 minutos. La secuencia en cascada es configurable, pero es común para todas las regiones de servicios complementarios y todos los intervalos de tiempo. Se considera que tanto las ofertas de Servicios complementarios como las autoprovisiones de servicios complementarios satisfacen los requisitos regionales para ese servicio complementario. Esto significa, por ejemplo, que una entidad de servicio de carga con carga en el LAP de San Diego puede autoproporcionar parte o la totalidad de su obligación de AS a partir de recursos en NP15 si el AS autoproporcionado autoriza el IFM.

---

[8]Tong Wu, George Angelidis, Alex Papalexopoulos, "Regional Ancillary Services Procurement in Simultaneous Energy/Reserve Markets", presentado en la reunión IEEE PES PSCE, Nueva York, Nueva York, 10 al 13 de octubre de 2004.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.3.1.5.1 Requisitos de Regulación Hacia Arriba y Abajo

Para cada región AS y cada hora de negociación se puede especificar un requisito mínimo para la capacidad de regulación hacia arriba y un requisito mínimo y máximo para la regulación hacia abajo. En el cumplimiento de estos requisitos podrán participar tanto las ofertas de regulación como las autoprovisiones de regulación. Solo a las unidades generadoras en línea se les puede otorgar el servicio de regulación para contribuir a los requisitos de regulación arriba y regulación abajo.

3.3.1.5.2 Requisitos de Reserva En Giro

Se pueden especificar requisitos mínimos de reserva en giro separados para cada región AS y para cada hora de negociación. Los requisitos de la reserva en giro se pueden cumplir mediante ofertas de reserva en giro y autoprovisiones de reserva en giro, así como ofertas reguladoras hacia arriba. Sólo las unidades generadoras en línea brindan el servicio de reserva en giro. De acuerdo con la cascada de servicios complementarios, el aumento de regulación se puede utilizar como reserva en giro después de que se cumpla el requisito de aumento de regulación. No se permite la sustitución de autoprovisiones de regulación hacia arriba por reserva en giro.

3.3.1.5.3 Requisitos de Reserva No En Giro

Se pueden especificar requisitos mínimos de reserva no en giro separados para cada región AS para cada hora de negociación. Las ofertas para regulación hacia arriba y reserva en giro también pueden contarse como reserva no en giro. Los requisitos de reserva no en giro se pueden cumplir mediante ofertas de reserva no en giro y autoprovisiones de reserva no en giro, así como ofertas de regulación hacia arriba y reserva en giro. No se permite la cascada de autoprovisiones de reserva de regulación hacia arriba y en giro.

3.3.1.5.4 Restricción Máxima de Capacidad Ascendente

La cantidad total de capacidad del servicio complementario ascendente está limitada para cada Región AS. Específicamente, la suma de regulación hacia arriba, reserva en giro y reserva no en giro adquiridas en cada Región AS mediante ofertas o autoabastecimientos no puede exceder una capacidad máxima límite en ningún intervalo de tiempo.

3.3.1.6 Restricciones de Red

Las limitaciones de la red debidas a los programas de energía se consideran en la optimización tanto para el caso base como para los casos de contingencia. El modelo de flujo de energía de la red se basa en una solución completa de flujo de energía de AC. Los límites de MVA de flujo ramal se traducen en límites de MW, asumiendo que los flujos ramal MVAR y las magnitudes de voltaje no cambian significativamente de una iteración

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

a la siguiente. Los flujos de la línea de transmisión se expresan como funciones linealizadas de las inyecciones de potencia nodal alrededor del estado operativo base utilizando factores de distribución calculados (PTDF).

El conjunto de líneas de transmisión críticas se selecciona de acuerdo al porcentaje de carga de MW de la línea. Las líneas cargadas por encima del umbral especificado (90% predeterminado) se incluyen en la optimización. Para evitar oscilaciones en el proceso de iteración SCUC-NA, se agregan líneas y nunca se eliminan del conjunto crítico. El usuario autorizado puede especificar el número máximo de restricciones de red impuestas. Las restricciones de la red se ordenan según su porcentaje de carga. Hay varios tipos de restricciones de red, como se describe a continuación.

3.3.1.6.1 Límites del Flujo de Energía de las Ramas de la Red

Los límites del flujo de energía de las ramas de la red se modelan como clasificaciones MVA. Representan límites térmicos de los equipos de transmisión. Se especifican clasificaciones de normal y emergencia para cada rama de operación en condiciones normales y de emergencia para cada Hora de Negociación. Las calificaciones de las ramas también se reducen para cada hora de negociación. Todas las ramas son monitoreadas pero el operador puede especificar una lista de excepciones. La clasificación de rama predeterminada se incluye con los datos del modelo de red EMS importados a SCUC. Las clasificaciones reducidas se recuperan de la aplicación Gestión de interrupciones o el usuario las ingresa manualmente. Los flujos de energía derivados de líneas de transmisión críticas están limitados en ambas direcciones, pero el límite es el mismo en cada dirección.

3.3.1.6.2 Límites de la Interfaz de Transmisión

Una interfaz de transmisión es un grupo de ramas o una ruta que consta de una o más ramas. Todas las conexiones y rutas del WECC se definen como interfaces de transmisión. Una rama puede ser miembro de varios grupos de ramas. La definición del grupo de ramas predeterminado se incluye con los datos del modelo de red EMS mantenidos en el mercado FNM. Las clasificaciones para grupos de ramas se conocen como Capacidad de Transmisión Operativa (OTC), generalmente determinada por análisis de flujo de energía, análisis de estabilidad transitoria, análisis de estabilidad de voltaje y análisis de contingencia, realizados por ingenieros de operación y que a veces involucran múltiples áreas de control vecinas. Estas clasificaciones se especifican en MW, son direccionales y pueden cambiar estacionalmente. Los grupos de ramas sólo tienen calificaciones normales. Estas calificaciones se utilizan tanto en el caso base como en el análisis de contingencia. Por lo general, estas calificaciones ya tienen en cuenta los efectos de contingencias importantes.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.3.1.6.3 Restricciones de interconexión AS-Energía

Las ofertas de energía y servicios complementarios compiten por el uso de líneas cuando sus demandas de capacidad de transmisión van en la misma dirección. Las importaciones de servicios complementarios compiten con la programación de energía en los enlaces designados en la dirección de las importaciones. Además, la energía no proporciona contraflujo para el servicio complementario cuando las demandas de capacidad de transmisión están en direcciones opuestas, y el servicio complementario no proporciona contraflujo de energía cuando las demandas de capacidad de transmisión están en direcciones opuestas. Finalmente, no se permite ningún neteo entre los servicios complementarios. Obviamente, sólo una de las restricciones entre líneas puede ser vinculante en cualquier dirección en un momento dado.

3.3.1.6.4 Nomogramas

Un nomograma es un conjunto de restricciones de desigualdad lineal por partes que relacionan la producción de recursos y los flujos de interfaz de transmisión. En la versión actual de SCUC, solo se consideran las restricciones que relacionan los flujos de MW de las ramas de CA, la generación de MW y la carga de MW que tienen el formato estándar de restricciones de una sola rama o de interfaz. Los estados de los recursos no pueden ser parte del modelo de nomograma. Las restricciones del nomograma deben ser restricciones lineales por partes que definan un conjunto convexo. Los nomogramas pueden consistir en una familia de restricciones lineales por partes. La curva de restricción se selecciona antes de la optimización. Los siguientes son ejemplos de variables de nomograma típicas:

1) Flujo de MW de la interfaz de AC versus flujo de MW de la interfaz de AC;
2) Flujo de MW de la interfaz de AC versus generación de MW del área; y
3) Generación de MW del área versus carga de MW del área.

La restricción del nomograma presenta una única curva lineal por tramos que relaciona dos o más variables del nomograma.

3.3.1.6.5 Restricciones de contingencia

Las contingencias son cortes forzosos simulados de elementos de la red. La SCUC realiza análisis de contingencia utilizando el mercado FNM, para reconocer limitaciones de la red en el comisionamiento y despacho de recursos. El sistema IFM proporciona una facilidad para la definición y mantenimiento de contingencias.

Una contingencia definida puede involucrar cualquier elemento modelado: tramos de línea, transformadores, interruptores, disyuntores, shunts, condensadores síncrónicos, etc. También se pueden definir contingencias de generación y carga (para fines de monitoreo). Las interrupciones del equipo pueden definirse ya sea por el propio elemento

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

o por su dispositivo de desconexión asociado. Las definiciones de contingencia pueden incluir acciones más allá de simplemente “abrir” un elemento; por lo tanto, las definiciones de contingencia permitirán varias acciones/comandos posibles diferentes. Por ejemplo, una sola contingencia puede implicar abrir una línea de transmisión, cerrar un interruptor alternativo o una sección de línea (transferencia automática de carga, como en una disposición “flip-flop”) y/o puentear un capacitor/reactor en serie. La secuencia de estos eventos estará predefinida en contingencias. Si bien la mayoría de las contingencias probablemente involucrarán solo uno o dos elementos, ninguna contingencia incluirá más de 50 elementos. La Aplicación de Contingencia también categorizaría cada contingencia en uno de varios grupos (un número configurable de categorías, inicialmente establecido en 8). Estas categorías permitirían aplicar cualquier contingencia individual en uno o varios entornos de mercado (DAM, HASP, RTM).

En general, las restricciones de seguridad correspondientes a las contingencias (excepto las contingencias de sólo monitoreo) se aplican en un modo de control preventivo, es decir, el cronograma óptimo se determina de manera que no surjan violaciones de seguridad si ocurre alguna contingencia definida.

3.3.1.7 Restricciones Intertemporales

Las restricciones en la optimización SCUC incluyen restricciones de balance de energía, restricciones de requisitos de capacidad de servicios complementarios, restricciones de red tanto en condiciones de caso base como en contingencias, y restricciones intertemporales de recursos. En esta sección presentamos las restricciones intertemporales con más detalle.

3.3.1.7.1 Tiempo Mínimo de Funcionamiento

Normalmente, una unidad generadora no puede cambiar su estado de comisionamiento en cada intervalo de tiempo. Debe permanecer en línea (encendida) o fuera de línea (apagada) durante un período de tiempo mínimo, sin cambiar su estado de comisionamiento. La restricción de tiempo mínimo de funcionamiento (MUT), especificada en minutos, es la cantidad mínima de tiempo que una unidad debe permanecer en línea entre el arranque y el apagado debido a restricciones operativas físicas.

3.3.1.7.2 Tiempo Mínimo Apagado

La restricción de tiempo mínimo apagado (MDT), especificada en minutos, es la cantidad mínima de tiempo que una unidad debe permanecer fuera de línea después del inicio del apagado, incluido el tiempo de apagado y el arranque. SCUC puede comprometer y liberar unidades basándose en aspectos económicos y consistentes con las restricciones MUT y MDT de las unidades.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.3.1.7.3 Tiempo de Arranque

El Tiempo de Arranque de la unidad generadora (SUT) generalmente depende de su tiempo de enfriamiento, es decir, el tiempo que una unidad necesita para entrar en el estado en línea depende de cuánto tiempo la unidad ya estuvo en el estado fuera de línea. En este caso, el tiempo apagado total consta del tiempo de enfriamiento y el tiempo de arranque, que depende del tiempo de enfriamiento. Se exige que el tiempo apagado total no sea inferior al MDT. El CAISO SCUC modela tres estados de enfriamiento: caliente, intermedio y frío. Estos estados se presentan mediante segmentos separados de la función de tiempo de arranque. Estos segmentos son los mismos que los segmentos de la función de costo de puesta en marcha. La función de tiempo de arranque es una curva en escalera que aumenta monótonamente entre el costo de puesta en marcha y el tiempo de enfriamiento.

3.3.1.7.4 Número máximo de Puestas en Marcha Diarias

La SCUC impone una restricción de recursos que está relacionada con el número máximo de puestas en marcha diarias. Específicamente, durante el horizonte temporal de programación, el número total de puestas en marcha diarias está limitado por un número debido a restricciones operativas físicas.

3.3.1.7.5 Tasa de Rampa Operativa/Reguladora/Reserva

La tasa de rampa operativa de recursos limita los cambios en el cronograma de energía de un período de tiempo al siguiente en el SCUC. Las restricciones de la tasa de rampa operativa para cambios en el programa de energía de un período de tiempo al siguiente están determinadas por la función de tasa de rampa operativa, o la tasa de rampa de regulación si el recurso proporciona regulación, multiplicada por un intervalo de tiempo configurable (actualmente 60 minutos para el DAM).

La función de tasa de rampa operativa se describe mediante una función de escalera de hasta cuatro segmentos (además de los segmentos de tasa de rampa insertados por SCUC para modelar regiones prohibidas). La función de tasa de rampa operativa se presenta con el programa de energía y los datos de la oferta. La función de velocidad de rampa permite a los SC declarar la tasa de rampa en diferentes niveles operativos. Sin embargo, la función de tasa de rampa presentada es fija durante todo el horizonte temporal. Para mitigar la posible retención de capacidad mediante la presentación de tarifas de rampa bajas, SCUC utiliza las mismas tarifas de rampa hacia arriba y hacia abajo. La tasa de rampa cambia tan pronto como la producción de MW aumenta a un nivel operativo diferente (es decir, la tasa de rampa no necesariamente permanece constante a lo largo de un rango determinado).

De manera similar, las restricciones de tasa de rampa reguladora para la adquisición de Regulación hacia arriba y Regulación hacia abajo se determinan mediante la tasa de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

rampa reguladora presentada multiplicada por un intervalo de tiempo configurable (actualmente 10 minutos). Además, los recursos que tardan más de un número prescrito de minutos (actualmente 20 en el DAM) en aumentar o disminuir hasta el programa de energía de la siguiente hora no podrán proporcionar regulación (incluidas la regulación hacia arriba y la regulación hacia abajo) para la siguiente hora. La tasa de rampa reguladora (tanto para regulación hacia arriba como para regulación hacia abajo) se describe mediante un único número. La tasa de rampa de regulación también se utiliza para evaluar las ofertas y las autoprovisiones tanto de Regulación hacia arriba como de Regulación hacia abajo.

Además, las restricciones de la tasa de rampa de la reserva operativa para la adquisición de reservas en giro y no en giro se determinan mediante la tasa de rampa de la reserva operativa presentada multiplicada por un intervalo de tiempo configurable (actualmente 10 minutos). Además, los recursos que tardan más de un número prescrito de minutos (actualmente 20 en el DAM) en aumentar hasta el programa de energía de la siguiente hora no pueden proporcionar reserva operativa (es decir, reservas en giro y no en giro) para la siguiente hora. La tasa de rampa de reserva operativa (tanto para reservas en giro como para reservas no en giro) se describe mediante un único número. La tasa de rampa de reserva operativa se utiliza para evaluar las ofertas y autoabastecimientos de reservas en giro y no en giro.

Tenga en cuenta que la cantidad total de servicios complementarios ascendentes está limitada por la capacidad de aumento de recursos durante un período de tiempo específico (el valor predeterminado es 10 minutos).

3.3.1.7.6 Límites Diarios de Energía

El CAISO SCUC impone restricciones de límite de energía que se aplican a una lista prescrita de recursos que pueden generar una cantidad limitada de energía durante un período de tiempo determinado debido a condiciones hidroeléctricas, derechos de emisión u otras razones regulatorias o contractuales. Los recursos con energía limitada indican un límite de energía en sus ofertas DAM que se aplica a su programación y despacho durante todo el día de negociación. Las unidades son responsables de cumplir con sus requisitos de límite de energía durante períodos de tiempo más largos, como semanales, mensuales o estacionales, sujetos a cualquier requisito de adecuación de recursos aplicable. Los AS no están limitados por límites de energía.

3.3.1.8 Restricciones de Región Prohibida

El CAISO SCUC impone restricciones de regiones prohibidas. La región operativa prohibida se especifica como un par de niveles operativos altos y bajos entre los cuales un recurso puede no operar de manera estable. Las regiones prohibidas se encuentran entre los límites operativos mínimo y máximo de recursos y no se superponen. El motor de optimización SCUC no programa una unidad dentro de una región prohibida a menos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

que la unidad esté funcionando en su tasa de rampa máxima para dejar la región prohibida. La unidad que atraviesa una región prohibida no puede proporcionar servicios complementarios, a menos que tarde menos de 20 minutos (configurable) en cruzar la región prohibida. Además, en este caso no puede configurar el LMP en su ubicación. Hay un segmento de tarifa de rampa separado para cada región prohibida y un segmento de curva de precios separado alineado con cada región prohibida. Una unidad generadora puede tener hasta cuatro regiones prohibidas y hasta cinco regiones operativas.

Hay ciertas reglas que cumple el motor SCUC al tratar con regiones prohibidas. Estas reglas son:

1) Si la unidad puede cruzar la región prohibida en menos de un intervalo de tiempo, entonces nunca está programada para operar dentro de la región prohibida.
2) Si una unidad lenta no puede cruzar una región prohibida sin entrar en ella, la unidad está programada para operar con tasa de rampa completa dentro de una región prohibida.
3) No se permite invertir la dirección de cruce mientras el itinerario de la unidad esté pasando por la región prohibida. No se requiere tiempo de espera. Es decir, una vez que una unidad cruza una región prohibida, se le permite a la unidad volver a cruzar la región prohibida sin requerir que la unidad permanezca fuera de la región prohibida durante un período de tiempo determinado.
4) La unidad no puede proporcionar servicios complementarios dentro de una región prohibida, es decir, si la unidad está programada dentro de una región prohibida, tanto los servicios complementarios descendentes como los ascendentes son iguales a cero.
5) Si una unidad deja la región prohibida en menos de 20 minutos, entonces se le permite proporcionar servicios complementarios.
6) Si una unidad está programada dentro de la región operativa, entonces la capacidad de la unidad disponible para la programación depende del tamaño de las regiones prohibidas circundantes. Si la unidad es lenta y no puede cruzar las regiones circundantes en un tiempo de rampa configurable de 20 minutos, entonces el punto máximo de la región prohibida inferior y el punto mínimo de la región prohibida superior definen la capacidad de la unidad disponible para los servicios complementarios.
7) Si una unidad es rápida y puede cruzar las regiones circundantes en un tiempo de rampa configurable de 20 minutos, entonces estas regiones se ignoran y el punto máximo de la siguiente región prohibida inferior y el punto mínimo de la siguiente región prohibida superior definen la capacidad de la unidad disponible para los servicios complementarios.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.3.2 Despacho Económico Restringido por Seguridad

El Despacho Económico Restringido por Seguridad (SCED) de CAISO es el motor de optimización utilizado en RTED. Determina el despacho y los precios de la energía. SCED se ejecuta regularmente en un momento de despacho antes de cada intervalo de despacho. Hay un retraso de tiempo fijo entre cada hora de despacho y el siguiente intervalo de despacho. El retraso de tiempo representa el tiempo de ejecución del SCED (120 segundos), el tiempo de aprobación del despacho (75 segundos) y el tiempo de comunicación para las instrucciones de despacho (un parámetro configurable establecido inicialmente en 105 segundos). El primer intervalo de despacho de una hora comienza al inicio de esa hora y el último intervalo de despacho termina al final de esa hora. La duración del intervalo de despacho y el tiempo de retardo son parámetros configurables en SCED en múltiplos de 5 minutos, ambos inicialmente fijados en 5 minutos. Sin embargo, la duración del intervalo de despacho no es menor que el retraso de tiempo, para evitar múltiples ejecuciones de SCED antes de cualquier despacho real. El Objetivo Operativo de Despacho (DOT) es el despacho óptimo calculado por el SCUC/SCED en función de la telemetría. El Punto Operativo de Despacho (DOP) es la trayectoria esperada del recurso despachado a medida que responde a las instrucciones de despacho teniendo en cuenta su capacidad de velocidad de rampa. El punto de operación preferido (POP) es el mismo que el DOT, pero generalmente se refiere a unidades en AGC.

En concreto, el SCED realiza las siguientes funciones:

1) Corregir el DOP futuro de los recursos para los cuales se ha informado una interrupción en la función Interrupción;
2) Calcular el requisito de MW de desequilibrio para el próximo objetivo de despacho, que es el final del siguiente intervalo de despacho;
3) Calcular el objetivo operativo de despacho (DOT) para cada recurso participante como el despacho óptimo para el próximo objetivo de despacho para adquirir la energía de desequilibrio requerida al menor costo sujeto a las limitaciones de recursos y red;
4) Realizar una ejecución de precios para determinar los Precios de Mercado Locales (LMPs) para el siguiente intervalo de despacho; los LMPs se calculan para cada nodo y a nivel agregado en los LAP;
5) Adquirir servicios complementarios según sea necesario para cumplir con el requisito de reserva al menor costo sujeto a limitaciones de recursos y redes, y calcular los costos de oportunidad asociados;
6) Calcular el punto operativo de despacho (DOP, también conocido como POP) para cada recurso participante en función del tiempo y la trayectoria esperada del punto operativo del recurso sujeto a las capacidades del recurso;

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7) Al comienzo del intervalo de despacho actual, se realiza una prueba de cumplimiento para cada recurso participante en función de su telemetría actual y su DOP calculado a partir del intervalo anterior; y

8) Calcular la capacidad de los servicios complementarios de los recursos participantes al inicio del siguiente intervalo de despacho en función de las capacidades de los recursos y los cronogramas de los servicios complementarios.

3.4 Mitigación del poder de mercado

3.4.1 Descripción general

El proceso de mitigación del poder de mercado logra los siguientes objetivos:

1) Determinación de requisitos de confiabilidad (RRD), y
2) Mitigación del Poder de Mercado Local (LMPM).

El proceso de mitigación del poder de mercado incluye los siguientes pasos:

Step 1) El operador especifica previamente ciertos requisitos de RMR.

Step 2) SCUC Pass 1: Mitigación de confiabilidad y poder de mercado con restricciones competitivas (RMPM-CC)

Step 3) SCUC Pass 2: Mitigación de confiabilidad y poder de mercado con todas las restricciones (RMPM-AC)

Step 4) Determinación de requisitos de confiabilidad y mitigación de ofertas

Los procesos RRD y LMPM, como se describen aquí, se aplican tanto al DAM como al RTM. Existen algunas diferencias menores en su aplicación a DAM y RTM, como se muestra a continuación:

- El proceso RRD y LMPM se lleva a cabo en el Mercado del Día Anterior inmediatamente después del cierre del mercado a las 10:00 a. m., después de que todas las ofertas y cronogramas hayan sido presentados por los SC y validados por el ISO. El proceso ocurre en el mercado en tiempo real inmediatamente después del cierre del mercado, 75 minutos antes de la hora de negociación.
- El horizonte temporal de optimización para RRD y LMPM en el DAM es de 24 horas (23 y 25 respectivamente en los días de transición al horario de verano). El horizonte temporal de optimización para RRD y LMPM en el RTM es de 105 minutos (es decir, de T-45 a T+60).
- La resolución del tiempo de previsión de carga en DAM es cada hora, pero es de 15 minutos para RTM.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Cada intervalo de mercado para RRD y LMPM en el DAM es de una hora. Cada intervalo de mercado para RRD y LMPM en el RTM es de 15 minutos.
- La mitigación de la oferta de energía en DAM se realiza por horas. La mitigación de la oferta de energía en el RTM se realiza primero cada 15 minutos y luego las cuatro ofertas mitigadas de 15 minutos para cada recurso se sintetizan para producir la oferta mitigada por horas.

El operador especifica previamente ciertos requisitos de RMR porque ciertos recursos de RMR son necesarios por razones que SCUC no puede determinar automáticamente, como soporte de voltaje, y ciertos recursos de RMR se guardan para su uso posterior debido a razones que SCUC no puede modelar con precisión, como límite de uso.

El RMPM ejecuta de manera óptima el comisionamiento y el despacho de recursos como si estuvieran adquiriendo energía y servicios complementarios para cumplir con el ciento por ciento de la previsión de demanda de ISO y los requisitos de AS. En las ejecuciones RMPM-DC solo se aplican restricciones de red competitivas[9], y en las ejecuciones RMPM-AC se aplican todas las restricciones de red modeladas en FNM. La comparación de los niveles de despacho entre las ejecuciones RMPM-DC y RMPM-AC determinará los requisitos de RMR e identificará los recursos sujetos a la mitigación del poder del mercado local.

3.4.2 Estados Intermedios de Ofertas

3.4.2.1 Ofertas Utilizadas en SCUC Pass 1

En SCUC Pass 1, los requisitos RMR preespecificados determinan los estados de Comisionamiento y las autoprogramaciones de energía con prioridades RMR para las unidades RMR relevantes.

Las “Ofertas Limpias”, es decir, las ofertas presentadas por los SC y validadas por el CAISO, se utilizan en SCUC Pass 1. Las autoprogramaciones de energía que forman parte de las Ofertas Limpias se representan insertando segmentos de oferta no económicas en las ofertas de energía. Estos precios de oferta antieconómicos (normalmente grandes cifras negativas para los suministros y grandes cifras positivas para las demandas) determinan en qué orden deben reducirse las autoprogramaciones energéticas en caso de que se agoten las ofertas económicas para aliviar las limitaciones de la red.

---

[9] Por defecto, los caminos competitivos son los caminos interzonales de hoy. Sin embargo, el ISO ha adoptado una metodología de “Evaluación de rutas competitivas” para determinar la lista de rutas competitivas. El estudio se repite anualmente o ante cambios importantes en la infraestructura de generación o transmisión.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.4.2.2 Ofertas utilizadas en SCUC Pass 2

En SCUC Pass 2, los requisitos de RMR preespecificados determinan los estados de comisionamiento y las autoprogramaciones de energía con prioridades de RMR para las unidades de RMR relevantes.

Las Ofertas Limpias se modifican aún más para proteger el “despacho competitivo”, es decir, la solución obtenida del SCUC Pass 1, al insertar ofertas antieconómicas para representar los programas de energía que son resultados del SCUC Pass 1. Tales ofertas antieconómicas también preservan las prioridades de las autoprogramaciones energéticas. Estas ofertas antieconómicas impiden que el “despacho competitivo” se reduzca y reemplace económicamente por un despacho incremental a partir de recursos RMR que se consideran en el Paso 2 con base en el costo variable estimado según los acuerdos RMR.

3.4.3 Determinación de Requisitos de Confiabilidad y Mitigación de Ofertas

Los requisitos de confiabilidad y la mitigación del poder de mercado local se determinan comparando los cronogramas de recursos derivados de la ejecución RMPM-DC y la ejecución RMPM-AC de la siguiente manera:

- Para unidades RMR, el cronograma obtenido en SCUC Pass 2 es el requisito de RMR en RUC si este cronograma es mayor que su cronograma RMPM-DC. Además, en este caso, la porción total de la oferta de la unidad por encima del cronograma RMPM-DC y por debajo de la cantidad máxima del contrato se reduce al menor valor entre su precio de Contrato y la oferta de mercado, pero no inferior al precio de oferta más alto de las ofertas que han superado SCUC Pass1. Se conserva la oferta de mercado de la unidad (antes de la modificación para SCUC Pass 2) en y por debajo del cronograma RMPM-DC. Si el programa RMPM-AC de la unidad no es mayor que su programa RMPM-DC, la oferta de mercado original de la unidad se retiene en su totalidad.
- Para recursos que no son RMR, el recurso está sujeto a LMPM si su cronograma RMPM-AC (obtenido por SCUC Pass 2) es mayor que su cronograma RMPM-DC. En tales casos, la porción de la curva de oferta de la unidad que está por encima de su cronograma RMPM-DC y por debajo de la cantidad máxima de oferta se mitiga a la Oferta de Energía Predeterminada (DEB) si la DEB es menor. La DEB específica de un recurso puede ser negociada, basada en LMP o basada en costos. La DEB basada en costos puede incluir un sumador para un recurso frecuentemente mitigado que cumpla con ciertos criterios. La curva de oferta de energía mitigada aumenta monótonamente elevando los precios de oferta (por encima de los precios de los segmentos de oferta para los segmentos que han superado el Paso 1) que de otro modo violarían la monotonicidad.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

El enfoque CAISO SCUC se muestra en la

Figura 3-1, donde por simplicidad solo se muestran dos intervalos. En este caso, la curva de oferta mitigada para el despacho del primer intervalo se muestra como la línea discontinua verde y la curva de oferta mitigada para el despacho del segundo intervalo se muestra como la línea discontinua negra. La metodología propuesta para desarrollar una única curva de oferta mitigada para toda la hora es tomar el precio mínimo de oferta de las dos curvas de oferta mitigadas (es decir, el más bajo de la línea discontinua verde o negra. La mitigación se extiende hasta el final de la curva de oferta.

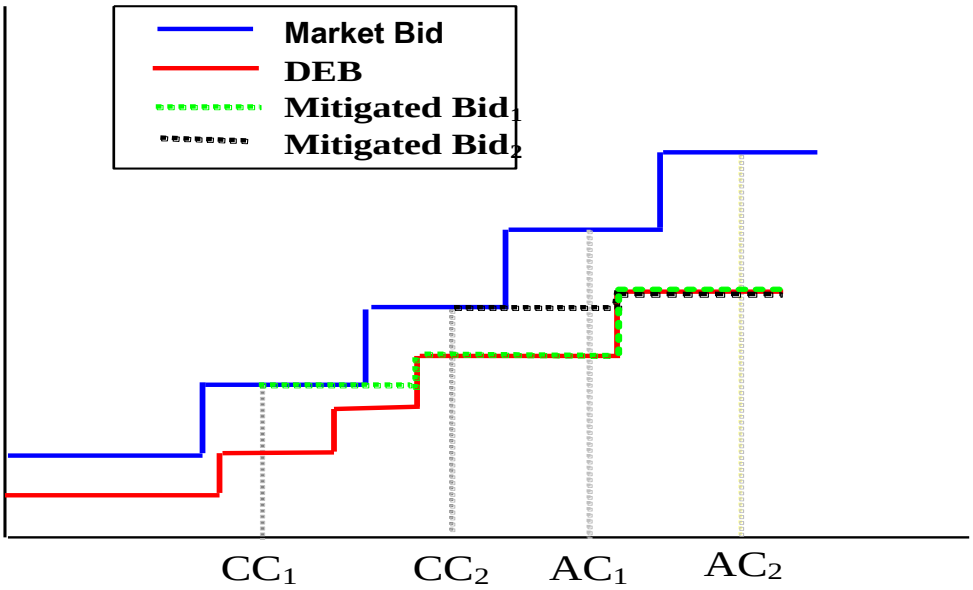


Figura 3-1: Enfoque de mitigación del CAISO SCUC

Además, el conjunto de recursos comprometidos en el RRD y el LMPM (Pre-IFM) limitan los recursos que pueden comprometerse en DA IFM, pero no en RUC.

3.5 Mercado Integrado a Plazo

Esta sección describe el Mercado Integrado a Plazo (IFM) que se lleva a cabo en el Mercado del Día Anterior (DAM) después del proceso de Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD) y antes del proceso de Comisionamiento de Unidades Residual (RUC).

3.5.1 Mercados de Servicios Complementarios

Esta sección describe los mercados de servicios complementarios (AS) dentro del IFM.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.5.1.1 Regiones de Servicios Complementarios

Las regiones de AS son particiones de red que se utilizan para imponer restricciones regionales en la adquisición de AS. Sin las regiones AS, la adquisición de AS se realizaría en todo el sistema sin consideraciones de ubicación. Las restricciones regionales de AS reflejan limitaciones de transmisión entre regiones de AS que restringen el uso de AS adquiridos en una región de AS para cubrir cortes en otra región de AS. Las limitaciones regionales de AS garantizan una adquisición mínima de AS en cada región de AS para que las adjudicaciones de AS se distribuyan razonablemente en todo el sistema. Las restricciones regionales de AS también limitan la adquisición total de AS entre regulación hacia arriba, en giro y no en giro en las regiones AS con limitaciones de transmisión de exportación.

Siempre hay una Región AS definida para toda el Área de Control CAISO: la “Región del Sistema”. Los AS se obtienen de recursos de carga participantes y generadores certificados dentro de la región del sistema. Los AS también se obtienen de recursos interrelacionados certificados en puntos de programación fuera del área de control de CAISO. Estos puntos de programación y la región del sistema definen otra región AS: la "Super Región", que contiene la región del sistema. Las restricciones regionales mínimas de AS para la Súper Región reflejan los requisitos de AS para cada uno de los cuatro AS: regulación hacia abajo, regulación hacia arriba, en giro y no en giro. Las restricciones regionales mínimas de AS para la región del sistema son solo un porcentaje de los requisitos de AS, digamos 50%, para limitar la adquisición de AS de recursos interrelacionados por motivos de confiabilidad.

Además de la Súper Región y la Región del Sistema, se pueden definir otras Regiones AS (por ejemplo, SP15) dentro de la Región del Sistema para imponer limitaciones regionales más granulares. Por lo tanto, las regiones AS son por definición jerárquicas, es decir, las regiones más grandes incluyen otras más pequeñas. Un recurso que está dentro de una región AS también está dentro de todas las regiones AS superiores que lo rodean.

3.5.1.2 Requisitos de Servicios Complementarios

Los requisitos de AS son determinados por el CAISO de acuerdo con los Criterios mínimos de confiabilidad operativa (MORC):

- Requisitos de reserva operativa para el 5% de la carga prevista atendida por recursos de generación hidroeléctrica;
- Requisitos de reserva operativa para el 7% de la carga prevista atendida por recursos de generación no hidroeléctrica;
- Requisitos de reserva operativa suficientes para cubrir la peor contingencia individual;

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Al menos la mitad de la reserva operativa es en giro;
- Consideraciones de ubicación para una distribución razonable de la reserva operativa en todo el sistema.

3.5.1.3 Certificación de Servicios Complementarios

Los recursos deben estar certificados para la provisión de AS ya que deben cumplir con ciertos requisitos técnicos y operativos que dependen de cada AS. La certificación del AS y la capacidad máxima asociada del AS se registran en el Archivo Maestro después de las pruebas que demuestran la entrega satisfactoria de cada AS. Los recursos certificados se someten periódicamente a pruebas sin previo aviso mediante el despacho de sus asignaciones de AS en tiempo real fuera de secuencia para verificar la capacidad de provisión del AS en curso.

3.5.1.4 Autoprestación de Servicios Complementarios

Los Recursos de Carga Participante y los generadores certificados para AS pueden autoproporcionar estos AS en el IFM. Un autoabastecimiento de AS es una oferta de capacidad de AS en una Hora de Negociación determinada sin precio. Los AS autoprovistos se evalúan para determinar su viabilidad con respecto a las características operativas de los recursos relevantes y las limitaciones regionales, y luego se califican (aceptan) antes de la evaluación de la oferta de AS. Si una restricción regional impone un límite en la cantidad total de regulación hacia arriba, en giro y no en giro, y la autoprovisión total de estos AS en esa región excede ese límite, los AS autoproporcionados se califican prorrateadamente en tres niveles: primero regulación hacia arriba, seguido de en giro y luego no en giro.

El autoabastecimiento de AS calificado reduce efectivamente los requisitos de AS que deben cumplir las ofertas de AS dentro de la misma región de AS. El autoabastecimiento de AS calificado también reduce la obligación de AS para cada SC en la asignación de costos de AS.

3.5.1.5 Ofertas de Servicios Complementarios

Los recursos certificados para AS podrán ofertar estos AS en el IFM. Una oferta de AS es una oferta de capacidad de AS en un horario de negociación determinado a un precio único. Los recursos pueden autoproporcionarse y ofertar AS en un horario de negociación determinado, siempre y cuando la capacidad total de AS ofrecida tanto por el autoabastecimiento como por la oferta no exceda la capacidad máxima certificada de AS aplicable. Los recursos deben especificar mediante una bandera si sus adjudicaciones en giro y no en giro se tratarán como reserva de contingencia en tiempo real, es decir, estarán disponibles para su despacho sólo bajo condiciones de contingencia, o si se pueden despachar de manera óptima en todas las condiciones. Esta

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

especificación es para todos los horarios de negociación del día de negociación y no afecta la adquisición de AS, solo el despacho de AS en tiempo real.

3.5.1.6 Adquisición de Servicios Complementarios

Las ofertas de AS se evalúan simultáneamente con las ofertas de energía en el IFM para despejar la oferta y la demanda y para cumplir con los requisitos de AS netos de autoabastecimiento de AS calificado. Así, el IFM cooptimiza la energía y los AS. La capacidad de un recurso con ofertas de energía y AS se utiliza de manera óptima para un programa de energía, o se reserva para AS en forma de adjudicaciones de AS. Además, las ofertas de AS de recursos interrelacionados compiten con las ofertas de energía por la capacidad de transmisión en las interconexiones.

Los AS se adquieren en el IFM para cumplir con los requisitos de los AS, netos de autoprovisión de AS calificados, sujetos a las características operativas de los recursos y las limitaciones regionales. El IFM emplea una adquisición de AS *en cascada,* donde la Regulación Hacia Arriba puede usarse para cumplir los requisitos en giro y los requisitos no en giro; y las reservas en giro puede usarse para cumplir los requisitos no en giro, si esta sustitución de AS resulta en un costo general de adquisición de AS más bajo. Se debe tener en cuenta que esta sustitución de AS se realiza de manera óptima entre las ofertas de AS, mientras que no se lleva a cabo dicha sustitución en los AS autoproporcionados calificados.

3.5.1.7 Precios de Servicios Complementarios

El IFM calcula un Precio Marginal de Servicios Complementarios Regionales (RASMP) para cada Región AS como el costo de sensibilidad de la restricción regional vinculante relevante en la solución óptima, es decir, la reducción marginal del costo de adquisición de energía-AS para una relajación marginal de esa restricción. Si ninguna restricción regional es vinculante para una región AS, el RASMP correspondiente es cero.

Dado que las regiones de AS están anidadas, el precio marginal del servicio complementario (ASMP) para un recurso determinado y un AS es la suma de todos los RASMP para las regiones de AS que incluyen este recurso. El ASMP compensaría adecuadamente los recursos por sus adjudicaciones de AS (de ofertas seleccionadas), es decir, el ASMP para un recurso determinado y AS no sería inferior a la oferta de AS seleccionada de ese recurso para ese AS. Además, el ASMP también reflejaría cualquier costo de oportunidad al reservar capacidad para AS en lugar de programar esa capacidad como energía.

3.5.1.8 Liquidación de Servicios Complementarios

Hay tres elementos en las liquidaciones de AS: pagos de AS, no pago y asignación de costos de AS. Se describen brevemente a continuación. Las adjudicaciones de AS de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

ofertas de AS seleccionadas se pagan según el ASMP correspondiente. El ASMP para un recurso determinado y un AS se calcula como la suma de todos los RASMP para ese AS en todas las regiones de AS que incluyen este recurso. El no pago calcula la capacidad de AS ex post a partir de las adjudicaciones de AS que no estaba disponible por cualquiera de los siguientes motivos:

1) Capacidad de AS no distribuible debido a interrupciones o disminuciones que afectan la capacidad de regulación del recurso, su capacidad máxima o su tasa de rampa operativa.
2) Capacidad de AS no disponible debido a una desviación no instruida.
3) Capacidad de AS no entregada debido a energía insuficiente en respuesta a una instrucción de despacho de AS.
4) Instrucción de despacho de AS rechazada; esta es la única capacidad de AS sin pago aplicable a los recursos de interconexión, y solo para los recursos de interconexión.

La capacidad de No pago de AS se carga al SC correspondiente.

El costo neto de la adquisición de AS, es decir, todos los pagos de AS por adjudicaciones de AS de ofertas de AS seleccionadas en DAM y RTM, se recupera a través de una tarifa de AS para todo el sistema cobrada a las SC en proporción a su obligación de AS, ajustada por operaciones de capacidad de AS entre SC.

3.5.2 Mercado Energético

Esta sección describe el mercado de energía dentro del IFM.

3.5.2.1 Ofertas de Recursos de Generación

Los Recursos de Generación podrán participar en el IFM presentando ofertas de energía multiparte durante uno o más Horarios de Negociación del Día de Negociación. Las distintas partes de una oferta de energía de múltiples partes son:

Costos de puesta en marcha

Se admiten hasta tres costos de puesta en marcha que aumentan progresivamente dependiendo del tiempo que el recurso permanece fuera de línea antes de iniciarse: un costo de puesta en marcha en caliente, un costo de puesta en marcha intermedio y un costo de puesta en marcha en frío. En cada Día de Negociación, los costos de puesta en marcha se obtienen a partir de valores registrados a largo plazo (por ejemplo, 6 meses), calculados con base en datos de costos indirectos, u ofertados, según la elección del Participante del Mercado. En cualquier caso, los costos de puesta en marcha siguen siendo los mismos durante todo el día de negociación tanto en el IFM como en el RTM.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Costo de Carga Mínima

El costo de carga mínima es el costo por hora de operar con carga mínima y ocurre mientras el recurso permanece en línea. En cada Día de Negociación, los costos de carga mínima se obtienen a partir de valores registrados a largo plazo (por ejemplo, 6 meses), calculados con base en datos de costos indirectos, u ofertas, de acuerdo con la elección del Participante del Mercado y la política CAISO aplicable. En cualquier caso, los costos de carga mínima siguen siendo los mismos durante todo el día de negociación tanto en el IFM como en el RTM.

Oferta de Energía

La oferta de energía es el costo incremental de producir energía por encima de la carga mínima y puede ofertarse para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. Se admiten hasta diez costos incrementales para diferentes rangos operativos, por lo que la oferta de energía es una curva en escalera con hasta diez escalones (segmentos). La oferta de energía para los recursos de generación debe ser monótonamente creciente, es decir, el costo incremental de energía del siguiente segmento (si lo hubiera) debe ser mayor que el costo incremental del segmento anterior.

Los recursos de generación sin rango operativo (igual carga mínima y capacidad máxima), comúnmente conocidos como Generadores de Salida Restringida (COG), no pueden tener ofertas de energía; su programación óptima (comisionamiento) se basa únicamente en sus costos de puesta en marcha y carga mínima.

Las ofertas de energía están sujetas a la Mitigación del Poder del Mercado Local (LMPM) antes del IFM.

Costo de Bombeo

El costo de bombeo es el costo por hora de operar una central hidráulica de bombeo y ocurre mientras la bomba hidráulica permanece en línea. En cada día de negociación, los costos de bombeo se ofertan y permanecen iguales durante todo el día de negociación tanto en el IFM como en el RTM. Los costos de bombeo se aplican únicamente a los recursos hídricos de almacenamiento por bombeo y a las bombas hidráulicas. Los recursos hídricos de almacenamiento por bombeo se modelan como recursos con tres modos de operación: fuera de línea, modo de generación y modo de bombeo.

Carga de Bombeo

La carga de bombeo es el consumo de energía de un recurso hidráulico de almacenamiento por bombeo o de una bomba hidráulica mientras está en modo de operación de bombeo.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.5.2.2 Ofertas de Carga Participante

Las bombas hidráulicas certificadas como Recursos de Carga Participantes se modelan como recursos hidráulicos de almacenamiento por bombeo sin un modo de operación de generación. Por lo tanto, solo pueden ofertar por el costo y la carga de bombeo.

3.5.2.3 Ofertas de Recursos de Importación/Exportación

Recursos de Importación/Exportación podrán ofertar una oferta de energía para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. La oferta de energía es una escalera con hasta diez escalones (segmentos). La oferta de energía para los Recursos de Importación debe aumentar monótonamente, mientras que la oferta de energía para los Recursos de Exportación debe ser monótonamente decreciente. Los recursos de importación y exportación también pueden ofertar un número mínimo de horas consecutivas en las que sus ofertas de energía pueden programarse de forma fija durante todo el día de negociación (esto se conoce como “oferta de energía en bloque”). De esta forma, siempre que se acepte una oferta de energía y se elabore un cronograma de importación o exportación, se garantiza un cronograma plano durante al menos un número mínimo de horas consecutivas. Puede haber más de un bloque de programación dentro del Día de Negociación. Aunque la programación es plana en un bloque de programación determinado, las programaciones de diferentes bloques de programación pueden diferir.

3.5.2.4 Ofertas de Carga No Participante

Los Recursos de Carga No Participantes pueden ofertar una oferta de energía para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. La oferta de energía es una curva de escalera con hasta diez escalones (segmentos) y debe ser monótonamente decreciente.

3.5.2.5 Ofertas de Energía de Recursos Agregados

Las ofertas de Energía de Recursos Agregados de Generación y Carga no se distribuyen en el Comisionamiento de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC). Sin embargo, los programas de energía resultantes se distribuyen a las unidades o cargas generadoras físicas correspondientes, utilizando los Factores de Distribución de Generación (GDF) o Factores de Distribución de Carga (LDF) relevantes. Esto es necesario en las Aplicaciones de Red (NA) para realizar cálculos de flujo de potencia y análisis de contingencia, y para calcular factores de pérdida marginal y factores de distribución de transferencia de potencia. En consecuencia, la distribución de la generación y la carga agregadas está bloqueada en los factores de distribución relevantes y estos recursos se programan de forma agregada.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.5.2.6 Autodespachos

Los recursos pueden autoprogramarse para cada Hora de Negociación del Día de Negociación además de proporcionar ofertas de energía o sin ellas. Sin embargo, no se permiten autoprogramaciones para Importación o Exportación de recursos que presenten ofertas de energía en bloque en la DAM. Una autoprogramación se modela como una oferta de energía con un precio extremo (precio de penalización) que efectivamente proporciona prioridad de programación sobre las ofertas de energía. El precio de penalización es sólo para fines de modelado y no afecta el LMP de energía, que se calcula mediante la ejecución de precios. A efectos de liquidación, las autoprogramaciones son tomadores de precios; es decir, al suministro autoprogramado se le paga el LMP de energía correspondiente, cualquiera que sea, y a la demanda autoprogramada se le cobra el LMP de energía correspondiente, cualquiera que sea.

Hay varios tipos diferentes de autoprogramaciones con diferentes prioridades de programación.

Una autoprogramación (o autodespacho) indica autoComisionamiento, es decir, el IFM no liberará recursos autoprogramados. La autoprogramación, aunque tiene una prioridad de programación más alta que las ofertas de energía, puede ser reducida por el IFM si esto es necesario para resolver limitaciones de la red. El IFM también puede ajustar las autoprogramaciones según sea necesario para resolver cualquier violación de restricciones operativas o intertemporales de recursos.

Los recursos autodespachados no son elegibles para la recuperación de sus costos de puesta en marcha. Los recursos autodespachados tampoco son elegibles para la recuperación de sus costos mínimos de carga durante el horario de negociación en el que se autoprograman.

3.5.2.7 Limitaciones de Capacidad de Recursos

El CAISO IFM compromete y programa recursos de manera óptima para equilibrar la oferta y la demanda sujetas a limitaciones de recursos y restricciones de la red. Las restricciones de capacidad de recursos limitan el cronograma de energía y las adjudicaciones de AS a la oferta disponible en capacidad de recursos. Por ejemplo, para unidades en línea que no están programadas para regulación, el programa de energía debe ser mayor o igual que el límite operativo inferior y la suma del programa de energía y las asignaciones no en giro y en giro deben ser menores o iguales al menor valor entre el límite superior, el límite económico y el límite operativo superior.

Cuando las limitaciones de capacidad de recursos son vinculantes para la solución óptima, cualquier costo de oportunidad entre los cronogramas de energía y las adjudicaciones de AS se incluye en los LMP de energía y en los ASMP.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.5.2.8 Programación de la Energía

Los recursos se comprometen y programan en el IFM para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. Los recursos autodespachados con autoprogramaciones y/o autoaprovisionamiento de AS se modelan como "deben ejecutarse" en el horario de negociación correspondiente. Los recursos RMR enviados previamente manualmente antes del DAM también se modelan como "deben ejecutarse" en el horario de negociación correspondiente con una autoprogramación de RMR en el nivel de RMR aplicable. Los recursos con interrupciones se modelan como "no disponibles" en el horario de negociación correspondiente. Los recursos con ofertas de energía de múltiples partes y/o ofertas de AS, pero sin autoprogramaciones ni autoaprovisionamiento de AS, se modelan como "ciclables" en el Horario de Negociación correspondiente, lo que significa que estos recursos están disponibles para un comisionamiento óptimo en estas horas, sujeto a las restricciones intertemporales aplicables y a las condiciones iniciales.

La diferencia entre los horarios de energía en dos horas de negociación consecutivas se limita a la capacidad de rampa de 60 minutos del recurso. Si el recurso está programado para regulación en cualquiera de estas horas, se usa la tasa de rampa de regulación para determinar la capacidad de rampa de 60 minutos; de lo contrario, se usa la tasa de rampa operativa. La programación de energía durante el horario de negociación puede imponer limitaciones en las adjudicaciones de AS durante ese horario y viceversa. Más específicamente, las adjudicaciones de Regulación Hacia Abajo en una hora de negociación limitarían desde abajo el programa de energía para la siguiente hora hasta la capacidad de rampa de 20 minutos del recurso utilizando la tasa de rampa reguladora. De manera similar, las adjudicaciones de Regulación Hacia Arriba en una hora de negociación limitarían desde arriba el programa de energía para la siguiente hora hasta la capacidad de rampa de 20 minutos del recurso utilizando la tasa de rampa reguladora.

Además, las adjudicaciones en giro y no en giro en una hora de negociación limitarían desde arriba el programa de energía para la siguiente hora hasta la capacidad de rampa de 20 minutos del recurso utilizando la tasa de rampa operativa. Las adjudicaciones de AS en estas limitaciones incluyen tanto ofertas de AS seleccionadas como autoprovisión de AS calificadas. La selección de ofertas de AS es óptima, por lo tanto, una evaluación económica determinaría si es mejor seleccionar ofertas de AS y restringir los horarios de energía a una capacidad de rampa de 20 minutos, o utilizar la capacidad de rampa completa de 60 minutos y no seleccionar ofertas de AS.

3.5.2.9 Precio de la Energía

El IFM emplea un modelo de red completa (FNM) y, por lo tanto, calcula los precios marginales por localización (LMP) para la energía en cada nodo de la red. El LMP en un nodo determinado es el costo marginal de servir la carga en ese nodo. Ésta es una definición teórica; no es necesario que la carga esté conectada a ese nodo de la red. Se

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

calcula un LMP para cada uno de los nodos de la red, incluidos los que no tienen carga. El LMP en un nodo determinado se compone de los tres componentes siguientes:

1) Costo marginal de energía;
2) Costo de pérdida marginal; y
3) Costo marginal de congestión.

El costo marginal de energía es el mismo para todos los nodos de la red; es la sensibilidad (precio sombra) de la restricción del balance de potencia en la solución óptima. El costo de pérdida marginal refleja el costo marginal de las pérdidas de transmisión en la red; es el costo de energía marginal multiplicado por el factor de pérdida marginal en ese nodo. El costo de pérdida marginal puede ser positivo o negativo dependiendo de si un retiro de energía en ese nodo aumenta o disminuye marginalmente las pérdidas, utilizando una holgura de carga distribuida para equilibrarlo. El costo marginal de congestión refleja el costo marginal de la congestión en la red; es una combinación lineal de los precios sombra de todas las restricciones vinculantes en la red, cada uno multiplicado por el correspondiente factor de distribución de transferencia de energía. El costo marginal de congestión puede ser positivo o negativo dependiendo de si un retiro de energía en ese nodo aumenta o disminuye marginalmente la congestión.

El IFM calcula los LMP y sus componentes para todos los nodos, incluidos los nodos agregados, y todos los recursos, incluidos los recursos agregados. El LMP de un recurso es el LMP de la ubicación correspondiente, agregada o no. Los LMP para los recursos de carga agregados de generación y participación se calculan como promedios ponderados de los LMP en los nodos relevantes, ponderados por los programas de energía resultantes. Por lo tanto, dado que la distribución de las tablas de energía para estos recursos es fija, las ponderaciones normalizadas son iguales a los GDF o LDF relevantes. Lo mismo se aplica a los recursos de carga no participantes en la agregación de carga predeterminada; las ponderaciones en su LMP agregado son los LDF predeterminados. Por el contrario, la distribución de los programas de energía de los recursos de carga no participantes bajo la agregación de carga personalizada no es fija, por lo tanto, los programas de energía resultantes se utilizan como ponderaciones en su LMP agregado en lugar de los LDF personalizados relevantes.

El IFM también calcula los LMP agregados para los centros (hubs) de negociación para la liquidación de CRR y transacciones de energía entre SC, distintas de las transacciones de energía físicas entre SC. La fórmula de cálculo de los LMP de centros (hubs) de Intercambio aún está sujeta a debate.

El IFM también calcula los precios sombra de todas las restricciones vinculantes de la red en la solución óptima. De estos precios sombra, sólo los precios sombra de las restricciones entre interconexiones son significativos para las liquidaciones.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.5.2.10 Liquidación de Energía

Los Recursos de Generación e Importación reciben un pago por su programa de energía igual al LMP en su ubicación. Los Recursos de Carga y Exportación se cobran según su programa de energía al LMP en su ubicación. El LMP en una ubicación agregada para un recurso agregado es un LMP agregado. Los ingresos netos de estos pagos y cargos se atribuyen al excedente de pérdidas marginales y a los ingresos por congestión y se acreditan a la Cuenta de Equilibrio CRR (es decir, FTR).

Las transacciones de energía entre SC se pagan (para el intercambio entrante) o se cobran (para el intercambio saliente) en el hub comercial, LAP o LMP de recursos generadores correspondiente.

Las obligaciones de CRR desde una fuente a un destino reciben el pago de la diferencia algebraica entre los componentes LMP de congestión marginal entre el destino y la fuente. Los CRR de opción desde una fuente hasta un destino reciben el pago de la diferencia positiva entre los componentes LMP de congestión marginal en el destino y la fuente. Estos pagos se cargan a la Cuenta de Equilibrio CRR.

Finalmente, los costos de puesta en marcha y de carga mínima no recuperados para los recursos no comprometidos se recuperan condicionalmente a través del mecanismo de Recuperación de Costos de Oferta (BCR).

3.6 Comisionamiento de Unidades Residual

Esta sección describe el Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) que se lleva a cabo en el Mercado del Día Anterior (DAM) luego del proceso de Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD) y luego del Mercado Integrado a Plazo.

3.6.1 Requisitos del RUC

El proceso CAISO RUC ocurre después del Mercado Integrado a Plazo DA (DA IFM). Dado que el DA IFM solo compromete recursos suficientes para cumplir con las cargas y exportaciones programadas, y es probable que las cargas programadas sean menores que la carga pronosticada, existe la necesidad de un proceso para comprometer recursos adicionales para cumplir con el pronóstico de carga. RUC es el proceso diseñado para garantizar suficientes recursos en línea para satisfacer la carga en tiempo real. El pronóstico de carga es proporcionado por las herramientas de pronóstico de carga de CAISO y ajustable por los operadores según la zona RUC. Una zona RUC es una colección de nodos. Las zonas RUC pueden no necesariamente coincidir con las zonas de Carga.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.6.2 Ofertas RUC

El proceso CAISO RUC es un proceso donde los recursos presentan ofertas RUC y reciben pago por sus servicios. Los recursos que son elegibles para participar en RUC están registrados en el CAISO. Los recursos elegibles podrán presentar ofertas RUC al mercado RUC. Una oferta RUC es un par ($/MW, MW). El significado de oferta RUC difiere dependiendo de si el recurso que presenta la oferta RUC está bajo obligación de Adecuación de Recursos (RA).

Si un recurso no está bajo la obligación de RA, la oferta RUC que presenta el recurso se interpreta como una cantidad incremental de capacidad que el recurso está dispuesto a proporcionar en el mercado RUC además de su programa de energía del Día Anterior (DA).

Si un recurso está bajo obligación de RA, una cierta cantidad de capacidad de este recurso se registra ante el CAISO como capacidad de RA. La expectativa es que la capacidad de RA debe participar tanto en el proceso DA IFM como en el proceso RUC. Además, la capacidad RA debe participar en el proceso RUC con un precio de oferta RUC de $0/MW para toda la capacidad RA. Por lo tanto, el software inserta automáticamente una oferta RUC de $0/MW para toda la capacidad de RA; un recurso RA solo necesita presentar una oferta RUC para la capacidad que no es RA. En otras palabras, una oferta RUC presentada por un recurso RA se interpreta como una oferta RUC para la capacidad no RA además de la oferta RUC de $0/MW para la capacidad RA.

En el diseño del mercado energético de CAISO, un recurso no puede saltarse el IFM para participar directamente en el mercado RUC; el monto total de la adjudicación de RUC (que considera tanto la capacidad de RA más la cantidad de oferta de RUC presentada para un recurso de RA) está limitado por la cantidad de la oferta de energía menos la suma del programa de energía de DA y las adjudicaciones de servicios complementarios ascendentes. Es decir, la suma de la energía del DA, las adjudicaciones ascendentes de servicios complementarios (incluidas las autoprovisiones de servicios complementarios) y la adjudicación del RUC está limitada por la cantidad de la oferta de energía.

Si bien el IFM honrará la oferta entre bloques de varias horas al adquirir energía, los procesos posteriores al DA-IFM (RUC, HASP y RTM) no están diseñados para imponer restricciones de bloques de varias horas. Por lo tanto, RUC evaluará toda la disponibilidad de RUC entre empresas y HASP evaluará las ofertas de energía entre empresas cada hora en lugar de hacerlo en bloques de varias horas.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.6.3 Restricciones de RUC

Además de las limitaciones de recursos y de red que son comunes en todas las ejecuciones de SCUC (y que fueron descritas en la sección 3.3.1), el RUC tiene tres limitaciones que merecen una explicación especial:

- Limitaciones de capacidad;
- Restricción energética; y la
- Restricción de recursos de arranque rápido.

Las restricciones de capacidad garantizan que se adquiera suficiente capacidad RUC para cumplir con el pronóstico de carga. Esto se hace aplicando el balance de energía entre el suministro total (que incluye los programas de energía de DA IFM y la capacidad de RUC) y la demanda total (que incluye los programas de exportación de DA IFM y el pronóstico de carga). El pronóstico de carga se puede ajustar para aumentar el objetivo de RUC si hay insuficiencia de oferta A/S en DA IFM. La restricción de energía garantiza que el RUC no comprometerá una cantidad excesiva de energía de carga mínima de recursos internos. Específicamente, la restricción garantiza que la suma de los siguientes términos no será mayor que un porcentaje configurable (por ejemplo, 95%) de la previsión de carga del sistema:

- Programación de energía de generadores DA IFM
- Programación de importaciones netas de energía de DA IFM
- Programación de energía DA IFM de reducciones de carga de las cargas participantes, y
- Energía de carga mínima comprometida por el RUC.

La restricción de recursos de arranque corto garantiza que el RUC no comprometerá una cantidad excesiva de capacidad de los recursos de arranque corto. Específicamente, la restricción garantiza que los programas de energía IFM totales y la capacidad RUC de los Recursos de Arranque Rápido no sean mayores que un porcentaje configurable de la capacidad total disponible de todos los Recursos de Arranque Rápido. La lista de Recursos de Arranque Rápido será administrada por el CAISO tomando en consideración cualquier excepción requerida por la política de RA.

3.6.4 Comisionamiento de RUC y Adjudicación de Capacidad de RUC

El horizonte temporal de la optimización del RUC se puede configurar de varias formas, tal como se expresa a continuación:

- RUC optimiza en un horizonte temporal de 24 horas para el día siguiente (opción predeterminada);

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- DA IFM optimiza para dos horizontes temporales consecutivos de 24 horas y RUC optimiza para un horizonte temporal de 48 horas para el día siguiente y el día sub-siguiente; y
- RUC optimiza en un máximo de siete horizontes temporales consecutivos de 24 horas.

Cuando el horizonte temporal de optimización se extiende a más de 24 horas, las ofertas RUC de las primeras 24 horas se duplican para las horas restantes del horizonte temporal.

Las adjudicaciones de capacidad de RUC son la cantidad incremental de capacidad por encima de los programas de energía del DA IFM, que se necesitan para cumplir con el pronóstico de carga en la optimización de RUC. Hay algunas excepciones, como las siguientes:

- La porción de la capacidad que cubre la carga mínima no se considera adjudicación de capacidad RUC, es decir, no es elegible para compensación de disponibilidad RUC, ya que la energía de carga mínima se compensa a través de la compensación del costo de comisionamiento (incluido el costo de carga mínima).
- La capacidad de una unidad RMR utilizada en la optimización del RUC para cumplir con el pronóstico de carga no se considera adjudicación RUC, ya que la capacidad ya está compensada a través del contrato RMR. Las necesidades de RMR se reevaluarán en tiempo real.

El CAISO solo emitirá instrucciones RUC a los recursos que deben arrancar en el DA para que estén disponibles para cumplir con la carga en tiempo real. En otras palabras, el CAISO reevaluará las decisiones de Comisionamiento en HASP para los recursos que pueden iniciarse en el proceso HASP. Sin embargo, la disponibilidad de asesoramiento (no vinculantes) del RUC determinada por la solicitud del RUC se pondrá a disposición de los participantes del mercado incluso si no se emite una instrucción de puesta en marcha del RUC en el proceso DA.

3.6.5 Precios RUC

Los Precios Marginales Locales de RUC (RUC LMP) se calculan mediante la optimización del RUC en función de las ofertas de RUC. Un recurso que recibe una instrucción RUC será compensado por el producto de la adjudicación de capacidad RUC y el RUC LMP de su ubicación. La determinación del RUC LMP es similar a la determinación del LMP de energía, excepto que las ofertas del RUC se utilizan para el RUC LMP.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.6.6 Liquidación del RUC

Aunque los proveedores de RUC son pagados por el RUC LMP, el costo incurrido por el CAISO para adquirir la capacidad de RUC se asigna a la carga en todo el sistema. La asignación de costos del RUC utiliza un enfoque de liquidación de dos niveles. La liquidación de primer nivel destina una parte del costo RUC a los desvíos de la carga. La segunda liquidación asigna el costo del RUC restante a todas las cargas.

3.7 Mercado en tiempo real

Esta sección describe las aplicaciones del Mercado en Tiempo Real (RTM) que se ejecutan en tiempo real. La mayoría de las aplicaciones RTM son periódicas y se ejecutan simultáneamente con horizontes de tiempo móviles, pero con diferente periodicidad. Las características del cronograma y los objetivos de las aplicaciones RTM difieren; cada uno está diseñado para tareas específicas como se muestra en la

Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Aplicaciones RTM

Aplicación	Periodicidad	Intervalo	Horizonte de tiempo	Tarea
MPM	Cada hora	15 minutos	105 minutos	Mitigación del poder de mercado y determinación de los requisitos de confiabilidad para ofertas RTM presentadas en *T* –75' para el Horario de Negociación de *T* a *T* +60'.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Aplicación	Periodicidad	Intervalo	Horizonte de tiempo	Tarea
HASP	Cada hora	15 minutos	105 minutos	Predespacho horario para recursos predespachados horariamente para la Hora de Negociación de *T* a *T* +60'. Despacho de asesoramiento de 15 min para recursos despachables de 5 min para la Hora de Negociación de *T* a *T* +60'. Adjudicación AS por hora por recursos predespachados por hora para la Hora de Negociación de *T* a *T* +60'. Adjudicación AS de asesoramiento de 15 min por recursos despachables de 5 min para la Hora de Negociación de *T* a *T* +60'.
STUC	Cada hora	15 minutos	255 minutos	Comisionamiento de Unidades para el Horizonte Temporal de *T* –15' a *T* +240'.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Aplicación	Periodicidad	Intervalo	Horizonte de tiempo	Tarea
RTPD	15 minutos	15 minutos	105-60 minutos	Comisionamiento de Unidades para el Horizonte Temporal de 105-60 min. Adjudicación AS de 15 minutos por recursos despachables de 5 minutos para el primer intervalo de 15 minutos del Horizonte Temporal. Adjudicaciones AS de 15 minutos de asesoramiento para recursos despachables de 5 minutos para los intervalos restantes de 15 minutos del Horizonte Temporal. Despacho de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos para cada intervalo de 15 minutos del Horizonte Temporal.
RTID	5 minutos	5 minutos	35 minutos	Despacho de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos para el primer intervalo de 5 minutos del horizonte temporal. Despacho de asesoramiento de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos para los intervalos de 5 minutos restantes del Horizonte Temporal.
RTMD	5 minutos	5 minutos	5 minutos	Despacho de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Aplicación	Periodicidad	Intervalo	Horizonte de tiempo	Tarea
RTCD	Bajo demanda	10 minutos	10 minutos	Despacho de 10 minutos para recursos despachables de 5 minutos.

La funcionalidad del HASP está integrada en la aplicación del RTPD; uno de los cuatro recorridos RTPD en una hora es especial y realiza la función HASP. La Tabla 3 2 muestra la información de salida de las aplicaciones RTM y si se envía al Sistema Automatizado de Despacho (ADS) o a la GUI del SC.

El Sistema Automatizado de Despacho (ADS) es la aplicación desarrollada por CAISO para comunicar instrucciones de despacho en tiempo real a los Participantes del Mercado.

Tabla 3-2: Salida RTM

Aplicación	Producción	ADS	SC GUI
MPM	Ofertas de energía mitigadas	No	Sí
HASP	Despacho previo por hora para recursos enviados previamente por hora	Sí	Sí
	LMP por hora para recursos enviados previamente por hora	No	Sí
	Despacho de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí
	LMP de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí
	Adjudicaciones AS por hora para recursos enviados previamente por hora	Sí	Sí
	ASMP por hora para recursos enviados previamente por hora	No	Sí
	Adjudicaciones AS de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí
	ASMP de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Aplicación	Producción	ADS	SC GUI
STUC	Instrucciones vinculantes de encendido y apagado.	Sí	No
	Instrucciones de asesoramiento de encendido y apagado.	No	No
RTPD	Instrucciones vinculantes de encendido y apagado.	Sí	No
	Instrucciones de asesoramiento de encendido y apagado.	No	No
	Vinculación de adjudicaciones AS de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	Sí	Sí †
	Vinculación de ASMP de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí †
	Adjudicaciones AS de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	No
	ASMP de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	No
	Despacho de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	No
	LMP de asesoramiento de 15 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	No
RTID	Vinculación del despacho de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	Sí	Sí †
	Vinculación de LMP de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí †
	Despacho de asesoramiento de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	No
	Asesoramiento LMP de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	No
RTMD	Vinculación del despacho de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	Sí	Sí †
	Vinculación de LMP de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí †
RTCD	Vinculación del despacho de 10 minutos para recursos despachables de 5 minutos	Sí	Sí †

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Aplicación	Producción	ADS	SC GUI
	Vinculación de LMP de 5 minutos para recursos despachables de 5 minutos	No	Sí †

† publicación ex post después del Horario de Negociación.

3.7.1 Descripción general

Esta sección destaca las diferencias entre el IFM y el RTM y describe los conceptos, funciones y principios generales para el despacho en tiempo real que son comunes a todas las aplicaciones RTM.

3.7.1.1 Principios de Despacho en Tiempo Real

Generalmente, el objetivo de un mercado en tiempo real es el equilibrio del sistema y el seguimiento de la carga más allá de la función normal del Control Automático de Generación (AGC). AGC es principalmente un servicio de control más que de energía. A medida que las unidades AGC salen de su punto operativo preferido (POP) en respuesta a las desviaciones de frecuencia y de intercambio neto, suministran o consumen energía de equilibrio temporalmente. Luego, esta energía se compra o se vende a recursos que participan en el RTM a intervalos regulares. A medida que los recursos seleccionados suministran o absorben la energía adquirida, las unidades AGC regresan a su POP y se restablece su margen de control.

Independientemente de la metodología de despacho particular que se emplee en un mercado en tiempo real, las desviaciones del cronograma se pueden clasificar en *instruidas* y *no instruidas*. Las desviaciones instruidas son el resultado de que los recursos participantes respondan a las instrucciones de despacho. Las desviaciones no instruidas son el resultado de errores de pronóstico de carga, interrupciones forzadas y contingencias, comportamiento estratégico, limitaciones de modelado, incumplimiento de las instrucciones de despacho, etc. Las desviaciones instruidas generalmente fijan precios, mientras que las desviaciones no instruidas son tomadoras de precios y pueden estar sujetas a sanciones. Las desviaciones no instruidas provocan la respuesta del AGC para equilibrar el sistema, creando requisitos de energía de desequilibrio que se cumplen mediante desviaciones instruidas calculadas de manera óptima por el RTM. La Figura 3-2 muestra el circuito de retroalimentación entre las desviaciones instruidas y no instruidas en la operación del CAISO RTM y su interacción con el AGC.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

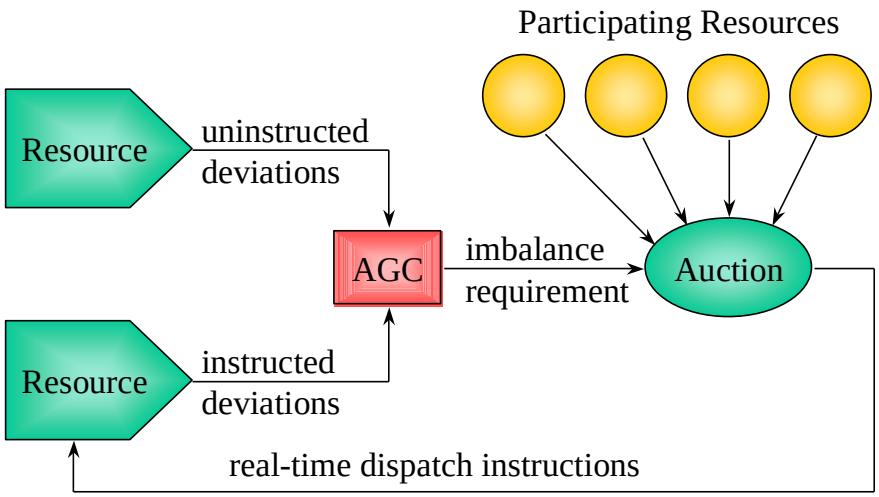


Figura 3-2: Interacciones entre el mercado energético y el AGC en tiempo real

La redistribución de los recursos seleccionados debería producir un resultado factible, es decir, no debería violarse ninguna restricción de recursos, red o seguridad. Además, si se producen violaciones de este tipo debido a cambios en las condiciones del sistema, se deben redistribuir recursos para eliminar estas violaciones incluso si no hay un desequilibrio en el sistema.

3.7.1.2 Requerimientos de Energía de Desbalance y Sesgos

Las aplicaciones CAISO RTM proporcionan una interfaz al operador para sesgar los requerimientos de energía de desequilibrio dentro del horizonte temporal relevante para reflejar información que el operador conoce, pero no el RTM. Por ejemplo, una interrupción pendiente que aún no se refleja en el programador de interrupciones, una reducción pendiente de una carga grande o una gran desviación esperada no indicada en general. El sesgo de energía de desequilibrio es utilizado por todas las aplicaciones RTM mientras está vigente.

El requerimiento de energía de desequilibrio es el lado derecho de la restricción del balance de potencia en la formulación del despacho óptimo. El requisito de energía de desequilibrio para cada intervalo de tiempo en el RTM se calcula como la predicción de carga obtenida del Predictor de Carga de Muy Corto Plazo (VSTLP) para ese intervalo, reducida por el suministro fijo y la contribución de pérdida marginal de los recursos participantes en el punto de operación base usando factores de sensibilidad a la pérdida. La contribución a la pérdida marginal de los recursos participantes (despachables) debe restarse del lado derecho porque la proyección de carga incluye las pérdidas del sistema en el punto operativo base. El punto de operación base es una solución de flujo de potencia obtenida a intervalos de 15 minutos a partir de la solución SCUC utilizando una

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

holgura de carga distribuida y se utiliza para linealizar las ecuaciones de flujo de potencia no lineales. Los factores de sensibilidad de pérdida se calculan a partir del análisis de sensibilidad en esa solución de flujo de potencia y, por lo tanto, representan una aproximación de pérdida lineal debido a las desviaciones de los recursos participantes y de las cargas no participantes.

No es necesario reflejar las desviaciones no instruidas en el requerimiento de energía de desequilibrio porque el despacho se inicializa en el POT, que se extrapola de la solución del estimador de estado y, por lo tanto, cualquier desviación no instruida ya está contabilizada.

3.7.2 Proceso de Programación de la Hora Anterior

Esta sección describe el Proceso de Programación de la Hora Anterior (HASP) del RTM.

3.7.2.1 Cronología del HASP

El cronograma del CAISO HASP se ilustra en la

Figura 3-3: . El HASP utiliza las mismas ofertas de energía y servicios complementarios en tiempo real que presenta *T* -75', donde *T* es el comienzo de la Hora de Negociación. El HASP se realiza inmediatamente después del proceso MPM y RRD que se ejecuta en *T* -67,5' una vez cada hora. La ejecución HASP se completa al *T* -45'. Los cronogramas de energía por hora y las adjudicaciones de servicios complementarios por hora para recursos predespachados por hora en esa Hora de Negociación se publican a más tardar en *T* -45'. Dado que la verificación del área de control generalmente se completa en *T* -30', los programadores previos tendrán 15 minutos para completar la verificación del área de control después de que el HASP conozca los cronogramas entre interconexiones. El Horizonte de Tiempo HASP es de una hora y 45 minutos comenzando en *T* -45' y terminando en *T* +60'. Las ofertas que se presentan en *T* -75' para el Horario de Negociación entre *T* y *T* +60' son mitigadas por el proceso MPM y RRD que se ejecuta en *T* -67,5'. Las ofertas que se utilizan para la porción del horizonte temporal entre *T* -45' y *T* fueron presentadas en *T* -135' y mitigadas por el proceso MPM y RRD que se ejecutó en *T* -127.5'.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

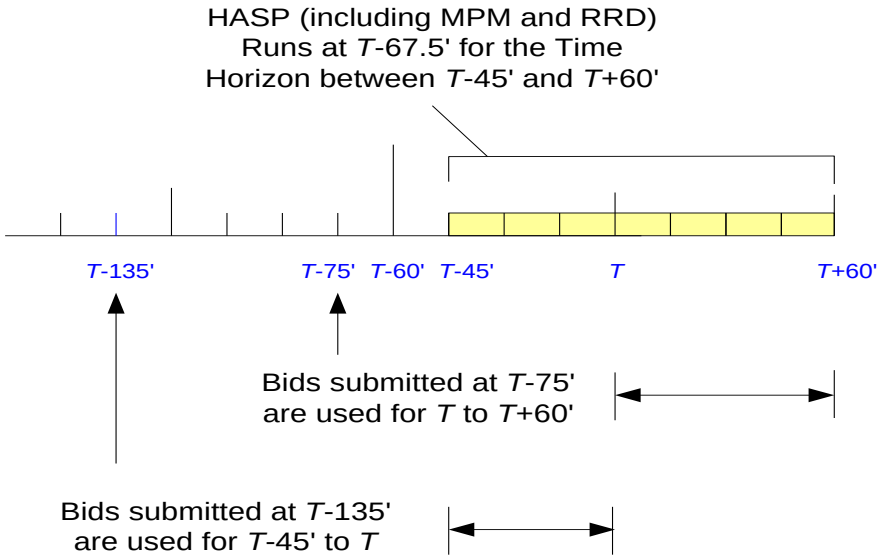


Figura 3-3: Ilustración de la línea de tiempo del CAISO HASP

3.7.2.2 Servicios Complementarios del HASP

El CAISO HASP determina las adjudicaciones de servicios complementarios, tanto a través del proceso de calificación de autodespacho como de optimización del mercado, para cada uno de los intervalos de 15 minutos en el horizonte temporal. Los recursos entre interconexiones no pueden autoproporcionar servicios complementarios porque los servicios complementarios deben competir por la capacidad de transmisión en la interconexión. Los recursos entre interconexiones pueden presentar ofertas de servicios complementarios para proporcionar servicios complementarios. Sin embargo, los tipos de servicios complementarios que un recurso entre interconexiones puede ofertar dependen del tipo de energía del recurso entre interconexiones.

3.7.2.3 Despacho Previo a HASP

En el CAISO RTM, las cargas no participantes no son variables de optimización; por lo tanto, las cargas no participantes no pueden presentar ofertas de energía. El único tipo de carga participante que admite el software son las bombas hidráulicas modeladas como unidades generadoras de bomba-almacenamiento. Recursos de Generación e Importación pueden suministrar energía en el RTM mediante la presentación de autoprogramaciones y ofertas de energía. Los Recursos de Exportación también podrán presentar ofertas de energía en el RTM. El CAISO HASP determina los programas de energía para los recursos predespachados por hora para la hora de negociación (es decir, entre *T* y *T* +60') cada hora en lugar de cada 15 minutos. Esto se logra en el software imponiendo restricciones que aseguren que los programas de energía para los cuatro intervalos de 15 minutos sean iguales. El LMP utilizado para liquidar el programa

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de energía horario se calcula como el promedio simple de los cuatro LMP de los cuatro intervalos de 15 minutos de la Hora de Negociación.

3.7.3 Comisionamiento de Unidades de Corto Plazo

Esta sección describe la aplicación del Comisionamiento de Unidades de Corto Plazo (STUC) del RTM.

3.7.3.1 Cronología del STUC

El cronograma del STUC se ilustra en la

Figura 3-4: . El STUC utiliza las mismas ofertas de energía y servicios complementarios en tiempo real que utiliza HASP después de MPM y RRD. El STUC se realiza en *T* -52,5' una vez cada hora. El Horizonte Temporal del STUC es de cuatro horas y 15 minutos comenzando en *T* -15' y terminando en *T* +240'. El STUC determina si algunos recursos deben iniciarse con suficiente antelación para satisfacer la demanda dentro del horizonte temporal. Las ofertas que se utilizan para la porción del Horizonte Temporal entre *T* -15' y *T* fueron presentadas en *T* -135' y mitigadas por el proceso MPM y RRD que se ejecutó en *T* -127.5'. Las ofertas que se utilizan para la porción del Horizonte Temporal entre *T* y *T* +240' fueron presentadas en *T* -75' y mitigadas por el proceso MPM y RRD que se ejecutó en *T* -67.5'.

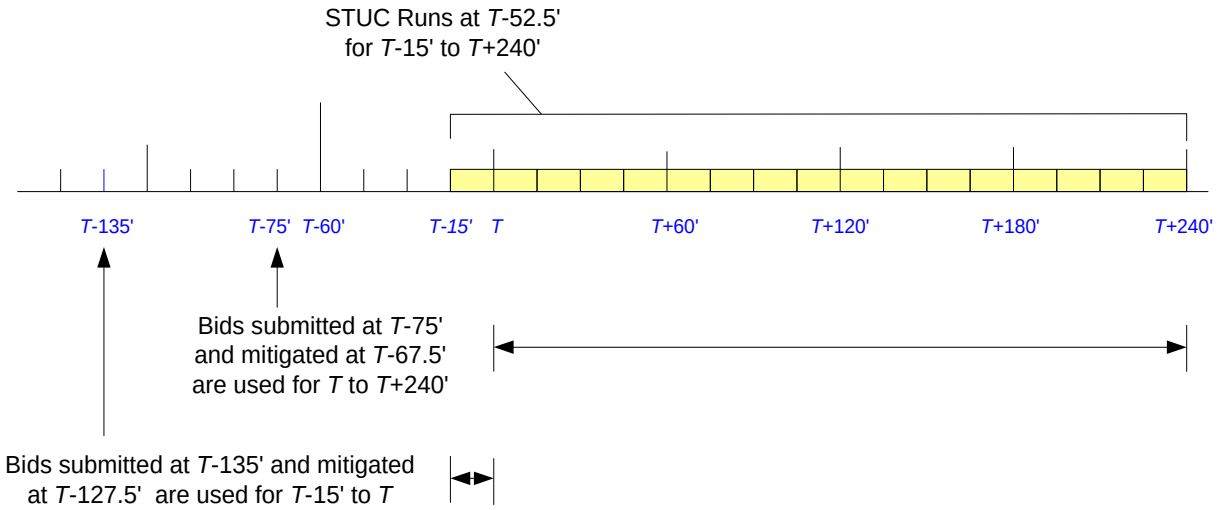


Figura 3-4: Ilustración de la cronología del STUC

3.7.3.2 Comisionamiento de Unidades STUC

El STUC produce una solución de Comisionamiento de Unidades para cada intervalo de 15 minutos dentro del Horizonte Temporal. El STUC reconoce las condiciones iniciales y respeta las instrucciones de Comisionamiento vinculantes (arranques y paradas) que hayan sido instruidas previamente por el RTPD y el STUC. Por lo tanto, algunas de estas

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

variables de decisión binarias están predeterminadas o restringidas por instrucciones de Comisionamiento vinculantes y condiciones iniciales emitidas previamente. Para las decisiones de Comisionamiento restantes, que se reflejan en la solución de Comisionamiento, el STUC emite instrucciones de Comisionamiento vinculantes solo si la decisión de Comisionamiento no puede posponerse para su reevaluación en la próxima ejecución del RTPD o del STUC, es decir, cuando un recurso debe notificarse inmediatamente, considerando su arranque y tiempo de funcionamiento, para que pueda estar en línea en el intervalo necesario. Si el RTPD o STUC puede reevaluar el Comisionamiento de un recurso en ejecuciones posteriores y hay tiempo suficiente para poner en marcha el recurso, la decisión de Comisionamiento es consultiva y no se envía al ADS.

3.7.4 Despacho Previo en Tiempo Real

Esta sección describe la aplicación del Despacho Previo en Tiempo Real (RTPD) del RTM. El objetivo principal del RTPD es comprometer recursos de arranque rápido y mediano y ajustar los cronogramas diarios a corto plazo debido a las condiciones operativas esperadas en el futuro cercano. El otro propósito del RTPD es adquirir servicios complementarios para cumplir con cualquier requisito adicional de AS en tiempo real debido a cambios en el pronóstico de la demanda, interrupciones y despacho de reservas operativas no contingentes durante la hora de negociación. El RTPD utiliza un motor de cooptimización del Comisionamiento de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC) para minimizar los costos como se refleja en las ofertas del mercado sujeto a limitaciones de capacidad y recursos intertemporales y utilizando un Modelo de Red Completa (FNM).

La aplicación RTPD realiza un comisionamiento óptimo de recursos que participan en el mercado en tiempo real para cumplir con los requisitos de carga y servicios complementarios durante un período de tiempo variable de una a dos horas con una granularidad de 15 minutos. Las instrucciones de comisionamiento resultantes basadas en el RTPD son las decisiones finales con respecto a los comisionamientos de recursos para ajustar los cronogramas del Mercado del Día Anterior y del Mercado de la Hora Anterior. La funcionalidad HASP está integrada en la aplicación RTPD; uno de los cuatro recorridos RTPD en una hora es especial y realiza la función HASP.

3.7.4.1 Cronología del RTPD

El RTPD se ejecuta cada 15 minutos en el punto medio de cada intervalo de 15 minutos en cada hora. La ejecución RTPD en T –67,5' es especial porque también realiza la función HASP. En esta ejecución, la aplicación RTPD realiza una optimización completa del período de tiempo que comienza en T –45' y termina en T +60. Por lo tanto, el número máximo de intervalos de 15 minutos en esta ejecución es 7. Las ofertas que se utilizan

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para la primera hora (la hora de operación, *T* –60' a *T*) en el Horizonte Temporal RTPD se presentaron en *T* –135' y se mitigaron en el MPM que se ejecutó en *T* –127,5'.

En ejecuciones posteriores de RTPD, el horizonte temporal de RTPD se reduce un intervalo de 15 minutos cada vez hasta que solo cubre los cuatro intervalos de 15 minutos de la hora de negociación de *T* a *T* +60', cuando RTPD se ejecuta en *T* –37,5'. Por tanto, el Horizonte Temporal RTPD varía entre cuatro y 7 intervalos de 15 minutos.

Además, se emiten Instrucciones de Comisionamiento (CI) vinculantes para las dos horas (la hora actual y la hora previa al despacho). Estas son instrucciones de arranque y apagado de recursos y están determinadas de manera óptima por RTPD. Todas las instrucciones vinculantes de arranque y apagado de las ejecuciones RTPD se respetan en todas las aplicaciones RTM posteriores.

3.7.4.2 Servicios complementarios del RTPD

Los servicios complementarios se pueden adquirir en el mercado en tiempo real. La función RTPD procesa ofertas de AS en tiempo real distintas de cero y autoprovisiones de AS en tiempo real. Además, cooptimiza la adquisición de AS en tiempo real con energía y calcula los precios marginales de AS (ASMP). Los requisitos de AS en tiempo real tienen por defecto los mismos requisitos utilizados en el DAM, pero también pueden reflejar requisitos adicionales debido a cambios en el pronóstico de la demanda. Las adjudicaciones de AS del Día Anterior del DAM, las adjudicaciones de AS horarias del HASP y las autoprovisiones de AS en Tiempo Real cualificadas se tratan como fijas en el RTM, pero incorporando los cambios por cortes que puedan producirse.

El RTPD determina las adjudicaciones de servicios complementarios a recursos despachables de 5 minutos por cada intervalo de 15 minutos en el Horizonte Temporal del RTPD sobre una base de 15 minutos. Sin embargo, sólo son vinculantes económicamente las adjudicaciones de servicios complementarios para el primer intervalo de 15 minutos del Horizonte Temporal. Las adjudicaciones de servicios complementarios para recursos despachados de 5 minutos durante los intervalos posteriores de 15 minutos están determinadas por las ejecuciones RTPD posteriores. La adjudicación de AS de 15 minutos es compensada por el ASMP del servicio durante el intervalo.

3.7.4.3 Comisionamiento de Unidades del RTPD

El RTPD produce una solución de Comisionamiento de Unidades para cada intervalo de 15 minutos dentro del Horizonte Temporal. Tanto el RTPD como el STUC pueden emitir instrucciones vinculantes. La función RTPD puede emitir instrucciones de Comisionamiento cada 15 minutos, mientras que el STUC puede emitir instrucciones de Comisionamiento cada hora. Estas instrucciones de Comisionamiento son para cualquier intervalo de 15 minutos en el Horizonte Temporal del RTPD o del STUC.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

La función RTPD se ejecuta al final de la hora y optimiza el período de tiempo desde *T* – 45' hasta *T* +60'. Las unidades comprometidas en el primer intervalo de tiempo (de *T* – 45' a *T* –30') reciben instrucciones vinculantes de Comisionamiento para su puesta en marcha o parada. Las unidades comprometidas en algún intervalo de tiempo posterior también reciben una instrucción de Comisionamiento si necesitan tiempo adecuado para cumplir con la instrucción de Comisionamiento vinculante.

Tanto el RTPD como el STUC reconocen las condiciones iniciales y respetan las instrucciones de Comisionamiento vinculantes (puestas en marcha o paradas) que han sido instruidas previamente por el RTPD y el STUC. Por lo tanto, el Comisionamiento de Unidades de algunos recursos está predeterminado o restringido por instrucciones de Comisionamiento vinculantes y condiciones iniciales emitidas previamente.

El RTPD también produce un despacho de recursos despachables de 5 minutos por cada intervalo de 15 minutos en el Horizonte Temporal del RTPD sobre una base de 15 minutos. Sin embargo, estos despachos de 15 minutos no se comunican a los programadores de recursos; son información consultiva únicamente para el CAISO. El despacho de estos recursos será finalizado por la aplicación de Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) cada 5 minutos.

3.7.5 Despacho Económico en Tiempo Real

Esta sección describe la función de Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) del RTM. El RTED utiliza el motor de optimización SCED y no realiza Comisionamiento de Unidades ni aplica restricciones intertemporales que dependan del uso de variables de decisión enteras. El RTED tampoco contrata ningún Servicio Complementario (AS) adicional. El estado de comisionamiento de recursos y sus adjudicaciones de AS se obtienen del RTPD y permanecen fijos en el RTED, excepto por instrucciones de Comisionamiento Fuera De Secuencia (OOS) e interrupciones que puedan ocurrir. El RTED despacha recursos para cumplir con los requerimientos de desequilibrio energético durante el horizonte temporal correspondiente a un costo mínimo según las ofertas de energía disponibles y sujeto a limitaciones de recursos y de red, según corresponda. Estas ofertas de energía pueden ser mitigadas por la aplicación MPM y RRD que se ejecuta antes de HASP; pueden incluir precios de penalización para hacer cumplir las prioridades de reserva operativa contingente y de autodespacho.

El RTED produce instrucciones de despacho que, después de la revisión del operador, se envían mediante ADS a los SC correspondientes. El RTED también calcula los Precios Marginales Locales (LMP) para cada intervalo de despacho y el Punto Operativo de Despacho (DOP) para cada recurso despachable en función del tiempo. El DOP es la trayectoria *esperada* de la producción de energía de un recurso a medida que responde a las instrucciones de despacho. El DOP atraviesa los objetivos operativos de despacho

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

(DOT) según las reglas de rampa entre intervalos y horas cruzadas como se describió anteriormente.

El RTED tiene tres modos de funcionamiento mutuamente excluyentes que se describen en las siguientes tres secciones.

3.7.5.1 Despacho a intervalos en Tiempo Real

El Despacho a Intervalos en Tiempo Real (RTID) es el modo de funcionamiento normal del RTED. El RTID se ejecuta cada 5 minutos a la mitad de cada intervalo de 5 minutos. El horizonte de tiempo del RTID se compone actualmente de 7 intervalos de 5 minutos y comienza 7½ minutos (retraso de tiempo) después de cada hora de despacho. El despacho para el primer intervalo de despacho del Horizonte Temporal es financieramente vinculante y se comunica a los SC a través del ADS. El despacho para los intervalos de despacho restantes en el Horizonte Temporal es consultivo y no se comunica a los SC.

La

Figura 3-5 ilustra la ejecución periódica de HASP, STUC, RTPD y RTID, y sus horizontes de tiempo y composiciones de intervalos de tiempo. El retraso entre la hora de despacho y el inicio del Horizonte Temporal permite el tiempo de ejecución, la revisión del operador, la comunicación de las instrucciones de despacho a través de ADS y el aumento de recursos hacia el DOT. Para el RTID, el tiempo de retardo es de 7½ min y se compone de lo siguiente: a) tiempo de ejecución de hasta 2 min; b) período de revisión del operador de al menos 75 segundos; c) ventana de tiempo ADS de 105 segundos antes de la próxima hora de despacho cuando comienza la rampa hacia el DOT; y d) 2½ min, es decir, medio intervalo de despacho, de rampa entre intervalos antes del inicio del primer intervalo de despacho del Horizonte de Tiempo. Las instrucciones de despacho se envían automáticamente a través de ADS al final del período de revisión, es decir, 105 segundos antes de la siguiente ejecución de despacho, a menos que sean bloqueadas por el operador.

Todas las aplicaciones del RTM intercambian datos continuamente. Los cronogramas vinculantes de la Hora Anterior y las adjudicaciones AS para los recursos predespachados por hora calculados por HASP se mantienen fijos en STUC, RTPD y RTED, a pesar de cualquier ajuste operativo. Las adjudicaciones AS vinculantes calculadas por el RTPD también se mantienen fijas en el RTED, a pesar de las interrupciones forzosas. Las decisiones de comisionamiento vinculante calculadas por el HASP, RTPD o STUC son respetadas por todas las aplicaciones RTM en ejecuciones posteriores.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

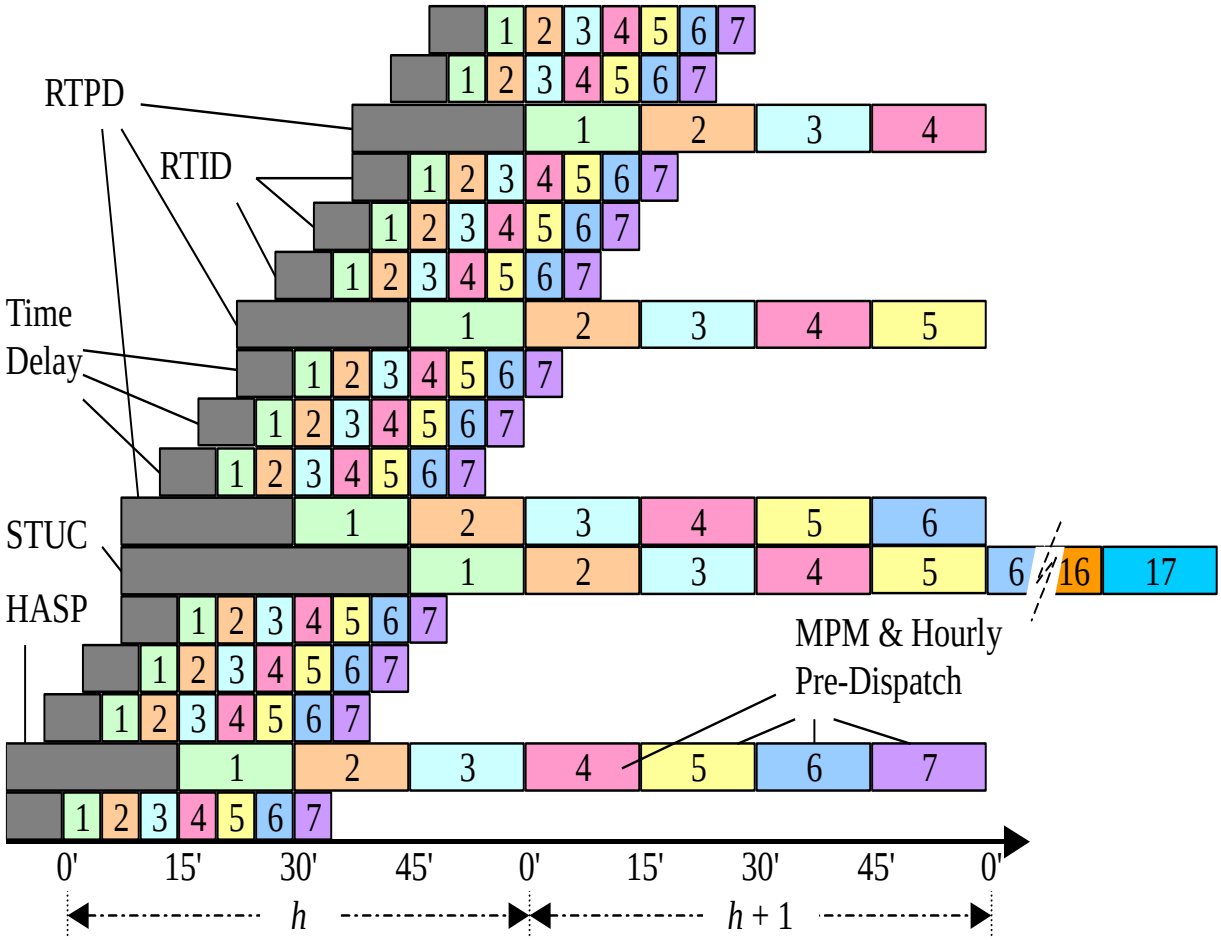


Figura 3-5: Diseño del horizonte temporal del RTM

El RTID no impone ninguna restricción intertemporal, excepto los límites de tasa de rampa y los límites de energía. El RTID emplea el modelo de red completo; sin embargo, no itera con la función de análisis de red para realizar flujos de energía o análisis de contingencia. El RTID utiliza los factores de penalización de pérdidas y los factores de distribución de transferencia de energía calculados por la última linealización de la red por RTPD. Por lo tanto, se supone que la red permanece lineal a medida que el RTID refina sucesivamente el despacho RTPD durante un intervalo de 15 minutos cada 5 minutos.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.8 Mercado de Derechos de Rentas por Congestión (CRR o FTR)

3.8.1 Descripción general

Los CRR (o FTR) son instrumentos financieros que permiten a los titulares de dichos instrumentos gestionar la variabilidad de los costos de congestión que se producen bajo el protocolo de gestión de la congestión que se basa en precios marginales locales. Los CRR se adquieren principalmente con el fin de compensar los costos asociados a la congestión en el IFM que ocurren en el Mercado del Día Anterior. También pueden utilizarse para otras actividades legítimas, muchas de las cuales aumentarán la liquidez del mercado CRR. Sólo las Obligaciones de CRR pueden adquirirse a través de los procesos de Asignación de CRR y Subasta de CRR. Las Opciones de CRR no están disponibles a través de los procesos de Asignación de CRR y Subasta de CRR y solo están disponibles para Instalaciones de Transmisión Mercante.

Hay dos tipos de CRR: Obligaciones de CRR y Opciones de CRR:

Obligación de CRR: Una obligación de CRR da derecho a su titular a recibir un pago de CRR si la congestión en un horario de negociación determinado va en la misma dirección que la obligación de CRR y requiere que el titular del CRR pague un cargo de CRR si la congestión en un horario de negociación determinado está en la dirección opuesta a la del CRR. Los pagos de CRR a los titulares de obligaciones de CRR se basan en el costo de congestión por MWh, que equivale a los montos positivos del costo marginal de congestión (MCC) en el destino de CRR menos el MCC en la fuente de CRR multiplicado por la cantidad de MW de la RRC. Los cargos de CRR para las obligaciones de CRR asociadas con la congestión en la dirección opuesta se basan en los montos negativos de la diferencia en MCC entre el destino de CRR y la fuente de CRR.

Opción de CRR: Una Opción de CRR da derecho a su titular a un Pago de CRR si la Congestión está en la misma dirección que la Opción de CRR, pero no requiere ningún Cargo de CRR si la congestión está en la dirección opuesta a el CRR. Los pagos de CRR a los titulares de opciones de CRR se basan en el costo de congestión por MWh, que equivale a los montos positivos del costo marginal de congestión (MCC) en el destino de CRR menos el MCC en la fuente de CRR multiplicado por la cantidad de MW de la RRC. No hay cargos de CRR asociados con la congestión en la dirección opuesta a las opciones de CRR.

Todos los CRR en poder de los titulares de CRR se liquidan con los ingresos recaudados en el Fondo de Congestión IFM. Las obligaciones de CRR se pueden adquirir como CRR Punto a Punto (PTP). Un CRR PTP es una obligación de CRR definida desde una única fuente de CRR hasta un único destino de CRR.

Hay cuatro términos para los CRR:

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

CRR Mensual: un CRR adquirido por un mes calendario. Los CRR mensuales están disponibles según Tiempo De Uso (TOU).

CRR Estacional: un CRR adquirido a través del proceso anual de asignación de CRR o de subasta de CRR que tiene un plazo de una temporada y se encuentra dentro o fuera de las horas de punta. A los efectos de los procesos de CRR, una temporada se define de la siguiente manera: la temporada 1 es de enero a marzo, la temporada 2 es de abril a junio, la temporada 3 es de julio a septiembre y la temporada 4 es de octubre a diciembre.

CRR de Largo Plazo: uno de los niveles del proceso de asignación anual es el Nivel LT. Los CRR de largo plazo tienen un plazo de 10 años y se asignan sobre una base estacional según TOU.

CRR de Transmisión Mercante: el CRR de transmisión mercante tiene un plazo de 30 años o la vida prevista previamente especificada de la instalación, lo que sea menor. La adquisición del CRR de Transmisión Mercante se realiza mediante un proceso separado.

Existen los siguientes procesos para la creación y adquisición de CRR:

- Los CRR son creados por el CAISO a través de los procesos de asignación de CRR y subasta de CRR y mediante la asignación de CRR de transmisión mercante.
- Solo las Entidades de Servicio de Carga (LSE) internas pueden participar en la asignación de CRR.
- Después de los procesos de asignación de CRR anual (incluido el proceso de asignación de CRR a largo plazo) y mensual, hay una subasta de CRR anual y mensual para cualquier entidad interesada en adquirir CRR. La subasta anual no incluirá la subasta de CRR de Largo Plazo.
- Las partes también pueden adquirir CRR de los titulares de CRR a través del Sistema de Registro Secundario (SRS) a través del cual se negocian CRR bilateralmente.
- Los cesionarios también deben calificar como Titulares Candidatos de CRR antes de adquirir CRR.

3.8.2 Calendario Anual de Asignaciones y Subastas

El CAISO lleva a cabo una asignación anual de CRR y una subasta de CRR una vez al año. La asignación anual de CRR y la subasta de CRR publican CRR estacionales para cuatro períodos estacionales y dos períodos de tiempo de uso (TOU), en horas punta y horas fuera de punta. Estos períodos estacionales coinciden con los trimestres del

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

calendario (temporada 1: de enero a marzo, temporada 2: de abril a junio, temporada 3: de julio a septiembre y temporada 4: de octubre a diciembre). Parte del proceso anual de asignación de CRR incluye la liberación de CRR a largo plazo (es decir, Nivel LT), que, si una entidad decide participar, brinda la posibilidad de obtener CRR asignados por un período de diez años. Los CRR a Largo Plazo también se asignan en función de los cuatro períodos estacionales y dos de tiempo de uso mencionados anteriormente. El CAISO también realiza asignaciones de CRR y subastas de CRR mensuales doce veces al año, al comienzo de cada mes. Dentro de cada proceso anual y mensual de asignación de CRR y subasta de CRR, el ISO realiza procesos distintos para cada período de mayor y menor actividad.

Cada proceso de asignación de CRR se basa en nominaciones presentadas al CAISO por las LSE elegibles para recibir CRR. El CAISO publica los cronogramas específicos cada año a más tardar el 30 de junio de cada año.

3.8.3 Pasos Clave Realizados en los Procesos de Asignación y Subasta de CRR

Esta sección proporciona una descripción general de los pasos clave que se completan como parte de los procesos de asignación y subasta de CRR.

1. El CAISO prepara el modelo de la red, las restricciones, el mapeo del Nodo de Precios Agregados (APNode) y las contingencias.
2. Los titulares candidatos de CRR se registran para la asignación de CRR y/o la subasta de CRR.
3. El CAISO realiza un proceso de recopilación de datos de verificación para las entidades que participan en la Asignación de CRR.
4. El CAISO anuncia fechas de los mercados de asignación y subasta de CRR.
5. Nominaciones que reflejen los derechos bajo los Derechos de Propiedad de Transmisión (TOR).
6. El CAISO ingresa nominaciones de Derechos de Propiedad de Transmisión (TOR) y ejecuta la Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT).
7. El proceso de asignación anual de CRR comienza con la ejecución simultánea de las temporadas 1 a 4.
8. El proceso de asignación anual consta de cuatro niveles para cada una de las cuatro temporadas.
9. La Subasta de CRR anual comienza una vez que se completa el proceso de Asignación de CRR anual. Los candidatos interesados titulares de CRR o los titulares de CRR proporcionan los requisitos de solvencia necesarios al CAISO de acuerdo con el cronograma de la subasta de CRR.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

10. El CAISO abre la ventana de presentación de ofertas para los mercados de subastas de CRR anuales para las cuatro temporadas y ejecuta la SFT para las cuatro temporadas y dos TOU, revisa y publica los resultados.
11. La asignación de CRR mensual y la subasta de CRR siguen un proceso similar al descrito anteriormente para la asignación de CRR y la subasta de CRR anual.

3.8.4 Asignación Anual de CRR

El CAISO utiliza las siguientes fuentes para presentar nominaciones de CRR en el proceso de asignación de CRR:

- Nodos de unidades generadoras
- Hubs de Intercambio
- Puntos de programación
- Puntos de Entrega asociados con Contratos de Transmisión Existentes

El CAISO pone a disposición el 65% de la capacidad de CRR disponible estacional para los procesos anuales de asignación de CRR y subasta de CRR, el 60% de lo que queda de la capacidad de CRR disponible estacional en el nivel LT y el 100% de la capacidad de CRR disponible mensual para la asignación de CRR mensual y los procesos de Subasta de CRR. Los porcentajes señalados anteriormente también se aplican a los valores de Capacidad Operativa de Transferencia a utilizar para cada uno de los Puntos de Programación.

En los procesos anuales o mensuales de asignación de CRR y subasta de CRR, el CAISO contabiliza cualquier CRR de transmisión mercante como CRR fijo en el DC CRR FNM que se utiliza en la SFT para la asignación de CRR y la subasta de CRR.

Para los efectos de la asignación anual de CRR y la subasta de CRR, el CAISO asume que todas las instalaciones de transmisión, dentro de la red controlada ISO, están en servicio, a menos que tenga conocimiento de una interrupción importante programada para una gran parte de una o más de las temporadas en el proceso anual. Si se considera que la interrupción es significativa, entonces el CAISO puede optar por reducir el límite operativo de la instalación o dejarla completamente fuera de servicio. A los efectos de la asignación anual de CRR y la subasta de CRR, el CAISO supone que todas las líneas están en servicio a menos que se conozca a tiempo una interrupción programada de una instalación importante para reflejar esa interrupción en el FNM para el proceso anual.

3.8.5 Subasta Anual de CRR

El proceso anual de subasta CRR del CAISO se lleva a cabo después del proceso anual de asignación de CRR de cuatro niveles. Cualquier Titular Candidato de CRR o Titular de CRR puede participar en la Subasta de CRR sujeto a los requisitos de solvencia según

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

la Tarifa ISO. Los Titulares de CRR candidatos o los Titulares de CRR interesados en la Subasta anual de CRR presentan ofertas, una vez abierto el mercado, a través del MUI de CRR en la medida en que no excedan su Límite de Crédito Agregado.

Cualquier Participante del Mercado (MP) que desee participar en la Subasta de CRR debe completar el proceso de registro con anticipación a cualquier mercado de CRR en el que desee participar. Una vez que una entidad se ha registrado con éxito y ha cumplido todos los requisitos, se convierte en Titular Candidato de CRR. Una entidad que ya es Titular de CRR no está obligada a pasar por el proceso de registro nuevamente para participar en la Subasta de CRR, pero aún está sujeta a los requisitos de solvencia del CAISO.

Una vez finalizado el período de presentación de ofertas, el CAISO ejecuta la SFT y la optimización y devuelve los resultados a los titulares de CRR a través del CRR MUI. El CAISO publica un cronograma detallado para los procesos anuales de asignación y subasta de CRR, 30 días antes del inicio del proceso de asignación y subasta de CRR.

3.8.6 Presentación de Ofertas de CRR

Cada oferta para comprar un CRR Punto a Punto debe especificar la siguiente información:

- La temporada asociada y el período de tiempo de uso.
- La fuente de CRR y el destino de CRR asociado
- Una curva de oferta lineal por tramos, que sea monótonamente no creciente, en cantidades (denominadas en milésimas de MW) y precios ($/MW)

En general, se permite cualquier punto de la oferta (cantidad, precio), siempre que la primera cantidad de MW sea cero. Sin embargo, cuando el último punto de oferta de cualquier curva de oferta conduce a tener un segmento de oferta vertical, dicho punto no se considera posteriormente en la aplicación CRR ya que no tiene significado en el motor de optimización. La figura 3-6 muestra una oferta de dos segmentos. El último punto de oferta conduce a un segmento vertical y, por lo tanto, se ignora. En este caso, tanto los requisitos de crédito previos a la subasta como los procesos de despeje de la subasta utilizan la oferta equivalente de un segmento que se muestra en la Figura 3-7.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

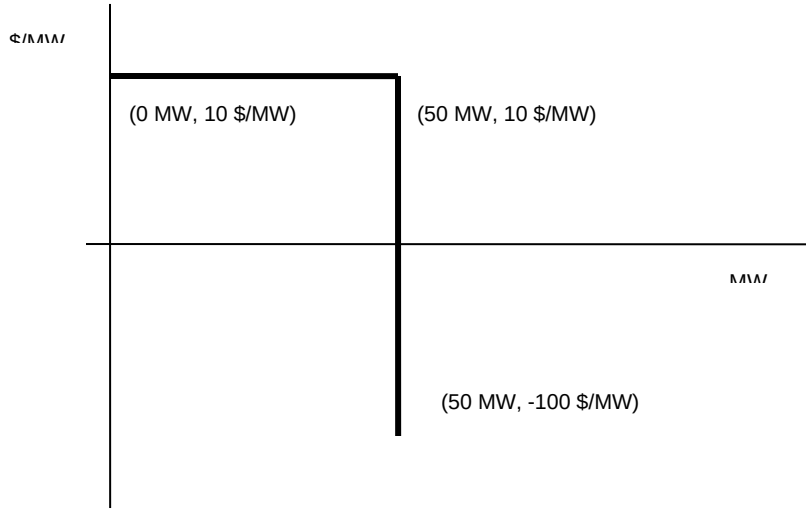


Figura 3-6: Oferta de compra de CRR con segmento final vertical

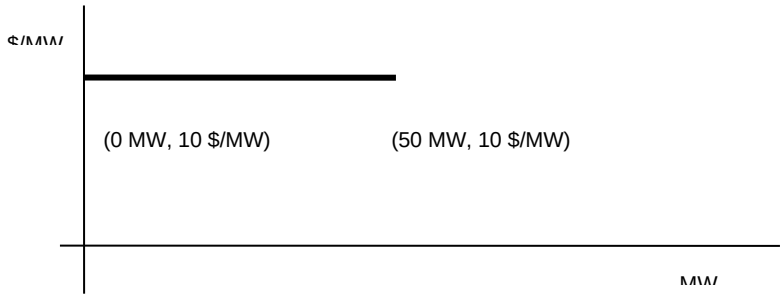


Figura 3-7: Oferta equivalente de un segmento

Si una entidad está interesada en eliminar un CRR de su cartera, existen dos mecanismos mediante los cuales puede hacerlo; el Sistema de Registro Secundario, u ofreciendo vender el CRR en el proceso de subasta. Para vender un CRR en la subasta, el titular del CRR debe ofrecerlo a la venta durante un período de subasta durante el cual el CRR esté activo. Por ejemplo, si se adquirió un CRR en el proceso anual de 2022 para la temporada 2, entonces ese CRR solo podría ponerse a la venta en las subastas mensuales de abril, mayo y junio de 2022. El MW del primer punto de oferta debe ser cero y el MW máximo ofrecido a la venta deberá ser menor o igual a los MW disponibles del CRR. Si se ha puesto a la venta un CRR en el SRS, no se puede presentar una oferta de venta de CRR en la subasta hasta que expire la oferta del SRS.

3.8.7 Asignación y Subasta de CRR Mensual

El proceso de asignación mensual de CRR es similar al proceso de asignación anual de CRR. Cada mes, el CAISO utiliza un pronóstico de demanda mensual enviado a través

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de CRR MUI para calcular dos curvas de duración de carga (una curva de duración de carga en horas punta y otra en horas no punta para el mes correspondiente) para formar la base de las asignaciones mensuales.

El proceso de subasta de CRR mensual se lleva a cabo después del proceso de asignación de CRR mensual de dos niveles. Cualquier Titular Candidato de CRR o Titular de CRR puede participar en la Subasta de CRR mensual sujeto a los requisitos de solvencia según la Tarifa ISO. Los Titulares Candidatos de CRR interesados en la Subasta de CRR mensual presentan ofertas, una vez abierto el mercado, a través del MUI de CRR en la medida en que no excedan su Límite de Crédito Agregado. Una vez finalizado el período de presentación de ofertas, el CAISO cierra el mercado y ejecuta la SFT y la optimización y devuelve los resultados a los titulares de CRR a través de CRR MUI. El CAISO publica un cronograma detallado para los procesos mensuales de asignación de CRR y subasta de CRR, 30 días antes de la apertura de un mercado.

Las fuentes y destinos de CRR permitidos en el proceso de subasta de CRR son nodos generadores, puntos de programación, hubs comerciales, LAP y sub-LAP. Las ofertas presentadas tienen un formato similar al del proceso CRR anual.

3.8.8 Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT)

Los procesos anuales y mensuales de asignación de CRR y de subasta de CRR liberan CRR para cumplir con las nominaciones y ofertas de CRR de la manera más completa posible, sujeto a una Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT). Para la asignación de CRR, en la medida en que las nominaciones de CRR no sean factibles simultáneamente, las nominaciones se reducen de acuerdo con la formulación de optimización de la asignación de CRR hasta que se logre la factibilidad simultánea. Para la subasta de CRR, en la medida en que las ofertas no sean factibles simultáneamente, las ofertas se reducen de acuerdo con la formulación de optimización de la subasta de CRR.

El objetivo principal de la aplicación de la SFT es ayudar a garantizar que los CRR creados mediante un proceso de asignación o subasta generen ingresos adecuados. La adecuación de los ingresos es la situación en la que, durante un período determinado, el CAISO recauda al menos tantas rentas por congestión como las rentas que se pagan en derechos de CRR a los titulares de CRR.

En el proceso de asignación de CRR, la SFT se aplica modelando las nominaciones de fuente de CRR y las nominaciones de destino de CRR como inyecciones y retiros, respectivamente, en un Modelo de Red Completo (FNM). La ubicación y la cantidad de inyección se basan en la definición de la Fuente del CRR en términos de sus Nodos de Precios (Nodos P) miembros y factores de asignación[10]. La ubicación y el monto del retiro

[10]Los factores de asignación son los pesos que definen la cantidad fraccionaria de MW que se asigna desde una fuente o un sumidero a un nodo.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

se basan en la definición del destino del CRR en términos de sus Nodos P miembros y factores de asignación. El mismo proceso se aplica al proceso de subasta de CRR. La aplicación de las fuentes y destinos al FNM crea flujos sobre restricciones operativas basadas en el monto de MW nominado en el caso de una asignación y el monto de MW de la curva de oferta en el caso de la subasta. Estos flujos, junto con cualquier flujo debido a los CRR Fijos, se comparan con los límites de restricción. Todas las fuentes y destinos de CRR nominados se aplican simultáneamente en el proceso de asignación de CRR y, de la misma manera, todas las ofertas de CRR se aplican simultáneamente en el proceso de subasta de CRR. La comparación de los flujos resultantes con los límites de restricción se realiza simultáneamente. Esta comparación simultánea es la SFT. La SFT utiliza una red DC. Se debe tener en cuenta que las nominaciones y ofertas de CRR punto a punto están preequilibradas en términos de montos de inyección y retiro para la SFT.

Si la SFT fracasa, para un conjunto determinado de nominaciones u ofertas, se debe lograr la factibilidad. Esto se logra reduciendo las cantidades de MW asociadas con la nominación o las ofertas. Esta reducción se realiza mediante un proceso de optimización. De hecho, la SFT está integrada en una formulación de optimización. La formulación de optimización tiene una función objetivo y un conjunto de restricciones. Durante el proceso de optimización, la función objetivo se maximiza (o se minimiza, según sea el caso) mientras que todas las restricciones se satisfacen simultáneamente (es decir, no se violan).

Hay dos formulaciones básicas de funciones objetivo que se pueden utilizar para asignar los CRR:

- Maximización de los MW de CRR (Max CRR)
- Mínimos Cuadrados Ponderados (WLS)

Cuando el proceso de CRR comenzó en 2009, la fórmula de optimización era maximizar los CRR. Según esta formulación, la nominación que era más eficaz para aliviar la restricción se restringía por completo antes de pasar a la siguiente nominación más eficaz. Por el contrario, el algoritmo de optimización actual, denominado WLS CAISO SFT, distribuye la reducción entre todas las nominaciones de CRR que son efectivas para aliviar la congestión y, por lo tanto, distribuye la reducción entre múltiples participantes de la asignación. La WLS se considera una formulación más equitativa para el proceso de asignación del CRR; en el sentido de que las nominaciones de CRR comparten la capacidad disponible.[11]

---

[11] Este problema es relevante únicamente para el proceso de asignación, no para la subasta de CRR. En una subasta de CRR, los participantes de la subasta utilizan sus precios de oferta para transmitir su valor en cada CRR, y el objetivo de la subasta es maximizar las cantidades de MW de CRR resultantes de la liquidación de la subasta. Como resultado, cuando hay una restricción de congestión, la SFT restringe las ofertas de CRR en función de los precios de oferta de los participantes para minimizar la reducción en las cantidades de MW de CRR. En un proceso

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de asignación no hay ofertas económicas, por lo que todos los CRR nominados son idénticos desde una perspectiva financiera.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.9 Mecanismo de Adecuación de Recursos (RA)

3.9.1 Requisitos, Deficiencias y Cronogramas de RA

Los SC se presentan a los Planes de Adecuación de Recursos anuales y mensuales de CAISO e identifican los recursos específicos de los que dependen las LSE para satisfacer su demanda máxima mensual prevista y su margen de reserva, así como sus requisitos locales para el período de informe correspondiente. Los Planes RA anuales y mensuales deberán presentarse conforme al cronograma establecido en el sitio web de Requisitos de Confiabilidad. El proceso mensual de RA se ilustra en la Figura 3-8 a continuación.

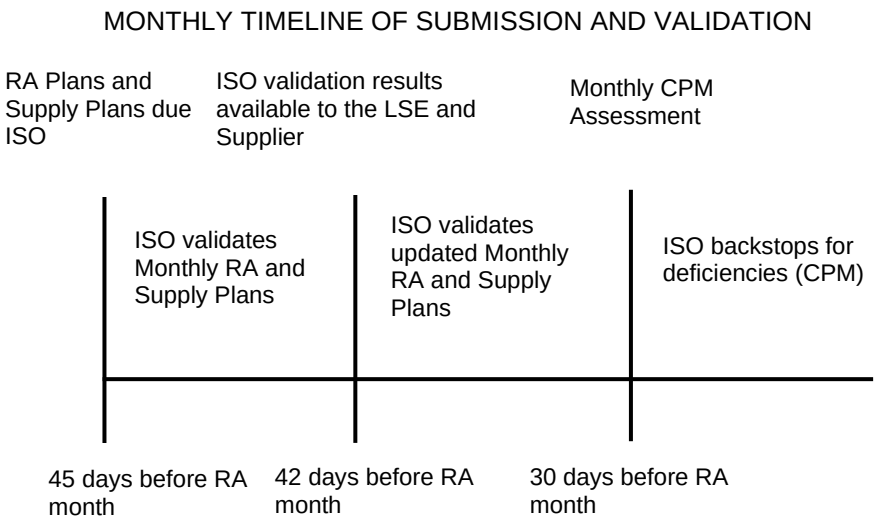


Figura 3-8: Cronología mensual de RA

El CAISO realiza una validación cruzada entre RA y planes de suministro, Recursos RA, luego de completar las validaciones individuales de RA y planes de suministro. La validación cruzada se realiza para asegurar que la información contenida en el Plan RA coincide correctamente con su correspondiente Plan de Suministro. La validación cruzada incluye, entre otras, la siguiente información:

- Todos los recursos del Plan RA están presentes en el Plan de Suministros
- La Capacidad RA presente en el Plan RA es igual o menor que la capacidad RA en el Plan de Suministro
- Todos los recursos de capacidad flexible del Plan RA están presentes en el Plan de Suministro

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- La Capacidad RA Flexible identificada para cada categoría en el Plan RA es igual o menor que la Capacidad RA Flexible presente para cada categoría en el Plan de Suministro
- También se validan los recursos del área de capacidad local presentados.

Una vez que se presentan los planes, el CAISO analiza las deficiencias de capacidad de RA flexibles de forma acumulativa en todo el sistema, a nivel de autoridad reguladora local y a nivel de LSE individual. El CAISO evalúa si la capacidad flexible mostrada por todas las entidades de servicio de carga en conjunto satisface la necesidad flexible acumulada del sistema CAISO. Al realizar este análisis, el CAISO limita la capacidad flexible en las categorías de Rampa Máxima y Rampa Súper Máxima a sus respectivos máximos totales Rampa Máxima y Rampa Súper Máxima calculados por el CAISO.

Si no se satisfacen las necesidades de capacidad flexible del sistema acumulativo del CAISO, el CAISO analiza para cada Área de Confiabilidad Local (LRA), si la capacidad flexible en los planes de las LSE bajo la jurisdicción del LRA satisface acumulativamente la necesidad flexible total del LRA y la Ramp de Base del LRA. Al realizar este análisis, el CAISO limita la capacidad flexible en las categorías de rampa máxima y rampa súper máxima a sus respectivos máximos totales totales de Rampa Máxima y Súper Máxima de LRA.

Si el sistema CAISO acumulativo no cubre sus necesidades flexibles, y un LRA no cubre sus necesidades flexibles, el CAISO calcula la deficiencia de LSE individual para las LSE bajo la jurisdicción del LRA deficiente. El CAISO proporciona los resultados de este cálculo al LRA deficiente y al SC para cada LSE de ese LRA para mostrar el riesgo de designación del Mecanismo de Adquisición de Capacidad (CRM) y la asignación de costos, calculado utilizando el método del CAISO.

Las LSE bajo la jurisdicción de las autoridades reguladoras locales que hayan establecido una metodología flexible de asignación de necesidades pueden volver a presentar Planes RA para subsanar las deficiencias identificadas por su autoridad reguladora local. Estas LSE también pueden optar por proporcionar Planes RA actualizados para mitigar el posible riesgo de asignación de costos de CPM si son individualmente deficientes.

Cualquier otra LSE que reciba una notificación del CAISO de deficiencia podrá proporcionar, al menos 30 días antes del primer día del mes cubierto por el plan, un Plan RA actualizado que demuestre que cumple con las necesidades de capacidad flexible para subsanar la deficiencia y evitar una posible asignación de costos de CPM.

3.9.2 Proceso de Licitación Competitiva (CSP)

El CAISO adquiere y fija el precio de la capacidad de respaldo designada bajo el Mecanismo de Adquisición de Capacidad (CPM) a través de un Proceso de Licitación Competitivo (CSP). Este proceso está configurado para ejecutarse anualmente,

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

mensualmente e intramensualmente para cubrir todas las designaciones potenciales de CPM. La participación en un CSP es voluntaria.

El CSP se basa en los siguientes tres principios:

- Tener proveedores para presentar ofertas al proceso de licitación
- Tener reglas de mitigación
- Determinar a qué recurso el CAISO le ofrecerá una designación CPM

Los proveedores envían ofertas a los CSP de acuerdo con un conjunto definido de reglas que describen el formato de la oferta, la definición del producto y otros términos y condiciones de la oferta al CSP. El CSP cuenta con medidas de mitigación. En primer lugar, el CSP incluye un límite de oferta flexible en todas las ofertas. En segundo lugar, el cronograma obliga a los proveedores a ofertar capacidad de recursos en el CSP antes de saber si puede ocurrir un evento de CPM y qué tipo de evento. Finalmente, cualquier oferta que supere el precio máximo indicativo de oferta debe justificarse en términos de costos ante la FERC para recuperar hasta una tarifa de costo de servicio específica del recurso. Si la FERC aprueba el precio, la SC envía la información relevante al CAISO para que su sistema de liquidación se actualice en consecuencia.

Existe un procedimiento establecido para determinar qué recurso ofrecer a una designación CPM. El procedimiento se basa en las ofertas relativas de capacidad de un CSP y en criterios de evaluación transparentes.

Si se activa un evento de CPM anual o mensual debido a una deficiencia en las presentaciones de RA o una deficiencia colectiva en las presentaciones de RA, entonces las ofertas de CSP se optimizan y la selección de recursos se basa en minimizar el costo general de cumplir con los criterios de designación realizados por un motor de optimización del CAISO. Si no hay suficiente capacidad ofrecida en el CSP, el CAISO inserta ofertas para capacidad que no sea RA en el límite de oferta indicativo más un precio de penalización definido en la base de datos de CAISO.

3.9.3 Requisito de Participación de Mercado de capacidad RA DAM y RTM

Los SC que representan la Capacidad de Adecuación de Recursos adquirida por las LSE deben poner a disposición de los mercados DAM y RTM de CAISO la Capacidad de Adecuación de Recursos enumerada en el Plan de Suministro mensual del Coordinador de Programación. Específicamente, deberán Autoprogramar o presentar Ofertas Económicas para toda la Capacidad de Adecuación de Recursos en el IFM y RUC para todas las horas en que el recurso esté físicamente disponible, a menos que se haya informado al CAISO una Interrupción que afecte la Capacidad de Adecuación de Recursos. Los Recursos SC para la Adecuación de Recursos que no presentan Autoprogramaciones y en su lugar presentan Ofertas Económicas que reflejan toda su Capacidad de Adecuación de Recursos están sujetos a la optimización de CAISO para esa capacidad en el DAM. La Capacidad de Adecuación de Recursos seleccionada en RUC no es elegible para recibir un Pago de Disponibilidad de RUC. La Capacidad de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Adecuación de recursos sujeta a RUC se optimiza con una oferta de disponibilidad de RUC de cero dólares.

Los Recursos de Adecuación de Recursos que están comprometidos por CAISO en el IFM o RUC para Capacidad de Adecuación de Recursos o que tienen Autoprogramaciones para parte de su Capacidad de Adecuación de Recursos deben permanecer disponibles para el CAISO por su cantidad total de Capacidad RA a través del RTM. La Capacidad de Adecuación de Recursos de Unidades de Arranque Corto que no fueron programadas en el IFM ni comprometidas en RUC, deben ser licitadas o autoprogramadas en el HASP o RTM, sujetas a cualquier limitación por recursos de uso limitado. No es necesario ofrecer capacidad de adecuación de recursos de los recursos del sistema en el RTM si no está programada en el DAM.

En la medida en que la Capacidad de Recursos de Adecuación de Recursos no esté programada para energía o como capacidad RUC en la DAM, dicha capacidad también podrá ofrecerse o ofertarse en el Mercado en Tiempo Real para respaldar una exportación Autoprogramada en HASP que tendría la misma prioridad que el Pronóstico ISO de la Demanda CAISO.

El CAISO determina si toda la Capacidad de Adecuación de Recursos despachable que no esté seleccionada de otro modo en DAM o RUC, se refleja en una Oferta en el RTM y automáticamente inserta una Oferta Generada en el RTM para cualquier Capacidad de Adecuación de Recursos despachable restante para la cual el CAISO no ha recibido notificación de un corte de electricidad. Como el ISO no presenta automáticamente ofertas para recursos de uso limitado, los SC deben presentar activamente todas las ofertas de energía o autoprogramaciones requeridas en el RTM para estos recursos.

El CAISO también optimiza la capacidad flexible que participa en RUC usando $0/MW-hora para toda la capacidad de RA flexible que no se refleja en un cronograma IFM solo en las horas requeridas para las categorías de capacidad de RA flexible comprometidas del recurso.

Al determinar la cantidad de capacidad que se optimiza en RUC a $0/MW-hora, el CAISO asume la superposición máxima de la capacidad RA y la capacidad RA flexible en la hora dada. Por ejemplo, un recurso con 100 MW de capacidad RA y 150 MW de capacidad RA flexible al que se le otorga un programa IFM de 100 MW en HE13 se optimiza automáticamente en RUC usando $0/MW-hora para los 50 MW adicionales de capacidad RA flexible.

3.9.4 Sustitución de la Adecuación de Recursos

Se espera que los recursos de RA estén disponibles durante todo el mes. La regla de sustitución de CAISO brinda oportunidades para que los recursos de RA realicen interrupciones de mantenimiento en condiciones específicas cuando hay un aviso previo de la interrupción. Los recursos también experimentan interrupciones forzadas, cuando no es posible avisar con antelación. El mecanismo de incentivo de disponibilidad está diseñado para proporcionar recursos con incentivos para emprender acciones que

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

reduzcan la ocurrencia de cortes forzados en un mes. Para permitir que los recursos gestionen su riesgo de incentivo de disponibilidad, el CAISO ha desarrollado reglas de sustitución que permiten que la capacidad de los recursos "sustituya" la capacidad de RA que ha experimentado una interrupción planificada/forzada. Un recurso en una interrupción tiene la opción de proporcionar capacidad RA sustituta para mitigar cualquier impacto potencial en el cálculo del incentivo de disponibilidad del recurso RA original. El mecanismo de sustitución permite al proveedor de Capacidad de Adecuación de Recursos vinculada a un recurso generador específico la capacidad de sustituir esa capacidad en caso de que el recurso de Adecuación de Recursos sufra una Interrupción.

Hay tres tipos de Capacidad de Adecuación de Recursos: Local, del Sistema y Flexible. La RA local y del Sistema se conocen comúnmente como tipo de capacidad RA genérica, mientras que la flexible se conoce como tipo de capacidad RA flexible. La capacidad de sustitución se clasifica además como sustitución diaria o en tiempo real, según el cronograma de presentación. Un recurso de RA en interrupción tiene la opción de proporcionar capacidad de RA sustituta para mitigar cualquier impacto potencial en el cálculo del incentivo de disponibilidad del recurso de RA original.

Es responsabilidad del SC proporcionar suficiente capacidad de sustitución para satisfacer la asignación de Capacidad Sustitutiva de Adecuación de Recursos (RASC) para evitar que se niegue la interrupción. Ejemplo: La interrupción en el recurso A es del 1/10 al 31/10 y la interrupción se envió al ISO el 20/9 a las 10 AM. El 21/9 a las 8 a. m., la evaluación de interrupción de ISO considera esta interrupción y asigna la elegibilidad al recurso A. Luego, el proveedor debe proporcionar capacidad sustituta para los días comerciales del 1/10 al 31/10 antes del 22/9.

Si el recurso RA en una interrupción proporciona capacidad sustituta, la obligación sobre el recurso en la interrupción se transfiere al recurso sustituto hasta la cantidad de MW proporcionada. La obligación de oferta y evaluación se transfiere a la capacidad sustituta y la capacidad del recurso original no se evalúa bajo el mecanismo de incentivo de disponibilidad por cada día que se proporciona capacidad sustituta.

Un recurso que no es de Adecuación de Recursos y que el CAISO aprueba para sustituir la Capacidad de Adecuación de Recursos se convierte en un Recurso de Adecuación de Recursos durante la duración de la sustitución.

3.9.5 Mecanismo de Adquisiciones

El CAISO tiene la autoridad para designar Capacidad Elegible para proporcionar servicios de Capacidad CPM bajo el CPM para abordar las siguientes circunstancias:

- Recursos insuficientes del área de capacidad local en un plan de adecuación de recursos anual o mensual
- Deficiencia colectiva en recursos del área de capacidad local
- Recursos insuficientes en el plan de adecuación de recursos anual o mensual de una LSE

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Un acontecimiento significativo del CPM
- Una confiabilidad o necesidad operativa de un CPM de despacho excepcional

Capacidad Elegible es la capacidad de Unidades Generadoras, Recursos del Sistema o Carga Participante que aún no está bajo un contrato para ser un Recurso de Adecuación de Recursos, no está bajo un Contrato RMR y no está actualmente designada como Capacidad CPM. La Capacidad Elegible debe ser capaz de resolver eficazmente un déficit de adquisiciones o un problema de confiabilidad.

Un “Evento Significativo del CPM” se define como un evento sustancial, o una combinación de eventos, que el CAISO determina que resulta en una diferencia material de lo que se asumió en el programa de adecuación de recursos para propósitos de determinar los requisitos de Capacidad de Adecuación de Recurso, o producir un cambio material en las condiciones del sistema o en las operaciones de la Red Controlada de CAISO, que cause, o amenace con causar, un incumplimiento de los Criterios de Confiabilidad en ausencia del uso recurrente de un Recurso que no sea de Adecuación de Recursos de forma prospectiva.

El proceso incluye tres (3) pasos:

- En un primer paso, el CAISO podrá adquirir Capacidad CPM la cual podrá tener un plazo inicial de treinta (30) días.
- En el segundo paso, si el CAISO determina que es probable que el Evento Significativo del CPM se extienda más allá del período de designación de treinta (30) días, el CAISO puede extender la designación de Capacidad del CPM por otros sesenta (60) días.
- En el tercer paso, el CAISO realiza una evaluación de cualquier solución propuesta para determinar si total o parcialmente pueden mitigar la necesidad de capacidad CPM continua. El CAISO puede considerar e implementar dichas soluciones alternativas proporcionadas por los Participantes del Mercado de manera oportuna, pero no antes del día siguiente al final del período de designación de 90 días. Si los Participantes del Mercado no presentan alternativas a la designación de capacidad de CPM que sean plenamente efectivas para abordar las deficiencias en los Criterios de Confiabilidad resultantes del Evento Relevante de CPM, el CAISO extenderá el plazo de la designación.

Las designaciones de CPM de despacho excepcional se producen en el período posterior al DAM o en tiempo real durante el día de negociación. En el marco de tiempo posterior al DAM, que es un período de 12 horas que ocurre hasta 6 horas antes del siguiente día de negociación, las herramientas del CAISO no siempre son capaces de identificar y comprometer una cantidad "final", ya que hay muchas variables en las que el CAISO se

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

basa que pueden cambiar durante ese período de tiempo[12]. Las designaciones de CPM de despacho excepcional en tiempo real comprometen o envían el recurso, según los requisitos iniciales y los cronogramas y adjudicaciones anteriores, a una cantidad de MW real.

3.10 Mercado de Ofertas Virtuales

3.10.1 Descripción general

Las "Ofertas de Convergencia" u Ofertas Virtuales son ofertas financieras presentadas únicamente en el Mercado del Día Anterior. El Mercado Integrado a Plazo (IFM) despacha las ofertas virtuales y físicas de forma no discriminatoria. Si se despachan en el IFM, las adjudicaciones de oferta virtual y demanda virtual resultantes se liquidan primero al LMP del día anterior y luego se liquidan automáticamente con la posición opuesta de compra/venta en los LMP del RTM (específicamente el mercado de 15 minutos, FMM).

Las ofertas de convergencia proporcionan a los participantes del mercado varias funciones financieras. En primer lugar, existe la oportunidad de obtener ingresos (y arriesgarse a sufrir pérdidas) resultantes de cualquier diferencia en los LMP del Día Anteriror y del RTM. Los participantes del mercado, utilizando sus conocimientos sobre el sistema y las condiciones del mercado, pueden identificar oportunidades de oferta virtual que resulten en resultados de mercado más eficientes. El potencial de recompensa financiera fomenta la actividad de oferta virtual que tendería a minimizar cualquier diferencia sistemática entre los LMP del Día Anterior y FMM, minimizando así los incentivos para programar insuficiente o excesivamente la demanda física en el Mercado del Día en Anterior. El propietario de un generador también puede utilizar una oferta virtual para mitigar el impacto del riesgo de una interrupción que se produzca después del cierre del mercado del Día Anterior. Al aumentar la liquidez del mercado a través de la Oferta Virtual, el potencial para el ejercicio del poder de mercado también disminuye.

3.10.2 Oferta Virtual y Participación en el Mercado DAM

Los SC presentan ofertas de suministro virtual y demanda virtual para cada recurso que se utilizará en el DAM. Los SC pueden presentar ofertas virtuales para el DAM tan pronto como siete días antes del día de negociación objetivo y hasta el cierre del mercado de DAM para el día de negociación objetivo. El CAISO valida todas las ofertas enviadas al DAM. En el caso de las Ofertas Virtuales (Oferta y Demanda), se realizan verificaciones de crédito contra el límite de crédito disponible de la SC Matriz (que proporciona garantía financiera para sí misma y las SC subordinadas) antes de pasar las Ofertas Virtuales al Mercado del Día Anterior.

---

[12] La ventana posterior al día siguiente comienza a las 6:00 p. m. del día anterior al Día de negociación y finaliza a las 6:00 a. m. del Día de negociación.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Las Ofertas Virtuales se marcan explícitamente como Ofertas Virtuales cuando se presentan al Mercado del Día en Anterior. Su presentación y procesamiento incluye un indicador que las identifica como Ofertas Virtuales y no como Ofertas físicas. Esta indicación:

- Permite su exclusión del proceso automatizado de Mitigación del Poder del Mercado Local;
- Permite rastrear las Ofertas Virtuales y asociarlas con la Entidad Ofertante de Convergencia;
- Permite que el CAISO pueda suspender las Ofertas Virtuales por ubicación o por Entidad Oferente de Convergencia cuando sea necesario; y
- Permite al CAISO excluir las licitaciones virtuales del mercado RUC.

A las ofertas de suministro virtuales en las ubicaciones de Nodos P agregados se les aplicará el GDF del mismo modo que las ofertas de suministro físicas, por lo que se tratarán las ofertas físicas y virtuales de manera consistente en el Mercado del Día Anterior.

Las Ofertas de Energía Virtual son Ofertas Económicas y no incluyen autoprogramaciones. Estas ofertas pueden realizarse en cualquier Nodo P Elegible o ubicación de Nodo P Agregado Elegible y ser una Oferta de Suministro Virtual y/o una Oferta de Demanda Virtual en esa ubicación.

Las Ofertas Economicas Vituales del Día en Anterior se limitan a la curva de energía definida en la oferta. Para las ofertas virtuales, esto es obligatorio y el tipo de recurso seleccionado debe ser suministro virtual. Las Ofertas de Suministro Virtual deberán iniciar en cero (0) MW.

La Curva de Oferta de Energía debe aumentar monótonamente. Las ofertas de suministro virtual son validadas por el CAISO al momento de su presentación para garantizar que la curva de oferta de energía cumpla con las reglas de validación de ofertas. Las ofertas de suministro virtual están sujetas a los límites de las ofertas de energía.

Las Ofertas Económicas Virtuales de Demanda del Día Anterior se limitan a la Curva de Energía definida en la oferta. Para las ofertas de demanda virtual, esto es obligatorio y el tipo de recurso seleccionado debe ser "demanda virtual". Las Ofertas Virtuales deben comenzar en 0 MW. Las ofertas de demanda virtual son validadas por el CAISO al momento de su presentación para garantizar que la curva de oferta de energía cumpla con las reglas de validación de ofertas. Las ofertas de demanda virtual están sujetas al límite de oferta de energía estricta. Las ofertas de demanda virtual están sujetas a los límites de las ofertas de energía.

En cualquier momento, el precio límite de energía para recursos específicos es de $1000/MWh. Los SC podrán presentar ofertas superiores a 1.000 $/MWh y hasta 2.000 $/MWh. Sin embargo, las ofertas superiores a $1000/MWh deben justificarse en términos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de costos mediante la presentación de una Solicitud de Cambio de Nivel de Referencia a la Oferta de Energía Predeterminada (DEB) del recurso. Las ofertas superiores a $1000/MWh se reducirán al valor mayor entre $1000/MWh y el DEB revisado del recurso modificado por una Solicitud de cambio de nivel de referencia aprobada. El DEB revisado no puede exceder los $2000/MWh, lo que significa que el CAISO rechazará ofertas que se presenten por encima de $2000/MWh.

3.10.3 Despeje del mercado DAM de ofertas virtuales

Al cierre del Mercado del Día Anterior (actualmente a las 10:00 a.m.), la aplicación agrega las ofertas virtuales en cada Nodo P/Nodo AP elegible para crear una oferta virtual agregada de abastecimiento y una oferta virtual agregada de demanda en cada ubicación (la oferta agregada puede contener muchos más de 10 segmentos). Para la agregación de ofertas, la aplicación sigue el estándar de acumular segmentos de ofertas cuando los precios de la energía son diferentes y agregar MW si los precios de la energía son los mismos.

La IFM del CAISO realiza el Comisionamiento de Unidades y la Gestión de la Congestión, aprueba las ofertas virtuales presentadas por los SC y aprueba las ofertas de energía modificadas en el MPM, teniendo en cuenta los límites de transmisión, las restricciones operativas intertemporales y de otro tipo, y garantiza que se adquieran servicios complementarios adecuados en el Área de Autoridad de Balance del CAISO con base en el 100% del Pronóstico de CAISO de la Demanda en el CAISO.

Una vez que se complete el DAM de CAISO, los resultados de la oferta virtual aprobados se desagregarán en el nivel de ID de SC elegible antes de que los resultados del Mercado del Día Anterior, que incluyen adjudicaciones virtuales, se publiquen para los participantes del mercado. Para la desagregación de un segmento no marginal, es sencillo asignar el MW individual autorizado al SCID elegible. Para el segmento marginal, el monto de MW compensado relevante está asociado con múltiples segmentos de oferta y, por lo tanto, se necesita un prorrateo para obtener el monto de MW compensado individual a nivel SCID. El CAISO prorratea los MW adjudicados proporcionalmente a los MW presentados del segmento marginal de cada Oferta Virtual que contribuyen al segmento agregado marginal.

No se aceptan ofertas de demanda ni ofertas virtuales en el RUC, ni en el RTM. Las Ofertas Virtuales no se consideran en RUC, pero pueden influir en el resultado del RUC en función del monto de Comisionamiento de Unidades, Adjudicaciones Virtuales y cronogramas físicos adjudicados en el IFM.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.10.4 Liquidaciones de las Ofertas Virtuales

Las adjudicaciones de suministro virtual se pagan a los LMP del Día Anterior en su ubicación y se cobran en tiempo real en los LMP de FMM correspondientes en los Nodos P o Nodos AP correspondientes. Las asignaciones de demanda virtual se cobran a los LMP del Día Anterior en sus ubicaciones y se pagan en tiempo real en los LMP de FMM correspondientes en los Nodos P o Nodos AP correspondientes.

Es posible que en el IFM se adjudique una cantidad excesiva de Oferta Virtual en contraste con la demanda virtual, de modo que se produzca una sobregeneración "virtual". Dado que el RUC solo funciona con ofertas físicas y el pronóstico del CAISO de la demanda del CAISO, y en la medida en que el Suministro Virtual ha desplazado el suministro físico, es posible que el RUC necesite comprometer más recursos físicos y/o que se otorgue más capacidad de RUC para garantizar que haya existe suficiente capacidad física para cubrir el pronóstico del CAISO de la demanda del CAISO.

3.11 Activos Bajos en Carbono y Diseño de Mercado

El CAISO es líder entre los mercados ISO de EE. UU. en la modificación de su diseño de mercado para fomentar la participación de activos bajos en carbono, como la Respuesta a la Demanda (DR), los Recursos de Energía Renovables (RES), los Recursos de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), etc. En esta sección presentamos varios elementos de diseño del mercado energético para estos activos bajos en carbono, específicamente activos DR y BESS.

3.11.1 Respuesta de la Demanda

3.11.1.1 Productos de Respuesta a la Demanda

El CAISO ofrece tres productos de respuesta a la demanda:

1. Recurso de Demanda Proxy (PDR)
2. Recurso de Respuesta a la Demanda de Confiabilidad (RDRR)
3. Recurso de Demanda de Proxy - Recurso de Desplazamiento de Carga (PDR-LSR)

El CAISO desarrolló el producto Recurso de Demanda Proxy (PDR) para aumentar la participación en la respuesta a la demanda en los mercados mayoristas de energía y servicios complementarios de CAISO. Además, el PDR ayuda a facilitar la participación de la respuesta de la demanda minorista existente en estos mercados.

El CAISO desarrolló el producto Recurso de Repuesta a la Demanda de Confiabilidad (RDRR) para aumentar aún más la participación en la respuesta a la demanda en los mercados del CAISO al facilitar la integración de los programas de respuesta a la demanda minorista activados por emergencias existentes y los recursos de respuesta a la demanda recientemente configurados que tienen gatilladores de confiabilidad y desean ser despachados sólo bajo ciertas condiciones del sistema.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

El CAISO desarrolló el Recurso de Demanda Proxy - Recurso de Desplazamiento de Carga (PDR-LSR) para reconocer la capacidad de la demanda de consumir durante condiciones de exceso de oferta, facilitando su capacidad de desplazar y dar forma a la carga con señales de mercado que reflejan las condiciones de la red.

Además, el RDRR permite la integración de programas de recursos de respuesta a la demanda en respuesta a emergencias jurisdiccionales del Regulador de California (CPUC). Los RDRR pueden ofertarse y enviarse económicamente en el DAM, pero solo por motivos de confiabilidad en el RTM. Los RDRR no pueden ofrecer ni autoproporcionar servicios complementarios, ni presentar ofertas de disponibilidad en el RUC.

Los productos PDR, RDRR y PDR-LSR brindan la capacidad para que un agregador de clientes minoristas, trabajando con un Proveedor de Respuesta a la Demanda (y SC) certificado por CAISO, ofrezcan respuesta a la demanda en su nombre directamente en los mercados organizados de CAISO, en la medida permitida por las leyes y regulaciones aplicables con respecto a los clientes minoristas. Los PDR y RDRR pueden optar por ofertar y programarse en intervalos de cinco, quince o sesenta minutos (es decir, en RTD, FMM o HASP). Si estos recursos no hacen una elección al respecto, el plazo por defecto será de 60 minutos. Los PDR y RDRR que utilizan la opción de oferta de sesenta minutos (bloque por hora) no son elegibles para la recuperación del costo de la oferta de energía. Los PDR y RDRR que opten por utilizar las opciones de oferta de cinco o quince minutos deben asegurarse de que su selección cumpla con las limitaciones operativas y técnicas de la base de datos CAISO (el archivo maestro). El CAISO puede solicitar documentación a los recursos que seleccionen los despachos de cinco o quince minutos para confirmar que su recurso tiene la capacidad de cumplir con despachos de cinco o quince minutos, respectivamente.

Los Recursos de Demanda Proxy que utilizan la metodología de desplazamiento de carga (PDR-LSR) deben elegir ofertar y despacharse en el RTM utilizando la opción de oferta de intervalo de cinco o quince minutos. El PDR-LSR no tiene la opción de oferta de sesenta minutos (bloque por hora).

En general, los tres (3) productos son una combinación de carga programada por una entidad de servicio de carga en el LAP predeterminado y una oferta para reducir la demanda que es presentada por el proveedor de respuesta a la demanda (DRP) utilizando un generador de proxy independiente con un ID de recurso distinto.

El producto PDR-LSR se modela como un PDR que consta de ubicaciones registradas que incluyen al menos un dispositivo de almacenamiento (BESS). Según este modelo, el recurso tiene la capacidad de ofertar y despacharse tanto para la reducción de carga (descarga, generación) como para el consumo de carga (carga, generación negativa) desde el almacenamiento BESS.

Un PDR, RDRR o PDR-LSR se trata en los mercados como una oferta de un generador proxy de un generador agregado, que puede definirse en un solo nodo o en múltiples nodos dentro de un Sub-LAP definido por el CAISO. La programación, el despacho y la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

liquidación del PDR, RDRR o PDR-LSR son como un recurso generador de proxy con un ID de recurso distinto. La carga base de LSE se programará y liquidará en el LAP predeterminado (DLAP). Las liquidaciones por la energía proporcionada por los PDR y RDRR se basan en la Medición de la Energía de la Respuesta a la Demanda, la que se calcula utilizando una Metodología de Evaluación de Desempeño aprobada. La Medición de la Energía de la Respuesta a la Demanda aplicable al uso de la Metodología de Evaluación del Desempeño es la cantidad de Energía resultante calculada comparando la Línea Base del Cliente de un PDR, RDRR o PDR-LSR (vertimiento) con su Carga subyacente real para un Evento de Respuesta a la Demanda.

Un PDR, RDRR o PDR-LSR se mide por separado como un generador detrás del medidor; utiliza datos del medidor que consisten en su consumo bruto total cuando se utiliza la metodología de línea base de carga del cliente. La Medición de la Energía de la Respuesta a la Demanda para un PDR o RDRR que consiste en generación registrada detrás del medidor es la cantidad de Energía igual a la diferencia entre (i) la producción de Energía y (ii) la producción de línea base del generador cuya generación detrás del medidor está registrada en el PDR o RDRR, que se deriva de la producción de energía del generador detrás del medidor únicamente, independientemente de las instalaciones de compensación de la demanda. Para un PDR o RDRR que utiliza la combinación de ambas metodologías, la Medición de la Energía de la Respuesta a la Demanda es la suma resultante de sus Mediciones de la Energía de la Respuesta a la Demanda derivadas independientemente.

3.11.1.2 Diseño del Mercado de Respuesta a la Demanda

A continuación, se resumen los atributos de diseño del producto Recurso de Demanda de Proxy, Recurso de Respuesta de Demanda de Confiabilidad o Recurso de demanda de Proxy – Recurso de Desplazamiento de Carga:

- Un DRP puede participar en los Mercados CAISO por separado de la LSE;
- La LSE y la Compañía de Distribución de Servicios Públicos (UDC) tienen la oportunidad de revisar la información de ubicación para un registro solicitado por un DRP;
- Un PDR es elegible para participar en el mercado de energía del día anterior, el mercado de energía en tiempo real y el mercado de servicios complementarios para proporcionar reservas en giro y no en giro;
- Un PDR y un RDRR pueden elegir las opciones de oferta despachables de 60, 15 o 5 minutos para el mercado en tiempo real;
- Un RDRR es elegible para participar en el mercado de energía del día anterior y en el mercado de energía en tiempo real.
- Un PDR-LSR participa bajo el modelo PDR brindando funcionalidades para que el almacenamiento BESS pueda ofertar y ser despachado tanto para reducción de carga como para consumo de carga. PDR-LSR es elegible para participar en

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

los Mercados de Energía del Día Anterior y en Tiempo Real mediante el uso de dos ID de recursos separados para la reducción de carga (CUR) y el consumo de carga (CON). El ID de recurso PDR-LSR (CUR) está diseñado de la misma manera que el producto PDR estándar. El ID de recurso PDR-LSR (CON) está diseñado de manera similar al modelo NGR existente: recurso de demanda despachable (DDR). Ambos ID de recursos deben registrarse o actualizarse en el archivo maestro de CAISO al mismo tiempo y deben ofertar en el mismo mercado con una opción de despacho de oferta de 15 o 5 minutos.

- El ID de Recurso de Reducción de Carga (CUR) es elegible para proporcionar Adecuación de Recursos (RA) y puede participar en el mercado de servicios complementarios (AS) para proporcionar reservas en giro y no en giro.
- El ID de Recurso de Consumo de Carga (CON) no es elegible para RA ni provisión de AS, y debe ofertar desde el piso de ofertas hasta un valor inferior a $0.
- Los PDR y RDRR son productos de reducción de carga. El rendimiento del recurso se medirá en conjunto basándose únicamente en la reducción de carga de la ubicación individual y no debe incluir la exportación medida de energía desde ninguna de estas ubicaciones individuales;
- El CAISO no prohíbe que las ubicaciones con medición de energía neta (NEM) participen en PDR o RDRR; sin embargo, los datos de los medidores de las ubicaciones NEM solo deben representar la carga o la compensación de carga resultante cuando se utiliza la metodología MGO;
- El SC del DRP presenta una oferta PDR o RDRR para reducir la carga, u ofertas PDR-LSR para reducir o consumir cargas, y recibe instrucciones del Sistema de Despacho Automatizado (ADS) como si fuera un generador. El PDR o RDRR se oferta y liquida en un Nodo P (que podría ser una ubicación específica o una agregación de Nodos P, y la liquidación ocurre directamente entre el CAISO y el Coordinador de Programación del DRP;
- La LSE continúa pronosticando y programando su carga total en el LAP predeterminado;
- Los PDR, RDRR y PDR-LSR están compuestos por usuarios finales residenciales y usuarios finales no residenciales.

3.11.2 Participación en el Mercado del Sistema de Almacenamiento de Energía por Batería (BESS)

3.11.2.1 Descripción general

El CAISO es líder en la penetración de BESS en el mercado energético. Como tal, cuenta con los elementos de diseño BESS más avanzados del mercado energético. El CAISO favorece el modelo de Recursos de No Generación (NGR), que permite a estos recursos participar en el mercado y proporcionar servicios mientras se hace cargo de sus

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

capacidades y características únicas. En esta sección, presentamos el modelo NGR como una forma óptima y confiable de fomentar la participación de mercado eficiente de los recursos de BESS. También analizamos varios desafíos relacionados con el modelado y los asuntos relacionados al estado de carga (SOC).

3.11.2.2 Modelo de Diseño BESS de CAISO

La creciente penetración de los recursos BESS en el mercado requiere la implementación de modelos sofisticados que puedan acomodar su participación en el mercado. El NGR es un modelo de recurso genérico en el que un recurso puede producir o consumir energía dentro de un rango operativo continuo, que puede abarcar tanto la generación como la demanda. Este modelo se puede utilizar para respuesta a la demanda, cuando el rango operativo abarca únicamente la demanda, o para una planta híbrida que puede operar continuamente en modos de carga y descarga. La Figura 3-9 muestra una oferta energética típica de una planta BESS.

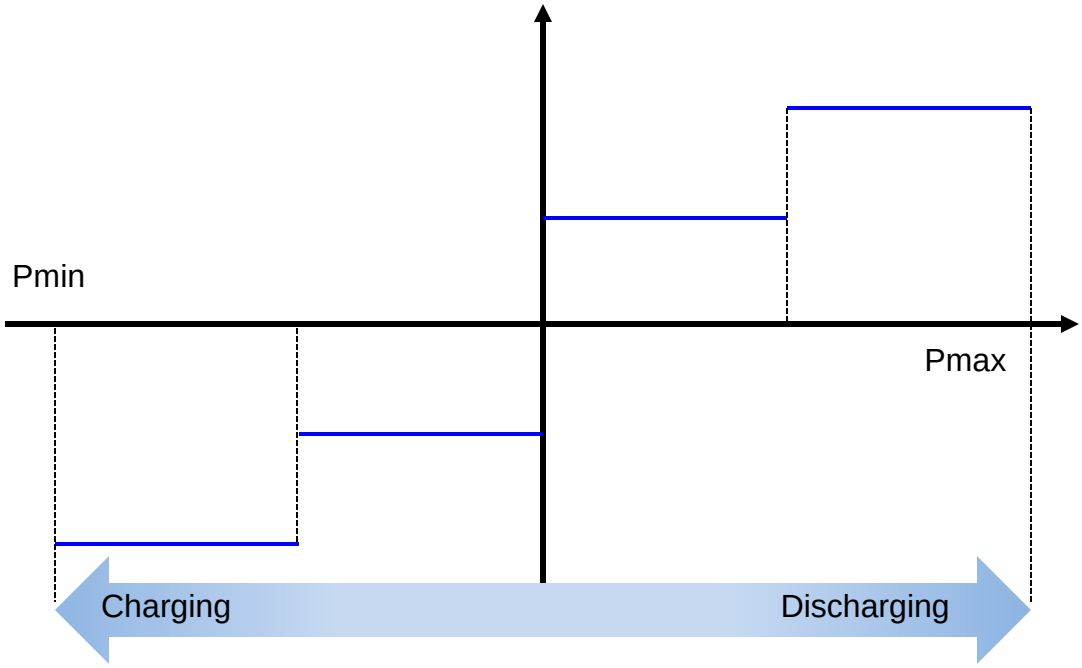


Figura 3-9: Oferta de energía BESS

Con el modelo NGR, una planta BESS puede participar en los siguientes mercados de servicios complementarios:

- Regulación Hacia Abajo;
- Regulación Hacia Arriba;
- Reserva En giro
- Reserva No En giro
- Aumento Flexible; y

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Reducción Flexible

Las plantas BESS están excepcionalmente calificadas para brindar todos estos servicios complementarios, y especialmente regulación, porque poseen velocidades de rampa superiores.

Dado que la disponibilidad de plantas híbridas para servicios complementarios depende del estado de carga (SOC), se deben imponer restricciones especiales en la solución del mercado para otorgar únicamente servicios complementarios que se puedan entregar en función del SOC. Estas limitaciones imponen requisitos de telemetría adicionales para las plantas BESS. Específicamente, el SOC debe telemedirse en el CAISO junto con la salida de energía.

En el modelo general NGR, el Participante del Mercado es responsable de gestionar el SOC de una planta BESS mediante participación estratégica en el mercado. Por ejemplo, presentar una autoprogramación y/o una oferta de energía por debajo de 0MW para carga, o por encima de 0MW para descarga.

Es importante señalar también que para las plantas BESS, la pregunta clave para el participante del mercado es si interactuar con el mercado como un recurso único (configuración híbrida) o participar como dos o más recursos separados (planta ubicada en el mismo lugar). En el modelo en que está ubicado en el mismo lugar, cada tecnología individual es tratada por separado con una única conexión que constituye el límite de inyección en el punto de interconexión. En el modelo de configuración híbrida, la información intercambiada con el CAISO es acerca de la planta híbrida completa y no de sus componentes individuales.

3.11.2.3 Gestión del SOC del BESS en el DAM

El CAISO NGR está sujeto a límites de capacidad y rango operativo como un generador, con ajustes para tener en cuenta sus características operativas únicas. A diferencia de la mayoría de los generadores tradicionales, los NGR pueden retirar energía de la red para cargarla y tienen una capacidad de almacenamiento de energía limitada. El rango operativo de un NGR puede ser negativo para tener en cuenta la capacidad de retirar energía de la red para cargar. El modelo NGR tiene en cuenta la eficiencia de carga del recurso a la hora de retirar energía de la red. La eficiencia de carga es el porcentaje de energía de carga que, después de las pérdidas, finalmente está disponible para generación.

La capacidad de un NGR para proporcionar energía y servicios complementarios depende del nivel de energía almacenada o estado de carga (SOC) del NGR. Un NGR está sujeto a los mismos requisitos que los generadores para proporcionar energía y servicios complementarios, con restricciones adicionales para gestionar el SOC. Por ejemplo, la capacidad de reserva operativa de un NGR está limitada a lo que el recurso puede proporcionar en 10 minutos, similar a un generador, mientras que también está limitada por el SOC.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3.11.2.4 Gestión del SOC del BESS en el RTM

Para los NGR designados como Recursos de Almacenamiento de Energía Limitados (LESR), se aplican restricciones de estado de carga (SOC) a los intervalos vinculantes y no vinculantes en FMM y RTD en función de sus parámetros de archivo maestro, ofertas de Límite de Carga Inferior y Superior, Límites de las ofertas de SOC de hora (EOH) y, si corresponde, el SOC mínimo inducido por la confiabilidad.

Para que el CAISO administre adecuadamente el SOC para cada intervalo, el RTED recibe el SOC más reciente para cada NGR a través de telemetría y utiliza esta información para calcular una condición inicial de SOC para cada NGR, de manera similar a la forma en que se calculan los niveles operativos iniciales del generador, proyectando el estado real hacia el último despacho.

En el RTD, el SOC restante al final del horizonte temporal del RTD está limitado para garantizar que el LESR pueda cumplir con sus propios cronogramas en intervalos más allá del alcance del horizonte temporal del RTD. El CAISO requiere que los recursos programados para proporcionar reserva en giro y reserva no en giro sean capaces de mantener esa producción durante al menos 30 minutos desde el punto en que el recurso alcanza su capacidad de adjudicación. Los recursos que ofrecen regulación en el mercado en tiempo real también deben tener la capacidad de satisfacer un requerimiento energético continuo durante al menos 30 minutos.

De acuerdo con estos requisitos, cuando un NGR recibe una adjudicación de reserva en giro o de reserva no en giro, el CAISO reserva su SOC para garantizar que el NGR pueda entregar continuamente esa capacidad durante 30 minutos. Cuando un NGR recibe una adjudicación de Regulación o un autoabastecimiento calificado, el CAISO reserva su SOC para garantizar que pueda entregar continuamente esa capacidad durante 30 minutos en el mercado de quince minutos y los intervalos RTD aplicables.

Los programas de energía y las adjudicaciones de servicios complementarios se optimizan conjuntamente en el FMM sujetos a estas restricciones de SOC. Las adjudicaciones por servicios complementarios se fijan en el RDT; sin embargo, las restricciones de SOC todavía se aplican en el RTD para restringir el despacho de energía de modo que se satisfaga el requisito de energía sostenido y para garantizar que se puedan cumplir futuras adjudicaciones y autoprogramaciones.

Además, los SC para LESR pueden presentar límites opcionales de estado de carga (SOC) de fin de hora (EOH) en el mercado en tiempo real, como parte de sus ofertas de energía, para gestionar el uso óptimo de sus recursos a lo largo del día. Estos límites de SOC de EOH son diferentes de los límites de SOC diarios mínimos y máximos, los que garantizan que los recursos reciban despachos que respeten dichos límites de SOC diarios al final de cada intervalo de mercado. En contraste, el mercado puede despachar los LESR para satisfacer las necesidades de energía desequilibradas dentro de una hora, al tiempo que garantiza que el SOC del recurso satisfaga los límites de EOH solo al final de la hora correspondiente, si se presenta como parte de las ofertas de energía.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

El SC presenta una oferta con límites mínimo y máximo de EOH SOC en MWh para reflejar un rango objetivo. Si el SC desea un único objetivo de EOH SOC, entonces los límites mínimo y máximo de EOH SOC pueden establecerse iguales. El RTM respetará los límites mínimo y máximo de EOH SOC de un LESR. El mercado ignora los límites de SOC de EOH si entran en conflicto con los límites de SOC mínimo y máximo diario del recurso. Sin embargo, existen reglas de validación de ofertas que limitan estas ocurrencias en el mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4 ERCOT

4.1 Visión general

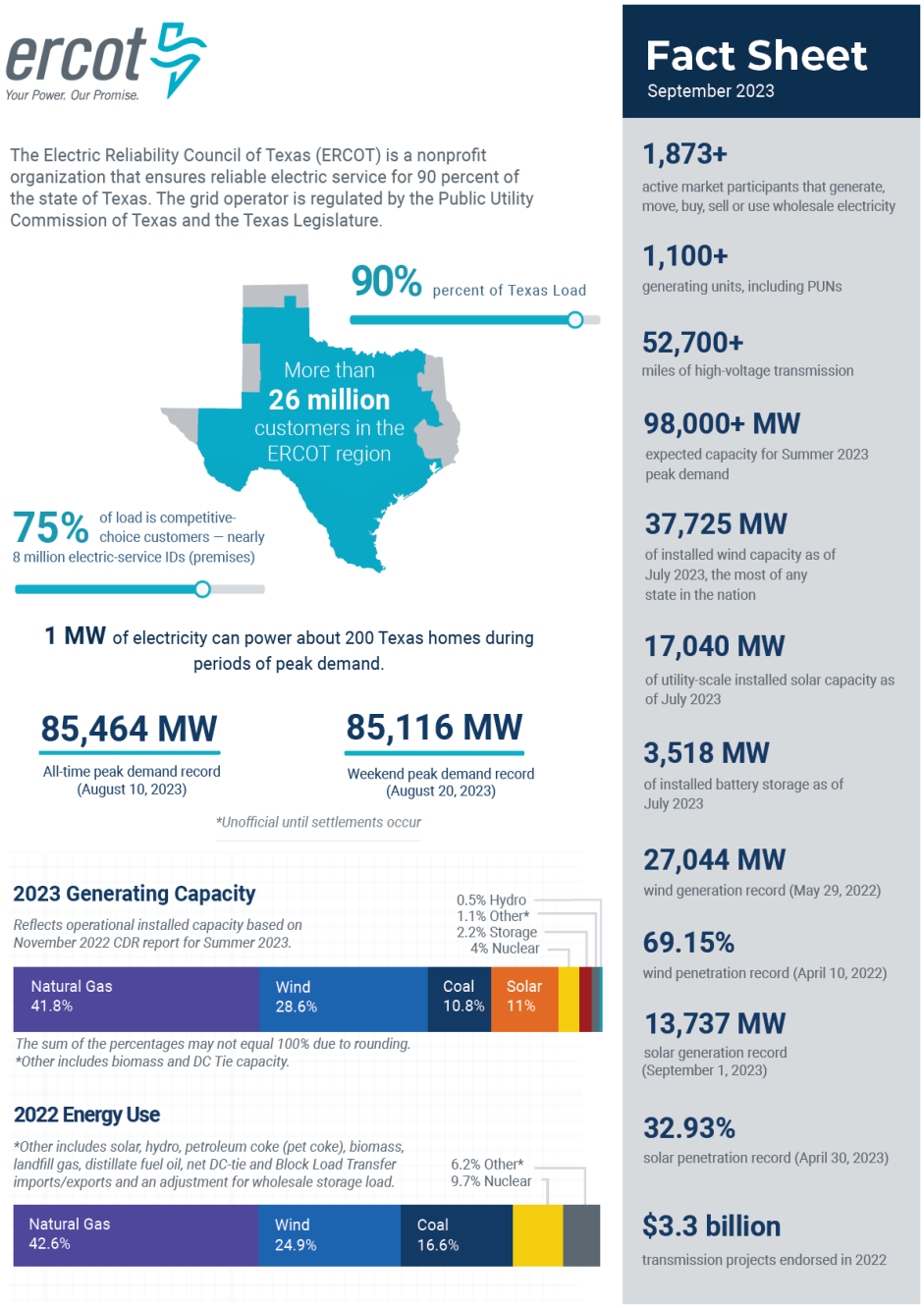


Figura 4-1: Hoja informativa general de ERCOT

(Fuente: www.ercot.com)

Electric Reliability Council of Texas, Inc. (ERCOT), es una corporación sin fines de lucro que administra el flujo de energía eléctrica a más de 26 millones de clientes de Texas

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

que se encuentran dentro de la Interconexión de Texas, que, junto con las interconexiones Este y Oeste, comprenden las tres redes eléctricas conectadas sincrónicamente en los Estados Unidos continentales. Estas tres interconexiones no están conectadas sincrónicamente, pero tienen la capacidad de transferir cantidades relativamente pequeñas de energía a través de conexiones de corriente contínua (DC). La Interconexión de Texas está ubicada completamente dentro del Estado de Texas y cubre más del 75% de la geografía del Estado y representa alrededor del 90 por ciento del consumo eléctrico total del estado. La región no incluye el área de El Paso, en el extremo oeste de Texas, que está dentro de la Interconexión Occidental, ni el área norte del Panhandle en la Interconexión Oriental (a excepción de algunas instalaciones de transmisión construidas para trasladar generación renovable desde esa región a los centros de población de Texas, ubicado en la región de ERCOT), ni incluye algunas áreas relativamente pequeñas alrededor del noreste y sureste de Texas, que también están ubicadas en la Interconexión del Este. La Figura 4-2 muestra un mapa ampliado de la Interconexión Occidental, ERCOT y la Interconexión Oriental. La Figura 4-1 anterior muestra un mapa de Texas con la huella de ERCOT y datos básicos sobre el sistema ERCOT.

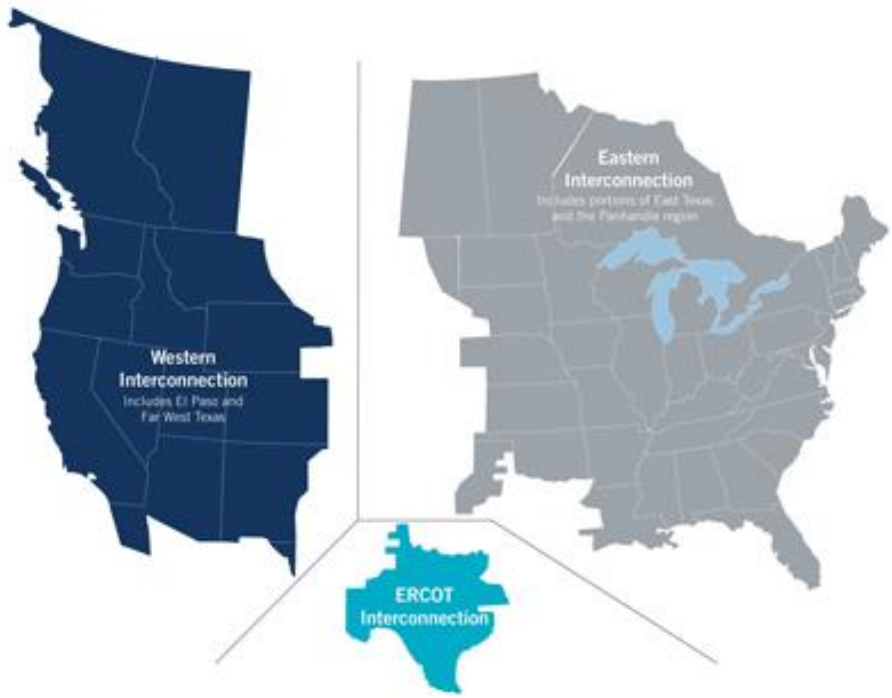


Figura 4-2: Mapa de la Interconexión Occidental, ERCOT y la Interconexión Oriental

(Fuente: www.ercot.com)

Los orígenes de la Interconexión de Texas se encuentran en la Segunda Guerra Mundial cuando, en 1941, un grupo de empresas eléctricas de Texas se unieron como el Sistema

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Interconectado de Texas (TIS) para apoyar el esfuerzo bélico. TIS envió el exceso de suministro de energía a empresas de fabricación industrial en la costa del Golfo de Texas para proporcionar energía para procesos de producción de uso intensivo de energía. Reconociendo las ventajas de confiabilidad de permanecer interconectados, los miembros de TIS continuaron usando y desarrollando la red interconectada de Texas, incluso acordaron no interconectar ni vender energía fuera de la interconexión para evitar quedar sujetos a la Ley Federal de Energía o la jurisdicción de la Comisión Federal de Energía, predecesora de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC). Por esta razón, ERCOT y la Interconexión de Texas han evitado estar sujetos a la jurisdicción de la FERC bajo la Ley Federal de Energía, excepto por ciertos asuntos de confiabilidad relacionados que surgen de la Ley de Política Energética de 2005 y para las ventas mayoristas hacia y desde ERCOT sobre sus vínculos asincrónicos con la Interconexión del Este. Los miembros de TIS adoptaron guías operativas oficiales para su sistema de energía interconectado y establecieron dos centros de monitoreo dentro de los centros de control de dos empresas de servicios públicos, uno en el norte de Texas y otro en el sur de Texas. TIS formó ERCOT en 1970, para participar con el Consejo de Confiabilidad de América del Norte a medida que las empresas de servicios públicos aumentaron la coordinación a nivel nacional después del apagón del noreste de 1965. ERCOT continuó evolucionando durante las siguientes décadas para asumir más responsabilidades y roles.

En 1995, la Legislatura de Texas actuó para desregular el mercado de generación mayorista dentro de la Interconexión de Texas y la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) comenzó el proceso de ampliar las responsabilidades y capacidades de ERCOT para permitir la competencia mayorista y facilitar el uso eficiente de la red eléctrica por parte de todos los participantes del mercado. En agosto del año siguiente, la PUCT adoptó la recomendación de un grupo de trabajo conjunto de empresas de servicios eléctricos de que ERCOT se convirtiera en un operador de sistema independiente (ISO) para garantizar que una organización independiente e imparcial supervisara el acceso equitativo a la red eléctrica por parte de los participantes competitivos del mercado. Aproximadamente un mes después, este cambio se implementó oficialmente, cuando la Junta Directiva de ERCOT reestructuró su organización e inició operaciones como una ISO sin fines de lucro, convirtiéndola en una de las primeras ISO eléctricas en los Estados Unidos. Tres años más tarde, la Legislatura de Texas completó la reestructuración de la Interconexión de Texas al promulgar el Proyecto de Ley Senatorial 7 que requería que las empresas de servicios públicos con propiedad de inversionistas (IOU) separaran sus funciones (generación, transmisión y venta minorista de electricidad) y exigía, a partir del 1 de enero de 2002, la creación de un mercado minorista de electricidad competitivo para brindar a los clientes la posibilidad de elegir sus proveedores minoristas de electricidad. El Proyecto de Ley del Senado 7 también otorgó a la PUCT autoridad para supervisar a ERCOT y desarrollar reglas para proteger la competencia en el mercado mayorista y a los consumidores en el mercado minorista. Con el tiempo, la legislatura de Texas ha seguido otorgando a la PUCT mayor

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

autoridad sobre ERCOT y sus operaciones, incluida la capacidad de confirmar a los directores independientes de ERCOT y aprobar su presupuesto.

De 1999 a 2000, ERCOT patrocinó un proceso de partes interesadas para abordar cómo ERCOT administraría sus responsabilidades para apoyar los competitivos mercados minoristas y mayoristas de electricidad manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad de los servicios eléctricos. En miles de horas de reuniones y sesiones de preparación, los participantes del mercado trabajaron juntos para desarrollar nuevos protocolos de ERCOT, que, cuando fueron aprobados por la PUCT, se convirtieron en las reglas y estándares aplicables para implementar funciones del mercado con respecto a: programación y despacho de energía, servicios complementarios, gestión de congestión, coordinación de cortes, liquidación y facturación, medición, adquisición y agregación de datos, sistemas de información de mercado, pérdidas de transmisión y distribución, negociación, registro y calificación de créditos de energía renovable, recopilación de datos de mercado, elaboración de perfiles de carga y resolución alternativa de disputas.

Históricamente, ha habido 10 áreas de control interconectadas en ERCOT. Cada operador de zona de control correspondiente había sido responsable de equilibrar la oferta y la demanda dentro de su zona en cooperación con las demás zonas. A finales de julio de 2001, las 10 áreas de control existentes en la región de ERCOT se consolidaron en una sola área de control, ahora llamada “área de balance” según la terminología del Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC). Las ventas mayoristas de energía entre las partes comenzaron a operar bajo las nuevas pautas de reestructuración de la industria eléctrica, incluida la centralización de la programación de energía y la adquisición de servicios complementarios para garantizar la confiabilidad. Las funciones comerciales se centralizaron para facilitar operaciones eficientes del mercado, incluida la adquisición y agregación de datos de medidores, perfiles de carga y registro estatal de locales minoristas para facilitar el cambio de clientes entre proveedores minoristas de electricidad (REP) competitivos. El 1 de enero de 2002, ERCOT y sus participantes en el mercado lanzaron el mercado minorista de electricidad competitivo, bajo los auspicios de la PUCT, permitiendo a individuos y empresas en áreas previamente atendidas por IOU titulares elegir proveedores de energía. La ley de reestructuración de 1999 se aplicó a los pagarés, pero permitió que las entidades públicas de energía, las empresas de servicios públicos de propiedad municipal y las cooperativas eléctricas, que entonces representaban aproximadamente el 24 por ciento de la carga de ERCOT, decidieran si querían participar en la competencia minorista.

En 2001 se estableció un proceso de “programación” del Día Anterior en el que los participantes del mercado proporcionaban información coincidente sobre generación y consumo para cada intervalo de 15 minutos del día siguiente y hacían ofertas para proporcionar servicios complementarios. Después de la operación inicial del mercado mayorista de ERCOT sin ninguna representación de los límites de transmisión, ERCOT se dividió en 2002 en cuatro zonas con el fin de despachar y fijar precios para las compras de energía de los generadores y las ventas a clientes minoristas. La oferta se especificó con base en los portafolios de generación de cada zona y la demanda también

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

se especificó zonalmente. Luego, un “mercado de balance” buscó licitaciones y ofertas para resolver los desvíos de los cronogramas del día siguiente.

Pronto se hizo evidente que un sistema de despacho de cartera zonal era ineficiente para mantener la confiabilidad de la red y costoso para los participantes del mercado mayorista. Como resultado, en septiembre de 2003, la PUCT ordenó a ERCOT que desarrollara un diseño de mercado mayorista nodal, con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa y del mercado mediante precios y programación más granulares de los servicios energéticos. El proceso de partes interesadas de ERCOT trabajó desde 2003 hasta mediados de 2005 en el desarrollo de protocolos nodales y en septiembre de ese año ERCOT presentó borradores de protocolos nodales a la PUCT. En abril de 2006, la PUCT emitió una orden aprobando los protocolos desarrollados por las partes interesadas para el mercado nodal que finalmente se lanzó el 1 de diciembre de 2010. El diseño de mercado implementado incluía precios marginales por ubicación para la generación, un sistema de energía del día anterior y servicios complementarios cooptimizados, comisionamiento de unidades de confiabilidad diaria y horaria, y derechos de rentas por congestión. El mercado en tiempo real cotizaba y despachaba la generación en períodos de 5 minutos y liquida en incrementos de 15 minutos. En lugar de ofertas y licitaciones de cartera zonal como en el mercado anterior, el mercado nodal requería ofertas específicas de cada unidad generadora.

Como ISO para la región desde 1996, ERCOT ha gestionado el régimen de acceso abierto y hoy programa energía en una red eléctrica que conecta más de 52.700 millas de líneas de transmisión de propiedad de proveedores de servicios exclusivos de transmisión, pagarés exclusivos de transmisión y distribución de propiedad municipal, empresas de servicios públicos y cooperativas eléctricas con más de 1100 unidades de generación para entregar electricidad a múltiples entidades públicas y empresas privadas para su distribución a sus clientes minoristas. Además, ERCOT realiza acuerdos financieros para el competitivo mercado mayorista de energía y administra la conmutación minorista para casi ocho millones de instalaciones en áreas de elección competitiva de Texas, lo que representa aproximadamente el 75 % de la carga eléctrica de ERCOT. En julio de 2023, ERCOT tenía más de 98.000 MW de recursos disponibles para atender a los consumidores de electricidad, incluidos **37.725 MW de capacidad eólica instalada, 17.040 MW de capacidad solar instalada a escala de servicios públicos y 3.518 MW de almacenamiento de baterías.**

4.1.1 Elección minorista

Una característica única de la reforma eléctrica de ERCOT ha sido la implementación de opciones minoristas que permitieron a los Proveedores Minoristas de Energía (REP) independientes competir con las empresas de servicios públicos establecidas en la venta de electricidad a través del sistema de distribución a clientes minoristas. Alrededor de 60 REPS han estado operando en el territorio de ERCOT. La implementación de la elección

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

minorista ha sido un factor fundamental en el diseño del mercado de ERCOT. Por ejemplo, la implementación de un mercado exclusivo de energía y el rechazo de un mecanismo de mercado de capacidad estuvieron influenciados en gran medida por los REP, que ven los mercados de capacidad que facilitan el precio máximo de la energía como un seguro de precios públicos que socava la función de cobertura de precios proporcionada a los consumidores por los REP en un mercado exclusivo de energía sin límites (o con límites muy altos).

En la ley que reestructuró la industria eléctrica en ERCOT en 1999, la Legislatura de Texas quería explícitamente facilitar la competencia total entre todas las clases de clientes minoristas: grandes comerciales e industriales (C&I), pequeños comerciales y residenciales. La fecha de inicio para la elección minorista se fijó para el 1 de enero de 2002. Sin embargo, la Legislatura de Texas decidió que el mercado para clientes residenciales y comerciales pequeños (también conocidos como clientes del mercado masivo) debería tener una transición de cinco años antes de que se implementara la elección minorista completa. Sin embargo, se pretendía que los beneficios de la reestructuración llegaran finalmente a todos los segmentos del mercado y no sólo a los grandes clientes.

El diseño del mercado minorista de Texas tenía algunas características poco comunes o únicas en comparación con la reestructuración en otras partes de Estados Unidos e internacionalmente. Por ejemplo, a los minoristas competitivos se les dio la responsabilidad de la facturación a los clientes en lugar de dar responsabilidad a las compañías de cables que seguían regulando las tarifas y el servicio, de modo que los clientes pudieran ver más fácilmente quiénes eran sus agentes minoristas. Además, los clientes residenciales y comerciales pequeños no tuvieron el fácil recurso de la “oferta básica o estándar” o el “servicio predeterminado” de las compañías de cables reguladas, lo que también alentó a los clientes del mercado masivo a comprar activamente servicios eléctricos minoristas en lugar de depender de un proveedor predeterminado de servicios regulados.

En lugar de un servicio predeterminado, la Legislatura de Texas optó por utilizar un mecanismo de “precio a batir”, que puso un precio mínimo a las ofertas a los clientes del mercado masivo de la filial minorista de la empresa de servicios públicos desagregada establecida, permitiendo a los REP competidores socavar al titular. Al comienzo del mercado minorista en 2002, los precios previamente regulados eran lo suficientemente altos como para permitir que todos los clientes se beneficiaran inmediatamente del “Precio a Batir” mientras que el “Precio a Batir” se encontrara, no obstante, en un nivel lo suficientemente alto como para permitir una entrada rentable de nuevos REP. El “Precio a Batir” también se indexó al costo del gas natural para mantener margen para los minoristas competitivos si los precios mayoristas de la energía aumentaran como resultado de aumentos en el costo del gas natural (combustible usado por una parte importante de la matriz de generación de ERCOT).

Otro objetivo continuo de la Legislatura de Texas era tener un conjunto de políticas para

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

mantener la facilidad de entrada a los mercados mayoristas y minoristas, lo que brindaría a los consumidores una amplia variedad de REP y a los REP una amplia variedad de proveedores mayoristas. Por ejemplo, (i) el uso de ERCOT como agente de registro de conmutación centralizado y (ii) tener requisitos de registro simples y directos para las empresas de generación de energía (PGC) en la PUCT, facilitaron el ingreso de REP independientes. Además, para ayudar a estimular la competencia en el suministro y garantizar que los precios fueran razonablemente justos y no fueran producto de un abuso de poder de mercado, la ley de reestructuración limitó a cualquier PGC o sus filiales a poseer y controlar más del 20% de la capacidad de generación instalada dentro de ERCOT.

Después de la reestructuración, la Legislatura de Texas alentó el despliegue y uso de medidores inteligentes, y la PUCT adoptó reglas para facilitar su instalación por parte de las compañías de cables reguladas. Actualmente, ERCOT ha logrado la instalación de medidores inteligentes en casi todo el sistema (más del 98 por ciento de toda la energía se encuentra en áreas con opciones minoristas). Como resultado, los clientes pueden cambiar de REP minorista más rápido (a menudo en un día) y más fácilmente que en muchas otras jurisdicciones. Como parte del despliegue de medidores inteligentes en todo el sistema, la PUCT requirió que ERCOT liquidara los medidores inteligentes en incrementos de 15 minutos, lo que facilitó nuevos productos y servicios para clientes residenciales y pequeños comerciales, entre los que se encuentran programas voluntarios de reducción de carga agregada administrados por los REP. La implementación de medidores inteligentes también ha permitido a los REP ofrecer a estas clases de clientes productos más variados y flexibles para administrar su uso de energía en función del tiempo de consumo, como “noches o fines de semana gratis” (con un aumento relacionado en el precio durante otras horas del día) e incluso productos que permiten que el precio de liquidación mayorista en tiempo real se traspase al cliente minorista sin más margen que un pequeño cargo mensual junto con el cargo TDU. Sin embargo, ofrecer a los clientes minoristas una exposición total a las tarifas mayoristas (a través de un REP llamado Griddy) se prohibió después del "Gran Congelamiento" de febrero de 2020.

Los fuertes mandatos políticos de los legisladores estatales, que responden a los votantes que también son consumidores, aseguraron que los precios fueran justos (no producto del abuso de poder de mercado) y uniformes en todas las zonas geográficas relevantes, en la medida de lo razonablemente posible. La PUCT ha respondido adoptando una política coherente para eliminar las restricciones a las importaciones en los grandes centros de carga y hacer que la red de transmisión sea más robusta en las zonas de carga sur y oeste.

4.2 Los Protocolos Nodales de ERCOT

Esta sección describe la estructura del mercado ERCOT y sus elementos. ERCOT es el Operador del Área de Control (CAO) para la interconexión de ERCOT y realiza todas las funciones del Área de Control según se definen en las Guías Operativas y las políticas

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC). ERCOT adquiere Servicios complementarios para garantizar la confiabilidad del sistema ERCOT.

ERCOT es la contraparte central para todas las transacciones liquidadas por ERCOT de conformidad con estos protocolos y se considera el único comprador para cada vendedor, y el único vendedor para cada comprador, de toda la energía, los servicios complementarios, los Comisionamientos de Unidades de Confiabilidad (RUC), Servicios de Respuesta a Emergencias (ERS) y otros productos o servicios por los cuales ERCOT puede pagar o cobrar a un Participante del Mercado, excepto aquellos productos o servicios adquiridos a través de transacciones bilaterales entre Participantes del Mercado y aquellos productos o servicios que son autogestionados por los Participantes del Mercado. ERCOT no puede obtener ganancias financieras de sus actividades como organización independiente en la Región de ERCOT. ERCOT no puede usar su discreción en la adquisición de capacidad de servicios complementarios o el despacho de energía para influir, fijar o controlar los precios.

4.2.1 Operaciones del Día Anterior

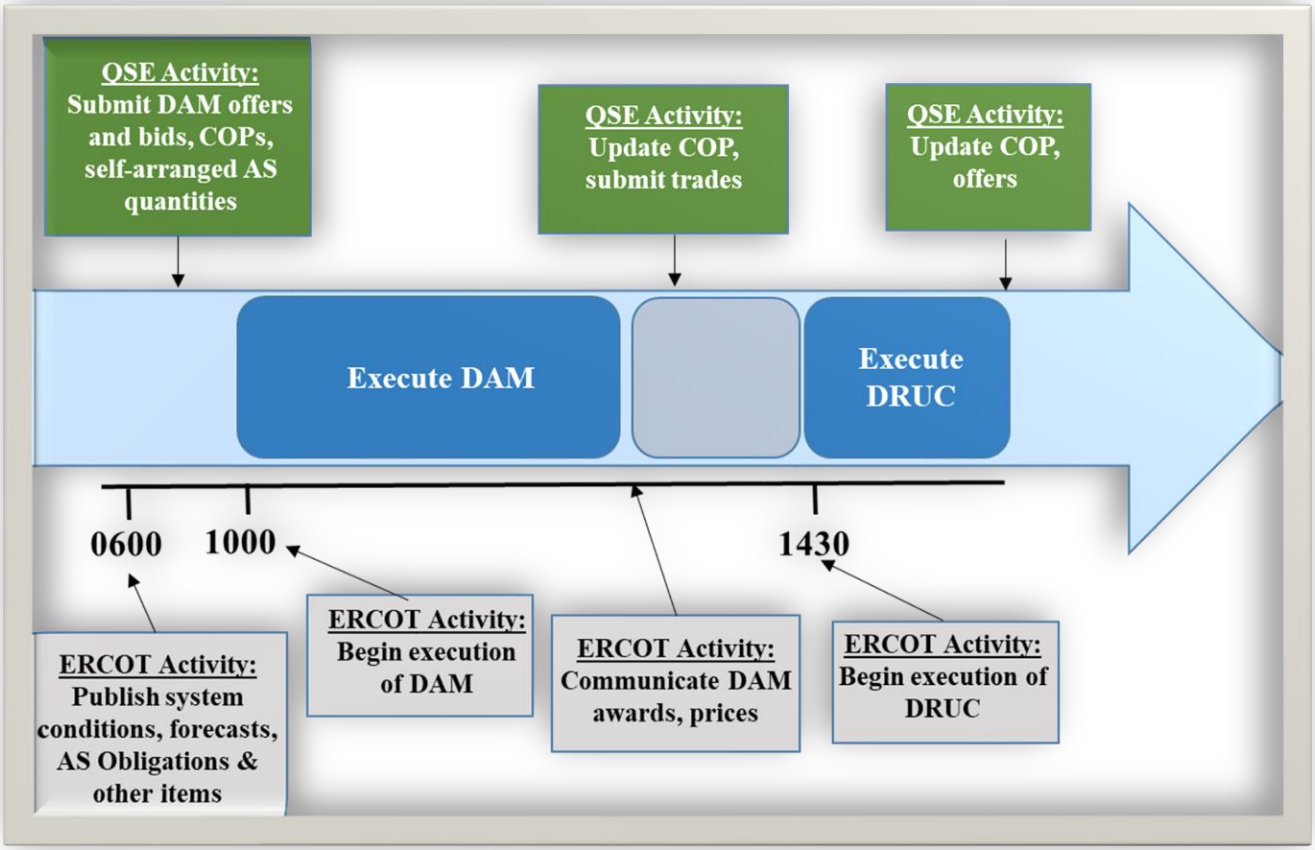


Figura 4-3 Esquema de las Operaciones del Día Anterior en ERCOT

Fuente: https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current

El Mercado del Día Anterior (DAM) es un mercado diario cooptimizado en el Día Anterior

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para capacidad de servicios complementarios y transacciones de congestión y energía financiera a plazo. Las liquidaciones de energía de DAM utilizan los precios de punto de liquidación de DAM que se calculan para nodos de recursos, zonas de carga y centros para un intervalo de liquidación de una hora utilizando los precios marginales locales (LMP) de DAM. Por el contrario, las liquidaciones de energía en tiempo real utilizan precios de punto de liquidación en tiempo real que se calculan para nodos de recursos, zonas de carga y centros para un intervalo de liquidación de 15 minutos. La Figura 4-3 ilustra el cronograma de diversas actividades realizadas en el Mercado del Día Anterior por las Entidades de Servicio Calificadas (QSE) y por ERCOT.

ERCOT analiza las condiciones de carga esperadas para el día de operación y desarrolla un plan de servicios complementarios que identifique los MW de servicios complementarios necesarios para cada hora del día de operación. Los MW de cada servicio complementario requeridos pueden variar de hora a hora dependiendo de las condiciones del Sistema ERCOT. ERCOT debe publicar el plan de servicios complementarios en el sitio web de ERCOT antes de las 06:00 del día siguiente. Si ERCOT determina que puede existir una condición de emergencia que afectaría negativamente la confiabilidad del sistema, ERCOT puede cambiar el porcentaje de recursos de carga que pueden proporcionar el servicio de reserva de contingencia (ECRS) y la reserva de respuesta (RRS) de ERCOT de las cantidades mensuales determinadas previamente.

ERCOT asigna parte de la cantidad del plan de servicios complementarios, o la cantidad total de adquisición de Servicios complementarios, si es diferente, por servicio, por hora, a cada Entidad de Programación Calificada (QSE) basada en su Proporción de Relación de Carga (LRS) de la Entidad Servidora de Carga (LSE) (incluidas las participaciones de las exportaciones de lazo de Corriente Continua, o lazo DC), agregadas por hora al nivel QSE. La participación de cada QSE se ajustará prorrateadamente de modo que la suma de todas las participaciones sea igual a uno. La cantidad de servicio complementario resultante para cada QSE, por servicio, por hora, se denomina Obligación de Servicio Complementario. ERCOT basará la asignación del servicio complementario QSE en las relaciones QSE a LSE para la fecha de operación y en los horarios LRS de LSE de los datos del Mercado en Tiempo Real (RTM) utilizados para la liquidación inicial para la misma hora y día de la semana, para el día más reciente para el cual los datos de la liquidación inicial están disponibles, multiplicado por la cantidad de ese servicio requerido en el Plan de Servicios complementarios del Día Anterior. A las 06:00 del Día Anterior, ERCOT notificará a cada QSE su Obligación de Servicio Complementario, consultivo para cada servicio y para cada hora del día operativo, con base en el plan de servicios complementarios, así como el límite proporcional de ese QSE para cualquier servicio complementario auto-organizado.

4.2.1.1 Potencial de Producción de los Recursos de Generación Eólica

ERCOT debe producir y actualizar cada hora un pronóstico de energía eólica a corto plazo (STWPF) que proporcione un pronóstico horario de 168 horas del potencial de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

producción eólica para cada recurso de generación eólico (WGR) y para cada componente de generación eólica de un Recurso Acoplado a DC. ERCOT debe producir y publicar en el sitio web de ERCOT cada cinco minutos un pronóstico de energía eólica intrahoraria (IHWPF) por región eólica que proporcione un pronóstico del potencial de producción eólica de todo ERCOT para cada intervalo de cinco minutos durante las próximas dos horas de cada modelo de pronóstico. La publicación deberá indicar qué modelo de pronóstico estaba utilizando ERCOT para fines de cálculo de la Generación a Despachar (GTBD). ERCOT debe producir y actualizar un Pronóstico de energía eólica total de ERCOT (TEWPF) por hora que proporcione una distribución de probabilidad del potencial de producción por hora de toda la energía eólica en ERCOT para cada una de las próximas 168 horas. Una Entidad de Recursos con un WGR o Recurso Acoplado por DC que tenga un componente de generación eólica debe instalar equipos para permitir la telemetría de información meteorológica específica del sitio que ERCOT determine que es necesaria para producir los pronósticos STWPF y TEWPF, y el QSE de la Entidad de Recursos debe telemedir dicha información e información sobre el estado de los recursos a ERCOT. ERCOT debe establecer procedimientos que especifiquen los requisitos de precisión de la telemetría de información meteorológica para WGR y recursos acoplados a DC con un componente de generación eólica.

4.2.1.2 Potencial de Producción de los Recursos de Generación Fotovoltaica

ERCOT debe producir y actualizar cada hora un pronóstico de energía fotovoltaica a corto plazo (STPPF) que proporcione un pronóstico por hora de 168 horas del potencial de producción fotovoltaica (PV) para cada recurso de generación fotovoltaica (PVGR) y para el componente fotovoltaico de cada recurso acoplado a DC. ERCOT debe producir y publicar en el sitio web de ERCOT cada cinco minutos un pronóstico de energía fotovoltaica intrahoraria (IHPPF) por región fotovoltaica que proporcione un pronóstico del potencial de producción fotovoltaica de todo ERCOT para cada intervalo de cinco minutos durante las próximas dos horas a partir de cada modelo de pronóstico. La publicación deberá indicar qué modelo de pronóstico estaba utilizando ERCOT para fines de cálculo de GTBD. ERCOT debe producir y actualizar un Pronóstico de energía fotovoltaica total de ERCOT (TEPPF) por hora que proporcione una distribución de probabilidad del potencial de producción por hora de todos los recursos de generación fotovoltaica y los componentes fotovoltaicos de todos los recursos acoplados a DC en ERCOT para cada una de las próximas 168 horas. Una Entidad de Recursos con un PVGR o Recurso Acoplado por DC que tenga un componente PV debe instalar equipos para permitir la telemetría de información meteorológica específica del sitio que ERCOT determine que es necesaria para producir los pronósticos STPPF y TEPPF, y el QSE de la Entidad de Recursos telemedirá dicha información sobre el estado de los recursos a ERCOT. ERCOT debe establecer procedimientos que especifiquen los requisitos de precisión de la telemetría de la información meteorológica para PVGR y Recursos Acoplados a DC con un componente fotovoltaico.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.2 Actividades y Responsabilidades del QSE en el Mercado del Día Anterior

Durante el Día Anterior, una Entidad Programadora Calificada (QSE) debe presentar su Plan Operativo Actual (COP). Puede presentar ofertas de suministro en tres partes, ofertas de solo energía del Mercado del Día Anteiror (DAM), ofertas de energía del DAM, curvas de oferta/compra de energía, intercambios de energía, autoprogramaciones, intercambios de capacidad, cronogramas de vinculación de corriente continua (lazos DC), Ofertas de Servicios complementarios para recursos específicos, ofertas de servicios complementarios únicamente de DAM, Intercambios de Servicios complementarios, cantidades de Servicios complementarios Autoestablecidos y Ofertas de Obligación Punto a Punto (PTP) según se especifica en esta sección.

A las 06:00 del Día Anterior, cada QSE que represente Unidades de Confiabilidad que Deben Funcionar (RMR), Servicio de Suministro de Combustible Firme (FFSS) o Recursos de Servicio de Suministro de Combustible Firme (FFSSR) o Recursos de Partida Negra deberá presentar su plan de disponibilidad a ERCOT indicando la disponibilidad de unidades RMR, FFSSR y Recursos de Partida Negra para el día de operación y cualquier otra información que ERCOT pueda necesitar para evaluar el uso de las unidades.

Una Transacción de Capacidad es la información de una transacción desde una Entidad de Programación Calificada (QSE) a otra QSE que transfiere la responsabilidad financiera de la capacidad entre un comprador y un vendedor. ERCOT contabiliza dichas transacciones durante las horas del día de operación que se informan a ERCOT antes de las 14:30 del Día Anteriror en el Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad del Día Anterior (DRUC). Una Transacción de Capacidad presentada a las 14:30 o después del Día Anterior para el Día Operativo se contabiliza en cualquier proceso de Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad Horaria (HRUC) ejecutado después de que la Transacción de Capacidad se informa a ERCOT.

Una Transacción de Energía es la información para una transacción QSE a QSE que transfiere la responsabilidad financiera de la energía en un Punto de Liquidación entre un comprador y un vendedor. La Transacción de Energía durante las horas del día de operación que se informa a ERCOT antes de las 14:30 del Día Anterior crea un suministro de capacidad u obligación en el proceso DRUC. Las Transacciones de Energía enviadas después de las 14:30 del Día Anterior para el día de operación crean un suministro de capacidad u obligación en cualquier proceso HRUC ejecutado después de que se informe la transacción de energía a ERCOT. La Transacción de Energía puede presentarse para cualquier Intervalo de Liquidación dentro de un Día Operativo antes de las 14:30 del día siguiente.

Una Autoprogramación es la información que un QSE envía para la liquidación en Tiempo Real que especifica la cantidad del suministro de energía del QSE en un Punto de Liquidación de fuente específico que se utilizará para cumplir con la obligación de energía del QSE en un Punto de Liquidación de destino específico. Se puede enviar una

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Autoprogramación para cualquier Intervalo de Liquidación antes del final del Período de Ajuste para ese Intervalo de Liquidación. Tan pronto como sea posible, ERCOT notificará al QSE a través del sistema de mensajería sobre cualquiera de sus Autoprogramaciones que no sean válidos. El QSE puede corregir y volver a presentar cualquier Autoprogramación no válida dentro del cronograma apropiado del mercado.

4.2.2.1 Cantidades de Servicios Complementarios Autoorganizados y Ofertas de Servicios Complementarios

Para cada servicio complementario, un QSE puede autoorganizar toda o una parte de la Obligación de servicios complementarios consultivos que le asigna ERCOT, sujeto a la participación del QSE en los límites de todo el sistema según lo establecido por los estándares para la Determinación de las Cantidades de Servicios complementarios. Si un QSE elige autoorganizar la capacidad de servicios complementarios, entonces ERCOT no pagará al QSE las cantidades de servicios complementarios autoorganizados por la porción que cumple con su Obligación de servicios complementarios final; ERCOT pagará al QSE el precio respectivo de los servicios complementarios del Día Anterior por cualquier Cantidad de Servicio Complementario Autoestablecido que exceda la Obligación de Servicio Complementario final del QSE. Un QSE puede presentar una cantidad de Servicio Complementario Autoorganizado negativa en el DAM. ERCOT adquirirá todas las cantidades negativas de Servicios complementarios Autoorganizados presentadas por un QSE. DAM considerará que dichas cantidades negativas de Servicios complementarios Autocontratados equivalen a una oferta para comprar Servicios complementarios al precio más alto.

Para las 10:00 horas del Día Anterior, un QSE puede presentar ofertas de Servicios complementarios de Recursos Específicos de Recursos de Generación y ESR a ERCOT para el DAM y puede ofrecer el mismo Recurso de Generación o capacidad de ESR para cualquiera o todos los productos de Servicios complementarios simultáneamente con cualquier Curva de Oferta de Energía de ese Recurso de Generación o Curvas de oferta/compra de Energía de ese ESR en el Día Anterior. Las ofertas de más de un producto de Servicio Complementario de un Recurso de Generación o un ESR pueden incluirse o excluirse entre sí y de cualquier Curva de Oferta de Energía, según se especifica de acuerdo con un procedimiento desarrollado por ERCOT.

Para las 10:00 horas del Día Anterior, un QSE puede presentar ofertas de servicios complementarios de recursos de carga específicos para el servicio de regulación, sin giro, RRS y ECRS a ERCOT y puede ofrecer la misma capacidad de recursos de carga para cualquiera o todos esos productos de servicios complementarios simultáneamente. Las ofertas de más de un producto de Servicio Complementario de un Recurso de Carga pueden incluirse o excluirse entre sí, según se especifica de acuerdo con un procedimiento desarrollado por ERCOT.

Los servicios complementarios también pueden negociarse entre QSEs y reportarse a ERCOT sujeto a reglas y restricciones específicas.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.3 Ofertas DRUC, HRUC y RMR

ERCOT decidirá, a su exclusivo criterio, comprometer una Unidad de Confiabilidad que Debe Ejecutarse (RMR) utilizando el proceso DRUC o HRUC solo cuando haya determinado que es probable que la unidad RMR sea necesaria en tiempo real por razones de confiabilidad, teniendo en consideración si SCED resolverá las limitaciones de transmisión sin el recurso RMR, las limitaciones contractuales sobre el recurso y cualquier otro efecto adverso en la unidad RMR que pueda ocurrir como resultado del despacho del recurso RMR.

Si ERCOT ha determinado que se necesitará una Unidad RMR en tiempo real para resolver una restricción de transmisión, entonces ERCOT comprometerá manualmente el Recurso para la capacidad requerida para resolver la restricción de transmisión utilizando el proceso DRUC o HRUC. ERCOT podrá presentar Curvas de Oferta de Energía al Valor efectivo de Pérdida de Carga (VoLL), en $/MWh, en nombre de las Unidades RMR comprometidas en el DRUC o HRUC, y posteriormente disponibles para su Despacho por parte de la SCED, a menos que ERCOT declare una Suspensión del Mercado, en cuyo caso no se presentará ninguna Curva de Oferta de Energía y ERCOT podrá, a su discreción, Despachar Unidades RMR para restaurar la Red de Transmisión de ERCOT.

4.2.4 Ofertas y Licitaciones de Energía

4.2.4.1 Ofertas de Suministro en Tres Partes

Una oferta de suministro de tres partes consiste de una Oferta de Arranque, una Oferta de Energía Mínima y una Oferta de la Curva de Energía. **ERCOT debe validar** cada Oferta de Arranque y Oferta de Energía Mínima y la Curva de Oferta de Energía antes de que pueda usarse en cualquier proceso de ERCOT. En ausencia de dicha validación, ERCOT utiliza la categoría de recursos **de límites de oferta genérica**. El DAM utiliza las tres partes de las Ofertas de Suministro de Tres Partes y también utiliza las Curvas de Oferta de Energía presentadas sin Oferta de Arranque y sin Oferta de Energía Mínima. El RUC solo utiliza los componentes de Oferta de Arranque y Oferta de Energía Mínima para determinar los Comisionamientos del RUC, pero la Curva de Oferta de Energía puede usarse en la liquidación para recuperar parte o la totalidad de los pagos de un recurso comprometido de energía por el RUC. La Curva de Oferta de Energía también podrá ser utilizada por el SCED en Operaciones en Tiempo Real. La componente de Oferta de Arranque representa todos los costos incurridos por un Recurso de Generación al iniciarse y alcanzar su Límite Bajo Sostenido (LSL). La componente de Oferta de Energía Mínima representa un indicador de los costos incurridos por un recurso al producir energía en el LSL del recurso. Las ofertas de arranque y las ofertas de energía mínima no se aplican a los recursos de almacenamiento de energía (ESR).

Un QSE puede presentar una Curva de Oferta de Energía sin presentar también una Oferta de Arranque y Oferta de Energía Mínima para el DAM y durante el Período de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Ajuste, pero en el proceso del RUC sólo se utilizan Ofertas de Suministro en Tres Partes. Se considera que un QSE que presenta una Curva de Oferta de Energía sin presentar también una Oferta de Arranque y una Oferta de Energía Mínima no está ofreciendo el Recurso al RUC, pero eso no impide que el Recurso se comprometa en el proceso del RUC como cualquier otro Recurso que no presenta oferta en el RUC.

Un QSE que presente una Curva de Oferta de Energía sin una Oferta de arranque y una Oferta de Energía Mínima para el DAM para una hora determinada será considerado por el DAM como **autocomisionado** para esa hora, siempre y cuando una Oferta de servicio complementario para el servicio No en giro, fuera de línea tampoco se presente para esa hora. Un Recurso de Generación de Ciclo Combinado será considerado por el DAM como autocomisionado si: i) Su QSE presenta una Curva de Oferta de Energía sin una Oferta de Arranque y una Oferta de Energía Mínima para el DAM para ese Recurso de Generación de Ciclo Combinado y para ningún otro Recurso de Generación de Ciclo Combinado o Recurso de Generación de Ciclos dentro del Tren de Ciclo Combinado; y ii) Su QSE no presenta una Oferta de Servicio complementario No en giro, fuera de línea para ningún Recurso de Generación de Ciclo Combinado dentro del Tren de Ciclo Combinado.

Para cualquier Hora de Operación, el QSE de un Recurso puede enviar o cambiar la información de la Curva de Oferta de Energía en cualquier momento antes de la ejecución del SCED, excepto el porcentaje del Precio del Índice de Combustible (FIP) y el porcentaje del Precio del Petróleo (FOP), y el SCED utilizará la última Curva de Oferta de Energía actualizada disponible en el sistema. La QSE debe proporcionar un breve motivo en formato libre al momento de la presentación de la Curva de Oferta de Energía si se presenta después del final del Período de Ajuste. Para el porcentaje de FIP y el porcentaje de FOP dentro de la curva de oferta de energía, los sistemas de ERCOT deben recibir presentaciones y actualizaciones en el período de ajuste. Si una nueva Curva de Oferta de Energía no se considera válida, entonces se utilizará la Curva de Oferta de Energía válida más reciente disponible en el sistema en el momento de la ejecución del SCED y ERCOT notificará al QSE que la curva de Oferta de Energía no válida fue rechazada. Una vez finalizada una Hora de Operación, no se puede presentar, actualizar ni cancelar una Curva de Oferta de Energía para esa hora.

4.2.4.2 Pagos Completos y Mitigación

Los recursos despachados en el DAM en base a sus ofertas de tres partes tienen derecho a recibir “pagos completos” si sus liquidaciones de energía no cubren su costo total durante el día (incluido el costo de puesta en marcha y el costo de energía mínima). El FIP y FOP utilizados para calcular el límite de la Curva de Oferta de Energía para fines de cálculo del Pago Completo serán el FIP o FOP para el día de operación. En caso de que el límite de la Curva de Oferta de Energía para fines de cálculo del Pago Completo deba calcularse antes de que el FIP o FOP esté disponible para el día operativo en

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

particular, se utilizará el FIP y FOP del día operativo anterior más reciente. Una vez que el FIP y el FOP estén disponibles para un día operativo en particular, esos valores se utilizarán en los cálculos.

Las Curvas de Oferta de Energía y las Curvas de oferta/compra de Energía pueden estar sujetas a mitigación en las operaciones en Tiempo Real bajo el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, utilizando un Límite de Oferta Mitigada (MOC) calculado por ERCOT para cada categoría de recurso.

Para cada Recurso contratado por ERCOT como un recurso Debe Ejecutarse por Confiabilidad, ERCOT determina la curva MOC del Recurso para su uso en el proceso SCED cuando la oferta del Recurso está sujeta a mitigación de acuerdo con las Pruebas de Restricciones de Competitividad. El valor del precio único ($/MWh) se utilizará como curva MOC para todo el rango operativo del Recurso. Los cálculos ocurren dentro del proceso SCED, así como durante el proceso para determinar el sumador de precios de implementación de confiabilidad en línea en tiempo real. Este análisis solo se aplicará a restricciones activas para las cuales el recurso contratado tiene un factor de cambio de descarga de más del 2 % en las instalaciones de transmisión, un impacto de descarga de más del 5 % en las instalaciones de transmisión según el HSL telemedido, y si al menos otro Recurso no contratado por ERCOT tiene un Factor de Cambio de descarga del 5% o más en relación con las restricciones.

4.2.4.3 Ofertas de Solo Energía por Recursos Autoprogramados

La Curva de Oferta de Solo Energía del DAM representa la voluntad del QSE de vender energía a un precio determinado o superior y en una cantidad determinada en un punto de liquidación específico en el DAM. Las ofertas de DAM de Solo Energía no son recursos específicos. La energía ofrecida puede ser un bloque de cantidad fija, un bloque de cantidad variable o un indicador de curva para la oferta. Un bloque de cantidad fija consta de un precio único (en $/MWh) y una cantidad única (en MW) para todas las horas ofrecidas en ese bloque. Un bloque de cantidad variable consta de un precio único (en $/MWh) y una cantidad única “límite (hasta)” (en MW) que depende de la compra de todas las horas ofrecidas en ese bloque; y una curva de oferta que aumenta monótonamente tanto para el precio (en $/MWh) como para la cantidad (en MW) con no más de diez pares de precio/cantidad dentro del rango de -$250 por MWh y el límite de oferta para todo el sistema del Día Anterior (DASWCAP), que puede llegar a los $9.000 por MWh.

4.2.4.4 Ofertas de Energía en el DAM

Una Oferta de Energía del DAM representa la voluntad del QSE de comprar energía a un precio determinado o inferior y en una cantidad determinada en un Punto de Liquidación específico en el DAM. Las ofertas de Energía del DAM pueden ser bloques de cantidad fija, bloques de cantidad variable o indicadores de curva para la oferta. Un bloque de cantidad fija tiene un precio único (en $/MWh) y una cantidad única (en MW)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para todas las horas ofertadas en ese bloque. Un bloque de cantidad variable tiene un precio único (en $/MWh) y una cantidad única “límite (hasta)” (en MW) que depende de la compra de todas las horas ofertadas en ese bloque; y una curva de oferta de energía monótonamente decreciente para el precio (en $/MWh) y monótonamente creciente para la cantidad (en MW) con no más de 10 pares precio/cantidad.

4.2.4.5 Curva de Oferta/Apuesta de Energía

La curva de oferta/apuesta de energía representa la voluntad de un QSE que representa un recurso de almacenamiento de energía (ESR) de comprar energía a un precio determinado o por debajo de él y vender energía a un precio determinado o superior y en una cantidad determinada en el DAM o su voluntad de ser despachado por SCED en la Operación en Tiempo Real. ERCOT debe validar cada curva de oferta/apuesta de energía antes de que pueda usarse en cualquier proceso de ERCOT. Una QSE puede presentar curvas de oferta/apuesta de energía para recursos específicos a ERCOT. Dichas Curvas de Oferta de Energía estarán acotadas en el DAM para cada Hora de Operación por el Límite Bajo Sostenible (LSL) y el Límite Alto Sostenible (HSL) del ESR especificado en el Plan Operativo Actual (COP), y acotadas en el SCED por el LSL y HSL del ESR como se muestra por telemetría.

En el DAM, ERCOT no considerará el estado de los recursos COP al evaluar las curvas de oferta/apuesta de energía. En el mercado en tiempo real (RTM), SCED considerará que un ESR no está disponible para el despacho de SCED cuando el estado del recurso del ESR esté FUERA.

En el RTM, un QSE puede presentar o cambiar una Curva de oferta/apuesta de Energía en cualquier momento antes de la ejecución del SCED, y el SCED utilizará la curva de oferta/apuesta de energía actualizada más reciente disponible en el sistema. Si una nueva Curva de oferta/apuesta de Energía no se considera válida, entonces se utilizará la Curva de oferta/apuesta de Energía válida más reciente disponible en el sistema en el momento de la ejecución del SCED y ERCOT notificará al QSE que la Curva de oferta/apuesta de Energía no válida fue rechazada. Una vez que finaliza una hora de funcionamiento, no se puede enviar, actualizar ni cancelar una curva de oferta/apuesta de energía para esa hora.

4.2.4.6 Límites de Oferta para todo el Sistema en el Día Anterior y Tiempo Real

El DASWCAP y el RTSWCAP se determinarán de acuerdo con las Reglas Sustantivas de la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT). La metodología para determinar el DASWCAP y el RTSWCAP es la siguiente: El Límite Bajo de Oferta para todo el sistema (LCAP) se establece en $2000 por MWh para energía y $2000 por MW por hora para Servicios complementarios. Al comienzo de cada año, el DASWCAP y el RTSWCAP se igualarán al respectivo Límite Alto de Oferta para todo el Sistema (HCAP) y se mantendrán en este nivel siempre que el Margen Neto Máximo (PNM) durante un año sea menor o igual al umbral de PNM por MW-año. Además, el Valor de Pérdida de Carga

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

(VOLL) utilizado para determinar las Curvas de Demanda de Servicios complementarios (ASDC) para DAM y RTM se establecerá en el HCAP para DAM. Si el PNM excede el umbral de PNM por MW-año, el DASWCAP y el VOLL utilizados para determinar los ASDC para DAM y RTM se restablecerán según el Mecanismo de Precios de Escasez.

ERCOT fijará el umbral del PNM en **tres veces el costo de una nueva planta de generación entrante**. Los parámetros específicos son los siguientes: HCAP – DAM (DASWCAP) = $ 5000 /MWh, HCAP – RTM (RTSWCAP) = $ 2000 /MWh, umbral PNM $ 315.000 /MW-año. Cuando el PNM calculado excede el umbral de PNM por MW-año, el DASWCAP y el VOLL utilizados para determinar los ASDC para DAM y RTM se cambiarán al LCAP por el resto del año calendario.

4.2.5 Proceso de Despeje del DAM

El DAM utiliza un algoritmo de programación entera mixta de varias horas para maximizar los ingresos basados en ofertas, incluidos los ingresos basados en Curvas de Demanda de Servicios complementarios (ASDC), menos los costos basados en ofertas durante el día operativo, sujeto a restricciones de seguridad y de otro tipo. Los ingresos basados en ofertas incluyen ingresos de ASDC, ofertas de energía DAM, partes de las ofertas de las curvas de oferta/apuesta de energía y Ofertas de Obligación Punto a Punto (PTP). Los costos basados en la oferta incluyen los costos de la Oferta de Arranque, la Oferta Mínima de Energía y la Curva de Oferta de Energía de cualquier recurso que presentó una oferta de suministro de tres partes, ofertas DAM de solo energía, partes de Oferta de las Curvas de oferta/apuesta de Energía, Ofertas solo Servicio Complementario y Ofertas de Servicios complementarios. Las restricciones de seguridad especificadas para evitar soluciones DAM que sobrecargarían en los elementos de la Red de Transmisión de ERCOT incluyen las siguientes: Restricciones de transmisión, que establecen límites de transferencia de flujos de energía a través de la Red de Transmisión de ERCOT, por ejemplo, límites térmicos o de estabilidad. Estos límites deben ser satisfechos por la red intacta y para ciertas contingencias específicas. Estas restricciones pueden representar: Restricciones térmicas, que protegen las instalaciones de transmisión contra la sobrecarga térmica; Restricciones genéricas, que protegen la red de transmisión de ERCOT contra inestabilidad transitoria, estabilidad dinámica o colapso de voltaje; Restricciones del flujo de energía, para mantener el equilibrio de energía en los buses eléctricos requeridos en la red de transmisión de ERCOT; Restricciones de recursos, que establecen los límites físicos y de seguridad de los Recursos que presentan ofertas de suministro de tres partes o Curvas de oferta/apuesta de Energía; Restricciones de producción de recursos, que establecen el Límite Bajo Sostenido (LSL) y el Límite Alto Sostenido (HSL) de cada recurso; y Restricciones operativas de recursos, que incluyen el tiempo de funcionamiento mínimo, tiempo de apagado mínimo y restricciones de configuración. El DAM no podrá seleccionar ninguna parte de la capacidad de un recurso para proporcionar más de un Servicio Complementario o para proporcionar energía y un Servicio Complementario en la misma Hora de Operación. El DAM podrá, sin embargo, seleccionar parte de esa capacidad de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Recurso para brindar un Servicio Complementario y otra parte de esa capacidad para brindar un Servicio Complementario diferente o energía en la misma Hora de Operación, siempre que las Ofertas de Servicios complementarios de Recursos Específicos de Energía y Reserva No En giro Fuera de Línea (No En giro) vinculados no se otorguen en la misma Hora de Operación.

La suma de las capacidades de Ofertas de Servicios Complementarios Específicos otorgadas para cada Recurso deben estar dentro de los límites del Recurso especificados en el Plan Operativo Actual (COP) y los Límites de Recursos para Proporcionar Servicios complementarios, y los Parámetros de Recursos. Los bloques de Oferta de Servicios Complementarios Específicos de Recursos para un Recurso de Carga no serán despachados a menos que se pueda otorgar el bloque de cantidad completo. Debido a que las ofertas de Servicios complementarios de Recursos Específicos del bloque no pueden establecer el Precio de Equilibrio del Mercado por Capacidad (MCPC), una oferta de Servicios complementarios del bloque puede liquidarse por debajo del precio de la oferta de Servicios complementarios para ese bloque.

Los bloques de Oferta de Energía DAM, Ofertas de Solo Energía DAM y ofertas de Obligación PTP no serán despachados a menos que se pueda adjudicar todo el bloque de tiempo y/o cantidad. Debido a que las ofertas y ofertas de bloques de cantidad no pueden establecer el Precio de Punto de Liquidación, una oferta u oferta de bloque de cantidad puede liquidarse de una manera inconsistente con el precio de oferta o de oferta para ese bloque. El DAM puede comprometer un Recurso de Generación de Ciclo Combinado en un período de tiempo que incluye la última hora del Día Operativo solo si ese Recurso de Generación de Ciclo Combinado puede pasar a una condición de apagado en el Día Operativo de la DAM. La energía autorizada para un ESR puede ser negativa, indicando compra de energía, o positiva, indicando venta de energía.

Las necesidades de Servicios complementarios se reflejarán en los ASDC para cada Servicio Complementario. Las Cantidades de Servicios Complementarios Autoprogramados se utilizarán primero para satisfacer los ASDC, y las necesidades de Servicios complementarios restantes se cubrirán mediante Ofertas de Servicios complementarios, siempre y cuando los costos no excedan el valor de los ASDC. ERCOT no puede comprar más de un Servicio Complementario en lugar de la cantidad de un servicio diferente.

Tan pronto como sea posible, pero a más tardar a las 13:30 del Día Anterior, ERCOT notificará a las partes de cada transacción DAM despejada (por ejemplo, el comprador y el vendedor) de los resultados del DAM de la siguiente manera: Ofertas de Servicio Complementario de Recurso Específico adjudicadas, especificando Recurso, MW, tipo de Servicio Complementario y precio, para cada hora de la oferta adjudicada; Ofertas de Solo Servicio Complementario adjudicadas, especificando MW, tipo de Servicio Complementario y precio, para cada hora de la oferta adjudicada; Ofertas de Energía adjudicadas de Ofertas de Suministro en Tres Partes y de Ofertas de Solo Energía DAM,

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

especificando Recurso (excepto Ofertas de Solo Energía DAM), MWh, Punto de Liquidación y Precio del Punto de Liquidación, para cada hora de la oferta adjudicada; Ofertas de Energía DAM adjudicadas, especificando MWh, Punto de Liquidación y Precio de Punto de Liquidación para cada hora de la oferta adjudicada; Curvas de oferta/apuesta de energía adjudicada, que especifican recurso, MWh, punto de liquidación y precio de punto de liquidación, para cada hora de la oferta/apuesta adjudicada; y Ofertas de Obligaciones PTP Adjudicadas, número de Obligaciones PTP en MW, Puntos de Liquidación fuente y destino, y precio para cada Intervalo de Liquidación de la oferta adjudicada.

Tan pronto como sea posible, pero a más tardar a las 13:30, ERCOT publicará en el sitio web de ERCOT el MCPC diario por hora para cada tipo de Servicio Complementario para cada hora del día de operación; DASPP por cada Punto de Liquidación para cada hora del Día Operativo; LMP horarios del Día Anterior para cada Bus Eléctrico para cada hora del Día de Operación; Precios Sombra para cada restricción vinculante para cada hora del Día Operativo; la Energía comprada en el DAM compuesta por lo siguiente: La cantidad total de Ofertas de Energía adjudicadas en el DAM (en MWh) compradas en el DAM en cada Punto de Liquidación para cada hora del Día de Operación; La cantidad total de Ofertas de Obligación PTP adjudicadas (en MWh) liquidadas en el DAM que se consumen en cada Punto de Liquidación para cada hora del Día de Operación; y la cantidad total en valor absoluto de adjudicaciones para ofertar porciones de las Curvas de oferta/apuesta de Energía (en MWh) compensadas en el DAM en cada Punto de Liquidación para cada hora del Día Operativo; la Energía vendida en el DAM compuesta por lo siguiente: La cantidad total de Ofertas de Energía DAM adjudicadas (en MWh), provenientes de Ofertas de Suministro Tripartito y Ofertas Solo de Energía DAM, compradas en el DAM en cada Punto de Liquidación para cada hora del Día de Operación; La cantidad total de Ofertas de Obligación PTP adjudicadas (en MWh) compensadas en el DAM que se originan en cada Punto de Liquidación para cada hora del Día Operativo; y cantidad total de adjudicaciones para ofrecer porciones de las Curvas de oferta/apuesta de Energía (en MWh) despejadas en el DAM en cada Punto de Liquidación para cada hora del Día de Operación; la curva agregada de oferta de Servicios complementarios de todas las ofertas de Servicios complementarios (incluidas tanto las ofertas de Servicios complementarios para Recursos Específicos como las Ofertas de Solo Servicios complementarios) para cada tipo de Servicio Complementario para cada hora del día operativo; Puntos de liquidación eléctricamente similares utilizados durante el proceso de despeje DAM; Puntos de Liquidación que fueron desenergizados en el caso base; Sistema Lambda; y Servicios complementarios vendidos en el DAM que consisten en la cantidad total de Ofertas de Servicios complementarios de Recursos Específicos y Ofertas de Solo Servicios complementarios otorgadas, para cada Servicio Complementario para cada hora del Día Operativo.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.6 Análisis de Seguridad de la Transmisión y Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad

4.2.6.1 Descripción general

El análisis de seguridad de la transmisión y el Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad (RUC) se utilizan para garantizar la confiabilidad del Sistema ERCOT y para garantizar que se comprometa suficiente capacidad de Recursos y capacidad de Servicio Complementario calificado en las ubicaciones correctas para atender de manera confiable las necesidades de Carga y Servicio Complementario pronosticadas en el Sistema ERCOT, incluyendo Carga de Conexión de corriente contínua (conexión DC) que no se ha reducido. ERCOT lleva a cabo al menos un Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad diario (DRUC) y al menos un Comisionamiento de Unidades de confiabilidad por hora (HRUC) antes de cada hora del día de operación. El DRUC, que se realiza después del cierre del DAM, utiliza Ofertas de Suministro en Tres Partes, con un tope máximo de energía y Costos de puesta en marcha genéricos o mínimos verificables, presentadas ante el DAM por Entidades Programadoras Calificadas (QSE) que fueron consideradas en el DAM, pero no adjuducados en el DAM. Un QSE no podrá presentar una Oferta de Suministro en Tres Partes para ser considerada en el DRUC a menos que la oferta también haya sido presentada para su consideración en el DAM.

El proceso HRUC se lleva a cabo al menos una hora antes de la hora de operación para ajustar los Comisionamientos de recursos utilizando pronósticos de carga actualizados e información actualizada de interrupciones. Sin embargo, HRUC puede liberar Recursos solo para mantener la confiabilidad del Sistema ERCOT. El RUC considera los requerimientos de capacidad para cada hora del Período de Estudio del RUC con el objetivo de minimizar costos. El proceso RUC no podrá utilizarse para comprar Servicios complementarios a menos que las Ofertas de Servicios complementarios presentadas en el DAM sean insuficientes para cumplir con los requisitos del Plan de Servicios complementarios.

Después del uso de procesos de mercado en la mayor medida posible sin poner en peligro la confiabilidad del Sistema ERCOT, cualquier Instrucción de Despacho de ERCOT para capacidad adicional que ordene a un QSE comprometer un Recurso de Generación específico para estar en línea se considerará un Despacho de RUC para el propósito de la liquidación de pagos y cargos relacionados con el Recurso de Generación comprometido.

ERCOT también puede emitir una Instrucción de Despacho Verbal (VDI) de Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad Semanal (WRUC) para informar a un QSE que se requiere que un recurso esté en línea durante todo o parte de un día operativo futuro. Después de dicha instrucción, el QSE puede comprometer automáticamente el Recurso para las horas instruidas por el WRUC, actualizando el Plan Operativo Actual (COP) del recurso antes de la ejecución del proceso DRUC.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.6.2 Cronograma y Proceso de RUC

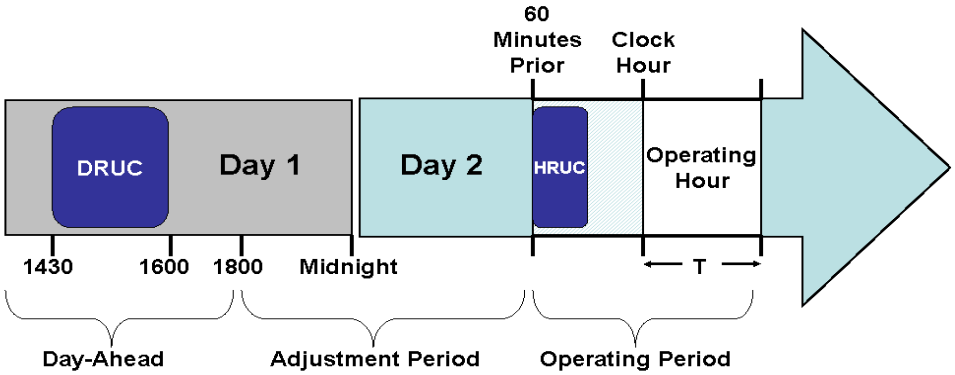


Figura 4-4 Línea de tiempo de RUC

Fuente: https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current

La Figura 4-4 describe el cronograma normal del RUC. Las reglas detalladas proporcionadas en la Sección 5 de los Protocolos ERCOT (https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current) abordan casos en los que el DAM se retrasa o el mercado se cancela o se suspende por cualquier motivo.

El proceso RUC recomienda el Comisionamiento de recursos de generación, para igualar la carga pronosticada de ERCOT, incluidos los cronogramas de conexión de corriente contínua (Conexión DC), sujeto a todas las limitaciones de transmisión y características de rendimiento de los recursos. El proceso RUC toma en cuenta los Recursos ya comprometidos en los Planes Operativos Actuales (COP), los Recursos ya comprometidos en RUC anteriores, los Recursos Disponibles Fuera de Línea que tienen un tiempo de arranque de una hora o menos y la capacidad de Recursos ya comprometida para proporcionar Servicios complementarios. La formulación de la función objetivo del RUC penaliza las violaciones de las restricciones de seguridad. El objetivo del proceso RUC es minimizar los costos con base en todos los costos de los Recursos. Para todas las horas del Período de Estudio RUC dentro del proceso RUC, los Recursos de Generación de Arranque Rápido (QSGR) con un Estado de Recursos COP de OFFQS se consideran En Línea con Límite Bajo Sostenido (LSL) a cero MW. Los QSGR con un estado de recursos de OFFQS solo serán comprometidos por ERCOT a través de una instrucción RUC en los casos en que un problema de confiabilidad no se manejaría de otro modo a través de instrucciones de despacho del Despacho Económico Restringido por Seguridad (SCED).

El proceso RUC puede recomendar la liberación de recursos. ERCOT solo puede liberar un Recurso para resolver restricciones de transmisión que de otro modo serían irresolubles. Las Instalaciones calificadas (QF) pueden ser liberadas solo después de que todos los demás tipos de Recursos hayan sido evaluados para su liberación. Además, el proceso HRUC brinda apoyo a la decisión de ERCOT con respecto a una liberación de recursos solicitada por una Entidad de Programación Calificada (QSE).

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Durante el proceso RUC, ERCOT también puede revisar y comprometer, a través de una instrucción RUC, Recursos de Generación de Ciclo Combinado que actualmente están planificados para estar en línea, pero que son capaces de realizar la transición a una configuración con capacidad adicional. ERCOT puede anular la selección de los recursos recomendados en DRUC y en todos los procesos de HRUC.

Si un Recurso recibe una Instrucción de Despacho de RUC que no puede cumplir debido a una limitación física, el QSE que representa el Recurso notificará al Operador de ERCOT de la incapacidad de cumplir plenamente con la instrucción y cumplirá con la instrucción lo mejor que pueda. Un QSE estará excusado de cumplir con cualquier parte de una Instrucción de Despacho de RUC que no pudo cumplir debido a una limitación física que se reflejó, al momento de la Instrucción de Despacho de RUC, en el COP del Recurso, tiempo de arranque, mínimo En Línea tiempo, o tiempo mínimo Fuera de Línea.

El proceso HRUC utiliza el estado de recursos actual para la condición inicial durante la primera hora del período de estudio de RUC. Todos los procesos de HRUC utilizan el estado proyectado de los interruptores e interruptores de transmisión comenzando con el estado actual y actualizado para cada hora restante en el estudio como se indica en el COP para Recursos y en el Programador de Interrupciones para elementos de transmisión. Mientras que el proceso DRUC utiliza el pronóstico meteorológico del Día Anterior para cada hora del Día Operativo, el proceso HRUC utiliza la información del pronóstico meteorológico para cada hora del resto del Período de Estudio RUC.

Los detalles de liquidación para las unidades enviadas por RUC se omiten y se pueden encontrar en la Sección 5 de los Protocolos nodales de ERCOT en https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current.

4.2.7 Período de Ajuste y Operaciones en Tiempo Real

4.2.7.1 Descripción general

El Período de Ajuste brinda a cada Entidad de Programación Calificada (QSE) la oportunidad de ajustar sus operaciones, Autoprogramaciones y Comisionamientos de Recursos a medida que haya información más precisa disponible. Durante el Período de Ajuste, ERCOT continúa evaluando la suficiencia y seguridad del sistema mediante el uso de procesos de Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad (RUC) con una hora de anticipación, Análisis de Seguridad de la Transmisión y Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad. Durante las operaciones en Tiempo Real, ERCOT despacha recursos en condiciones y comportamientos normales del sistema basados en la economía y la confiabilidad para igualar la carga del sistema con la generación en línea mientras observa las limitaciones de recursos y transmisión. El proceso de Despacho Económico Restringido por Seguridad (SCED) genera Puntos Base y adjudicaciones de servicios complementarios para los recursos. ERCOT utiliza los puntos base del proceso SCED y utiliza el despliegue del Servicio de Regulación Hacia Arriba (Regulación Hacia Arriba), Servicio de Regulación Hacia Abajo (Regulación Hacia Abajo), Servicio de Reserva de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Contingencia de ERCOT (ECRS), Reserva Responsiva (RRS) y Reserva No En giro (reserva sin giro) para controlar la frecuencia y resolver posibles problemas de confiabilidad.

Las liquidaciones de energía en Tiempo Real utilizan precios de punto de liquidación en Tiempo Real, que se calculan para nodos de recursos, zonas de carga y centros para un intervalo de liquidación de 15 minutos, utilizando los precios marginales locales (LMP) de todos los despachos de SCED en Intervalo de Liquidación. De manera similar, las Liquidaciones de Servicios complementarios en Tiempo Real utilizan Precios de Equilibrio de Mercado en Tiempo Real para Capacidad (MCPC) durante un Intervalo de Liquidación de 15 minutos, utilizando los MCPC de todos los despachos de SCED en el Intervalo de Liquidación. Por el contrario, las liquidaciones de energía del Mercado del Día Anterior (DAM) utiliza los precios de punto de liquidación de DAM, que se calculan para los nodos de recursos, las zonas de carga y los centros para un intervalo de liquidación de una hora, y las liquidaciones de servicios complementarios de DAM utilizan los MCPC de DAM para un Intervalo de liquidación de una hora.

4.2.7.2 Cronología del Mercado en Tiempo Real

La Figura 4-5 destaca las principales actividades que ocurren en el Período de Ajuste y las operaciones en Tiempo Real. Las actividades para el Período de Ajuste comienzan a las 1800 del Día Anterior y finalizan una hora completa antes del inicio de la Hora de Operación. ERCOT produce (utilizando el SCED) y monitorea los Precios marginales locales (LMP) en Tiempo Real resultantes, los precios de equilibrio del Mercado en Tiempo Real para la Capacidad (MCPC) y los precios de punto de liquidación en Tiempo Real, incluidos los precios en tiempo real de la energía medida, los precios agregados de implementación de confiabilidad para energía en Tiempo Real y los precios agregados de implementación de confiabilidad en Tiempo Real para Servicios complementarios.

El proceso SCED está diseñado para gestionar simultáneamente la energía, el balance de energía del sistema y la congestión de la red a través de puntos de base de recursos y el cálculo de los LMPs cada cinco minutos. El proceso SCED utiliza una metodología de dos pasos que aplica **la mitigación de manera prospectiva** para resolver Restricciones de Competencia para la Hora de Operación actual. El proceso SCED evalúa las curvas de oferta de energía, los cronogramas de producción y las ofertas de energía del Mercado en Tiempo Real (RTM) para determinar las instrucciones de despacho de los recursos, maximizando los **ingresos basados en ofertas** menos **los costos basados en ofertas,** sujeto al balance de energía y las limitaciones de la red. El proceso SCED utiliza el Estado de los Recursos proporcionado por la telemetría SCADA, los Requisitos de Datos Operativos y validados por la Secuencia en Tiempo Real, en lugar del Estado de los Recursos proporcionado por la COP. La solución SCED debe monitorear la implementación acumulativa de los Servicios de Regulación y garantizar que la implementación de los Servicios de Regulación se minimice con el tiempo. En la Generación a Despachar (GTBD) determinada por el Control de Frecuencia de Carga

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

(LFC), ERCOT restará la suma del consumo de energía real neto telemedido de todos los Recursos de Carga Controlables disponibles para SCED. Para su uso como entradas de SCED, ERCOT utiliza la capacidad disponible de todos los Recursos de Generación comprometidos mediante la creación de Curvas de Oferta de Energía proxy para ciertos Recursos para los cuales su QSE ha presentado un Programa de Salida en lugar de una Curva de Oferta de Energía, para los Recursos Programados Dinámicamente (DSR) que presentaron sólo Curvas de Oferta de Energía incrementales y decrementales y para recursos comprometidos RUC sin curvas de oferta. Los detalles específicos sobre cómo se construyen las curvas de energía proxy se pueden encontrar en https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current.

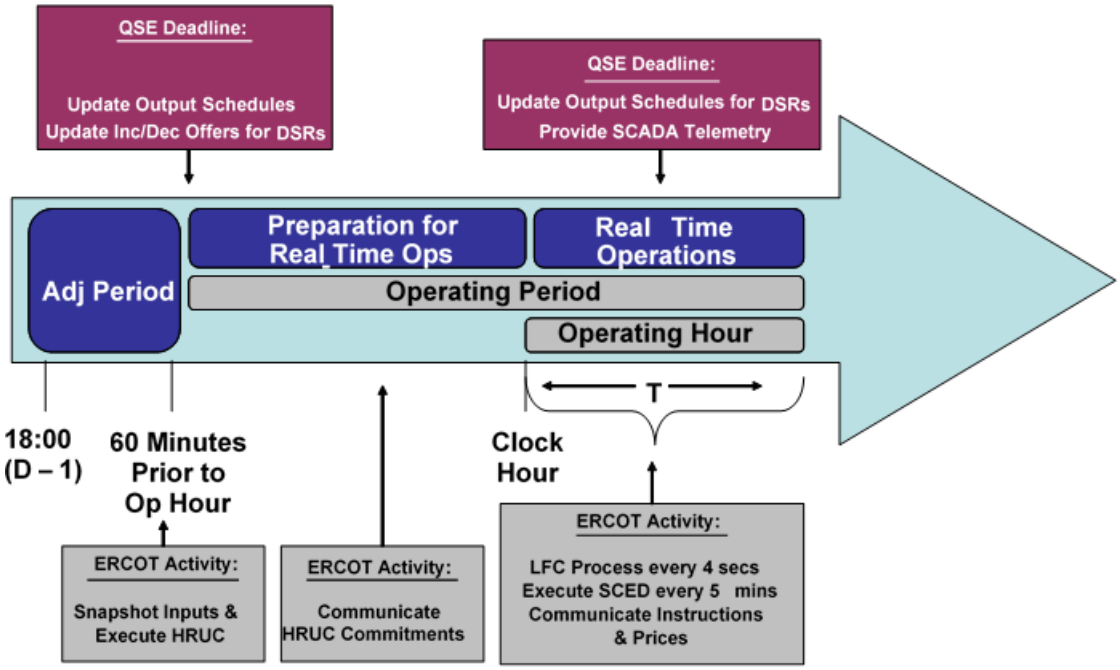


Figura 4-5 Operaciones en Tiempo Real

Fuente: https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current

Para cada proceso SCED, ERCOT calcula un Sumador de Precios de Reserva En Línea en Tiempo Real y un Sumador de Precios de Reserva Fuera de Línea en Tiempo Real en función de las reservas disponibles en línea y fuera de línea en el sistema ERCOT y la **Curva de demanda de Reserva Operativa** (ORDC). Las reservas disponibles Fuera de Línea en Tiempo Real se establecerán administrativamente en cero cuando la capacidad de respuesta física (PRC) de un SCED instantáneo sea igual o inferior a los MW de la PRC en los que se inicia el nivel 1 de Alerta de Emergencia Energética (EEA). Además, para cada proceso SCED, ERCOT calcula un Sumador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Línea en Tiempo Real. La suma del Sumador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real y el Sumador de Precios de Reserva en Línea en Tiempo Real se promediará durante el intervalo de liquidación de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

15 minutos y se agregará a los LMP en tiempo real para determinar los precios de punto de liquidación en Tiempo Real. El precio después de la adición de la suma del Precio Sumador de Implementación de Confiabilidad en Línea en Tiempo Real y el Precio Sumador de Reserva en Línea en Tiempo Real a los LMP se aproxima al resultado del impacto en los precios de la energía de las implementaciones de confiabilidad y el precio real y la cooptimización de la energía en Tiempo Real y los Servicios complementarios, ya que el sumador de precios de reserva en línea en Tiempo Real captura el valor del **costo de oportunidad** de las reservas en función del ORDC definido. Una Liquidación de desequilibrio de Servicios complementarios con Pago o Cargo de Desequilibrio de Servicios complementarios en Tiempo Real, se utiliza para hacer que los Recursos sean indiferentes a la utilización de su capacidad de energía o reservas de Servicios complementarios.

4.2.8 La Curva de Demanda de las Reservas Operativas (ORDC)

Una ORDC desarrolla una aproximación a la demanda de reservas basada en el valor de pérdida de carga y una evaluación probabilística de la probabilidad de una reducción de la demanda versus el nivel de reservas. La implementación simplificada que se utiliza actualmente en ERCOT aumenta los precios de equilibrio resultantes de las subastas del Mercado del Día Anterior y en Tiempo Real con un sumador que refleja el uso de las reservas operativas y la tensión de la red.

Para efectos de la operación de la red, el valor de la disponibilidad de generación es una combinación de las características operativas y de ubicación de la unidad. Se necesitan precios de congestión y escasez para enviar a los propietarios de generación las señales correctas del valor de confiabilidad. La fijación de precios de escasez en ERCOT se basó inicialmente en el supuesto de un ejercicio limitado del poder de mercado, dado que la PUCT se opuso a la imposición administrativa de rentas de escasez basadas en el valor de pérdida de carga (VOLL), que era necesaria en ausencia de una respuesta significativa de la demanda, y en cambio insistió en que los precios de escasez deben ser el resultado de ofertas elevadas por parte de los proveedores.

La ORDC surgió de un extenso, prolongado y agotador debate que tuvo lugar en la PUCT sobre si se debía reemplazar el entonces margen de reserva objetivo no vinculante por un margen de reserva mínimo obligatorio. Este debate comenzó en el otoño de 2011, después de un año de clima extremo y sequía, y continuó hasta principios de 2014. El 2 de febrero de 2011, Texas experimentó un clima bajo cero en todo el estado, como no se había experimentado en 22 años, lo que resultó en 146 cortes forzados de generadores que requirieron que ERCOT implementara cortes rotativos involuntarios durante más de cuatro horas en todo ERCOT para mantener la estabilidad de la red, a pesar de que ERCOT tenía un margen de reserva de capacidad instalada real de más del 16% ese año. En el momento álgido de los cortes continuos fue necesario reducir hasta 4.000 MW. Esta experiencia fue seguida rápidamente por un verano caluroso récord que comenzó a principios de la primavera y continuó durante la mayor parte de septiembre. En agosto de ese año, Texas había experimentado un número récord de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

días de más de 100 °F y temperaturas récord en todo el estado, junto con una sequía muy severa. Como resultado, ERCOT estuvo muy cerca en varios días de tener que implementar reducciones de carga en todo el sistema debido a cortes forzados de generadores y reducciones de potencia junto con cargas máximas récord, nuevamente a pesar de tener lo que entonces era un margen de reserva de capacidad instalada saludable en el papel.

Más tarde ese año, el entonces presidente de la PUCT pidió el establecimiento de un margen de reserva mínimo obligatorio debido a las previsiones de ERCOT de una disminución de los márgenes de reserva objetivo. Tomar esta acción habría resultado en que la comisión tuviera que abandonar el diseño de un mercado de Solo Energía de ERCOT al adoptar algún mecanismo obligatorio para mantener ese margen de reserva requerido. El presidente de la PUCT no pudo avanzar con la propuesta porque la PUCT sólo tenía dos miembros y estaba estancada en el tema. La comisión tomó una serie de medidas para mejorar el desempeño del mercado energético existente, incluido el establecimiento de un calendario para aumentar el límite de las ofertas en ERCOT de $3.000/MWh a $9.000/MWh. Estas acciones ayudaron a aliviar parte de la presión de "hacer algo".

Mientras se discutían y consideraban estas y otras mejoras al mercado energético, el uso de una ORDC en ERCOT llamó la atención de los comisionados de la PUCT por primera vez a través de un documento original sobre ORDC escrito por el Dr. William W. Hogan. Los comisionados decidieron seguir la idea como una posible mejora o incluso una solución al debate sobre la adecuación de los recursos. En última instancia, la ORDC propuesta pasó por varias iteraciones para reflejar los sistemas y procesos de liquidación de ERCOT y finalmente fue adoptada el 12 de septiembre de 2013. La comisión decidió que la ORDC produciría un ajuste en todo el sistema al precio de las reservas operativas utilizando un agregado de precios para el precio de equilibrio en Tiempo Real en cada despacho de cinco minutos y el intervalo de fijación de precios igual al producto del valor de pérdida de carga (VOLL) multiplicado por el LOLP. El VOLL se fijó en 9.000 dólares porque ahí era donde se iba a fijar el límite de oferta para 2015 según la orden anterior de la PUCT. El mínimo de contingencia se fijó en 2000 MW bajo el argumento de que cuando las reservas operativas caían por debajo de esa cifra los operadores de ERCOT dejaban de depender del mercado y comenzaban a tomar medidas fuera del mercado para mantener la estabilidad de la red (aunque hay que reconocer que este nivel de 2000 MW no coincide con la mayor contingencia simple o doble en ERCOT). En consecuencia, el LOLP de la ORDC alcanza el 100% con un nivel de reserva de 2000 MW y el sumador de la ORDC debería ser de $9 000/MWh en este nivel de reserva. Por último, se decidió que ERCOT utilizaría una función contínua defendida por el IMM, en lugar de la aproximación lineal por partes utilizada por ERCOT y que cuando se implementara la ORDC, se eliminarían los precios mínimos de oferta de energía para el despliegue de Servicios complementarios. Estos pisos de oferta tenían como objetivo mitigar las reversiones de precios que de otro modo ocurrirían cuando se implementaran dichos servicios, pero se volvieron superfluos una vez que se implementó la ORDC. El LOLP se

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

basó en un cálculo de ERCOT que no calcula literalmente el LOLP en el intervalo de despacho relevante. Luego, la PUCT encargó a ERCOT que redactara los protocolos necesarios para implementar las decisiones de la comisión e impulsarlas a través del proceso de las partes interesadas. Posteriormente, ERCOT presentó una copia preliminar de los protocolos necesarios para la revisión de la comisión y ERCOT y las partes interesadas avanzaron para implementar las decisiones unánimes de la comisión.

4.2.9 Precios de Liquidación en Tiempo Real para Energía y Servicios Complementarios

Las Liquidaciones de energía en Tiempo Real utilizan Precios de Punto de Liquidación en Tiempo Real que se calculan para nodos de recursos, zonas de carga y centros. Para cada Precio Marginal Local (LMP) de Despacho Económico Restringido por Seguridad (SCED) calculado en cada Punto de Liquidación en el proceso SCED, se aplicará un precio mínimo administrativo de -$251/MWh a los Precios de Punto de Liquidación en Tiempo Real después de sumar los Precios Agregados de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real para la energía. ERCOT asignará un LMP a los Buses Eléctricos desenergizados para su uso en el cálculo de los Precios de Punto de Liquidación en Tiempo Real utilizando reglas heurísticas aplicadas en el siguiente orden:

El Precio del Punto de Liquidación en Tiempo Real para un Punto de Liquidación de la Zona de Carga se basa en la carga estimada por el estado en MW y los LMP en Tiempo Real promedio, ponderados en el tiempo, en los buses eléctricos que se incluyen en la zona de carga. El Precio del Punto de Liquidación en Tiempo Real para un Punto de Liquidación de la Zona de Carga para un Intervalo de Liquidación de 15 minutos se calcula de la siguiente manera:

El Precio de equilibrio del Mercado en Tiempo Real para la Capacidad (MCPC) para la Regulación Hacia Arriba es el promedio ponderado en el tiempo de la suma de los MCPC en Tiempo Real para la Regulación Hacia Arriba y el Sumador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real para el Servicio Complementario para la Regulación Hacia Arriba de cada intervalo SCED en el Intervalo de Liquidación de 15 minutos. Asimismo, el MCPC en tiempo real para la Regulación Hacia Abajo es el promedio ponderado en el tiempo de la suma de los MCPC en Tiempo Real para Regulación Hacia Abajo y el Sumador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real para el Servicio Complementario para Regulación Hacia Abajo de cada intervalo SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos.

El MCPC en Tiempo Real para Reservas Responsivas (RRS) es el promedio ponderado en el tiempo de la suma de los MCPC en Tiempo Real para RRS y el Sumador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real para Servicios complementarios para RRS de cada intervalo SCED en los 15 minutos del Intervalo de Liquidación. Asimismo, el MCPC en Tiempo Real para la reserva No En giro es el promedio

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

ponderado en el tiempo de la suma del MCPC en Tiempo Real para la reserva No En giro y los Sumadores de Precios de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real para Servicios complementarios para la reserva No En giro de cada intervalo SCED en el Intervalo de liquidación de 15 minutos.

En junio de 2023, ERCOT lanzó un nuevo Servicio Complementario adquirido diariamente llamado Reservas de Contingencia de ERCOT (ECRS), que se creó e implementó para respaldar la confiabilidad de la red y mitigar los problemas operativos en Tiempo Real para mantener el balance entre la oferta y la demanda. ECRS complementa y brinda soporte a los cuatro Servicios complementarios adquiridos que ERCOT ha estado utilizando: Regulación Hacia Arriba, Regulación Hacia Abajo, Servicio de Reserva Responsiva y Servicio de Reserva No En giro. El ECRS se introduce para restaurar la disponibilidad del RRS una vez que se agotan los recursos del RRS o para mitigar un problema de confiabilidad si hay una deficiencia en la capacidad de aumento. Por diseño, el ECRS puede ser enviado por SCED y debería responder en un plazo de 10 minutos a las instrucciones de implementación. El MCPC en Tiempo Real para ECRS es el promedio ponderado en el tiempo de la suma del MCPC en Tiempo Real para ECRS y el Sumador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Tiempo Real para el Servicio Complementario para ECRS de cada intervalo SCED en el intervalo de liquidación de 15 minutos.

4.2.9.1 Pago por Congestión en Tiempo Real o Cargo por Autoprogramaciones

El pago o cargo por congestión a cada QSE que envía una Autoprogramación es calculado en base a la diferencia en los Precios de Punto de Liquidación en Tiempo Real en el destino especificado y la fuente de la Autoprogramación multiplicada por el monto de la Autoprogramación.

4.2.9.2 Pago o Cargo por Desequilibrio de Servicios Complementarios en Tiempo Real

Con base en los Sumadores de Precios de Implementación de Confiabilidad en Línea en Tiempo Real, los Sumadores de Precios de Reserva en Línea en Tiempo Real y los Sumadores de Precios de Reserva Fuera de Línea en Tiempo Real, ERCOT calcula la liquidación del desequilibrio de los Servicios Complementarios, lo que hará que los recursos sean indiferentes a la utilización de su capacidad para reservas de energía o Servicios complementarios. El pago o cargo a cada QSE por desequilibrio del Servicio Complementario se calcula con base en el cálculo de precio en el Despacho Económico Restringido por Seguridad, y se aplica, para cada QSE, a la cantidad de Generación Medida en Tiempo Real de todos los Recursos de Generación, representada por el QSE para el Intervalo de Liquidación de 15 minutos.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.10 Derechos de Rentas por Congestión

4.2.10.1 Definición y Adquisición

Un Derecho de Rentas por Congestión (CRR) es un instrumento financiero que da derecho al Propietario del CRR a que se le cobre o reciba una compensación por las rentas de congestión que surgen cuando la Red de Transmisión de ERCOT está congestionada en el Mercado Del Día Anterior (DAM) o en Tiempo Real. Los CRR no representan un derecho a recibir ni una obligación de entregar energía física. La mayoría de los CRR son negociables en la Subasta CRR, en el DAM o bilateralmente, como se describe con más detalle en esta sección.

Los CRR podrán adquirirse de la siguiente manera:

(a) Subasta de CRR realizada periódicamente donde los titulares de cuentas de CRR pueden adquirir y vender CRR.
(b) Asignaciones de PCRR donde ERCOT asigna Derechos de Rentas por Congestión Preasignados (PCRR) a empresas de Servicios Públicos de Propiedad Municipal (MOU) y Cooperativas Eléctricas (EC) elegibles.
(c) Mercado bilateral donde los titulares de cuentas CRR pueden negociar de forma privada o mediante ERCOT, opciones Punto a Punto (PTP) y obligaciones PTP.
(d) DAM – Las Entidades de Programación Calificadas (QSE) pueden ofertar por Obligaciones PTP en el DAM.

Un CRR puede ser de los siguientes tipos:
(a) Opción Punto a Punto (PTP), algunos de las cuales pueden ser PCRR;
(b) Obligación PTP, algunos de las cuales pueden ser PCRR;
(c) Opción PTP con Reembolso, todos las cuales son PCRR;
(d) Obligación PTP con Reembolso, todos las cuales son PCRR; y
(e) Derecho de Compuerta (FGR).

Cada CRR se caracteriza por cantidades de capacidad en MW, de duración de una hora, totalmente comercializable, en puntos de liquidación de origen y destino designados en el caso de PTP y un elemento de red direccional, o un conjunto de elementos direccionales en el caso de FGR.

Las subastas ERCOT CRR incluyen opciones PTP, obligaciones PTP y FGR. Las opciones PTP se evalúan cada hora como los flujos de energía positivos en todos los elementos direccionales de la red creados por la inyección y retiro en los puntos de fuente y destino especificados en la cantidad representada por la apuesta u oferta CRR (MW), excluyendo todos los flujos negativos en todos los elementos direccionales de la red. Las obligaciones de PTP se evalúan cada hora como los flujos de energía positivos y negativos en todos los elementos direccionales de la red creados por la inyección y retiro en los puntos de fuente y destino especificados de la cantidad representada por la oferta

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

(MW) de CRR. En consecuencia, las Opciones de PTP solo pueden generar pagos de ERCOT al Propietario registrado de CRR, mientras que una Obligación de PTP puede generar un pago o un cargo al Propietario registrado de CRR. Los FGR se ofrecen solo en un número selecto de enlaces o paquetes de enlaces (llamados Flowgates) y se evalúan cada hora en función de la cantidad representada por la oferta de CRR (MW) en los elementos de red direccionales seleccionados. Actualmente ERCOT no tiene Flowgates (compuertas) designadas.

Los Derechos de Rentas por Congestión Preasignados (PCRR) se asignan a Entidades No Opt-In (NOIE) que han establecido la propiedad antes del 1 de septiembre de 1999 en un Recurso de Generación específico o tienen un contrato de comisionamiento a largo plazo (más de cinco años) de capacidad y energía anual que se contrajo antes del 1 de septiembre de 1999 procedente de Recursos de Generación específicos. La NOIE tiene derecho a capacidad en forma de PCRR de Recursos de Generación específicos de conformidad con el contrato a largo plazo (de más de cinco años). Los contratos a largo plazo que no están respaldados por Recursos de Generación específicos no son elegibles para PCRR a menos que el contrato sea un contrato de suministro de cartera con múltiples Recursos de Generación. También es elegible para los PCRR un contrato con un Recurso de Generación hidroeléctrica de propiedad federal que sea objeto de una serie de contratos secuenciales a largo plazo entre la NOIE que nomina los PCRR y el gobierno federal con base en un contrato a largo plazo (mayor que cinco años) con asignación del gobierno federal para la capacidad y la energía anual producidas en dicho recurso de generación hidroeléctrica de propiedad federal, y cuya asignación estaba vigente antes del 1 de septiembre de 1999.

4.2.10.2 Subastas de CRR

La Subasta de Derechos de Rentas por Congestión (CRR) subasta la capacidad de red disponible del sistema de transmisión de ERCOT no asignada o vendida en una subasta anterior. La subasta CRR también brinda a los propietarios de CRR la oportunidad de ofrecer a la venta los CRR que poseen. Cada Subasta CRR permite la compra de productos CRR, con diversos tipos de Derechos de Rentas por Congestión a Subastar, en franjas de uno o más meses consecutivos y permite la reconfiguración de todos los bloques de CRR que fueron previamente adjudicados para los meses cubiertos por esa Subasta de CRR.

El modelo de red CRR debe basarse en el modelo de operaciones de la red, pero no es el mismo. Para los efectos de la construcción del modelo de red CRR para una secuencia de subasta a largo plazo de CRR, el modelo de red CRR debe, en la medida de lo posible, incluir la misma topología, contingencias y procedimientos operativos que se utilizan en el modelo de operaciones de la red, como se espera razonablemente que esté vigente cada mes. La topología de red esperada utilizada en el modelo de red CRR para cualquier mes o conjunto de meses debe incluir todas las interrupciones del Programador de interrupciones e identificadas por ERCOT, dado que se espera que tengan un impacto

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

significativo en la capacidad de transferencia durante ese tiempo. Estas interrupciones incluidas en el modelo de red CRR se publicarán en el área segura del Sistema de Información de Mercado (MIS) de acuerdo con los requisitos de publicación del modelo por parte de ERCOT con información adjunta sobre la causa y la duración, como se indica en el Programador de interrupciones. Las actualizaciones y cambios en el sistema de transmisión deberán contabilizarse en el Modelo de Red CRR para las Subastas CRR realizadas después del mes de puesta en servicio del elemento.

ERCOT debe modelar las ofertas en la subasta CRR como flujos basados en la oferta de MW y la definición de la fuente y el destino. Cuando se ejecuta la Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT), el modelo debe ponderar adecuadamente los nodos (buses) de flujo de energía y los buses hubs incluidos en un hub o zona de carga para determinar los impactos de los CRR en el sistema. Para distribuir inyecciones y retiros en un bus dentro de un Hub, ERCOT utiliza factores de distribución que sean consistentes con la planificación y las operaciones.

ERCOT debe realizar las Subastas CRR de la siguiente manera: La Subasta Mensual CRR, realizada una vez por mes calendario, incluirá la venta de términos de un mes de Opciones Punto a Punto (PTP) y Obligaciones PTP para el mes inmediatamente siguiente al mes durante el cual se cierra la ventana de presentación de ofertas de CRR. Dos veces al año, se realizará una Secuencia de Subasta de Largo Plazo CRR, vendiendo Opciones de PTP y Obligaciones de PTP, sujeta a las siguientes restricciones: Cada Secuencia de Subasta de Largo Plazo CRR consistirá en seis Subastas CRR sucesivas, cada una de las cuales ofrecerá a la venta CRR que abarcan un período de seis meses calendario consecutivos (ya sea de enero a junio o de julio a diciembre). En cada una de dichas Subastas CRR, los CRR se ofrecerán en franjas de un mes o en franjas de hasta seis meses consecutivos dentro del plazo cubierto por la subasta. La secuencia de subastas CRR a largo plazo operará en orden cronológico, proporcionando primero una subasta de CRR que cubra el siguiente período de seis meses (enero a junio o julio a diciembre) que aún no ha comenzado, y luego cinco subastas CRR sucesivas para los cinco períodos de seis meses posteriores. Para cada Subasta CRR, la Capacidad de Subasta CRR se definirá de la siguiente manera: Para la Subasta CRR Mensual, 90%. Para cualquier subasta de CRR que forme parte de una secuencia de Subasta de CRR a Largo Plazo, el 70%, 55%, 40%, 30%, 20% o 10% para la primera, segunda, tercera, cuarta, quinta y sexta ventana de seis meses vendidas en la secuencia, respectivamente.

Una oferta en una subasta CRR indica la voluntad de vender un CRR al precio de equilibrio de la subasta, si iguala o excede el precio mínimo de reserva. Asimismo, una oferta de subasta de CRR indica una voluntad de comprar CRR al precio de equilibrio de la subasta, si es igual o menor que el precio que no debe exceder. Tanto las Ofertas como las Licitaciones deben ser presentadas por un Titular de Cuenta CRR Participante y deben incluir lo siguiente: El identificador único para cada CRR, el tipo de CRR, el

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Punto de Liquidación de origen y el Punto de Liquidación destino; el mes, o franja de meses consecutivos, el tiempo de uso designado, la cantidad de CRR en MW y un dólar por CRR (es decir, dólares por MW por hora) para el Precio de Reserva. El titular de cuenta CRR participante puede presentar un límite de crédito autoimpuesto para la subasta mensual CRR o para cada tiempo de uso en una subasta CRR que sea parte de una secuencia de subasta CRR a largo plazo, si lo desea.

El sistema de subasta CRR evita que al titular de una cuenta CRR se le otorguen ofertas que excedan el límite de crédito autoimpuesto del titular de la cuenta CRR o el límite de crédito según lo prescrito por los requisitos de crédito de ERCOT para la participación en la subasta CRR.

4.2.10.2.1 Proceso de subastas CRR

La subasta CRR debe ser una subasta simultánea de una sola ronda para vender los CRR disponibles para todos los productos de la subasta. ERCOT ingresará en el sistema de Subasta CRR un límite de crédito para cada Contraparte que tenga al menos un Titular de Cuenta CRR. El límite de crédito de la Subasta CRR de una Contraparte es igual al menor valor entre el límite de crédito impuesto por ERCOT y, si se proporciona, el límite de crédito de la Subasta CRR autoimpuesto por la Contraparte para la Subasta Mensual CRR o por un tiempo de uso dentro de una Subasta CRR celebrada como parte de una Secuencia de Subasta CRR a Largo Plazo. Antes de la subasta CRR, ERCOT llevará a cabo un proceso de selección previo a la subasta de dos partes. En primer lugar, si el límite de crédito de la Subasta CRR de la Contraparte es mayor que la exposición crediticia de esa Contraparte, tal como se define a continuación utilizando los volúmenes de oferta de CRR en lugar de los volúmenes adjudicados, entonces el límite de crédito de la Subasta CRR de la Contraparte se ignorará ya que la Subasta CRR se ha resuelto. En segundo lugar, para cada titular de cuenta CRR de una contraparte, si el límite de crédito autoimpuesto del titular de cuenta CRR es mayor que la exposición crediticia de ese titular de cuenta CRR como se define a continuación, entonces el límite de crédito autoimpuesto del titular de cuenta CRR se ignorará ya que la Subasta CRR se ha resuelto.

La exposición calculada para la selección previa a la subasta para cada Titular de Cuenta CRR es la suma de la exposición crediticia para las ofertas de Obligación PTP, las ofertas de Obligación PTP y las ofertas de Opción PTP para ese Titular de Cuenta CRR. La exposición calculada para la selección previa a la subasta para cada Contraparte es la suma de la exposición crediticia para las ofertas de Obligación PTP, las ofertas de Obligación PTP y las ofertas de Opción PTP para esa Contraparte. Las ofertas de opciones PTP tienen exposición crediticia cero. Por separado, para las ofertas de Obligación PTP, ofertas de Obligación PTP y ofertas de Opción PTP, para cada combinación de Punto de Liquidación fuente/destino, la exposición crediticia utilizará el precio de oferta y la cantidad de MW que produzca la exposición crediticia máxima que

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

podría resultar de la Subasta CRR para esa combinación de Punto de Liquidación fuente/destino.

4.2.10.2.2 Prueba de Factibilidad Simultánea

La Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT) es una prueba de viabilidad de mercado que confirma que el sistema de transmisión puede soportar el conjunto de CRR adjudicados durante condiciones normales del sistema, asumiendo que el Modelo de Operaciones de Red actualizado con la topología de red en Tiempo Real es el mismo que el modelado (para la Subasta CRR), respetando todas las restricciones de seguridad. La SFT utiliza un modelo de flujo de energía de corriente continua (DC) **sin pérdidas** para modelar el efecto de las apuestas y ofertas de la subasta CRR en la topología esperada de la red del sistema durante el plazo de la subasta. La SFT no es una prueba de confiabilidad del sistema y no pretende modelar las condiciones operativas reales del sistema. Las SFT se ejecutan durante la determinación de las posturas y ofertas ganadoras de la subasta CRR. Los datos aportados al modelo de la SFT incluyen: ofertas de CRR y ofertas para la subasta; todos los CRR previamente otorgados o asignados para cada mes; horarios de cortes de líneas de transmisión; configuración esperada de las instalaciones de transmisión, ajustada por CRR sobrevendidos, según se especifica en el párrafo (e) siguiente; mayor capacidad de cada elemento que se ha sobrevendido en subastas CRR y asignaciones de CRR anteriores para igualar exactamente la cantidad de CRR que se han vendido o asignado en ese elemento (esto garantiza la viabilidad de la subasta CRR); límites operativos térmicos (incluidas estimaciones de calificaciones dinámicas) para líneas de transmisión.

Para una Secuencia de Subasta de CRR a Largo Plazo, ERCOT utilizará calificaciones dinámicas basadas en un análisis histórico de las temperaturas máximas en las horas punta de los diez años anteriores; y para la Subasta Mensual CRR, ERCOT utilizará calificaciones dinámicas para el pronóstico de temperatura máxima en la hora punta para el mes; límites de tensión y estabilidad válidos para el período de estudio convertidos a límites térmicos; y calificaciones previas y posteriores a la contingencia de la red de transmisión de ERCOT. Se espera que ERCOT utilice todas las contingencias de Elementos de Transmisión en operaciones en Tiempo Real.

4.2.10.3 Cuenta de balance de CRR

En el Mercado del Día Anterior (DAM), si la renta de congestión (resultante de la compra y venta de energía a cierto LMP y de los cargos por congestión pagados mediante transacciones autoprogramadas) es igual o mayor que los montos netos adeudados a todos los Propietarios de Derechos de Rentas por Congestión (CRR) durante cualquier Intervalo de Liquidación, entonces ERCOT pagará los montos netos adeudados a los Propietarios de CRR y colocará cualquier monto excedente en la Cuenta de Balance de CRR (CRRBA).

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Sin embargo, si la renta por congestión es menor que los montos netos adeudados a todos los Propietarios de CRR durante cualquier intervalo de liquidación, entonces ERCOT deberá pagar a cada Propietario de CRR de forma prorrateada y llevará un registro de cuánto se le ha pagado a cada Propietario de CRR. El prorrateo debe calcularse utilizando únicamente los montos adeudados al propietario de CRR por los CRR liquidados tanto en DAM como en Tiempo Real y sin utilizar los montos adeudados a ERCOT por las Obligaciones Punto a Punto (PTP) de propiedad del propietario de CRR.

ERCOT debe pagar cualquier saldo positivo en la CRRBA a cada Propietario de CRR con pagos cortos, siendo el monto pagado a cada Propietario de CRR el menor entre (a) un monto prorrateado basado en el monto pagado a corto plazo para ese Propietario de CRR en comparación con el total monto pagado a corto plazo, y (b) el monto pagado a corto plazo para ese Propietario de CRR. Cualquier saldo positivo restante en la CRRBA se utilizará primero para financiar el fondo de la CRRBA hasta el límite del fondo y cualquier excedente debe asignarse a todas las Entidades de Programación Calificadas (QSE) en función de la proporción de acciones de la QSE para el mes.

4.2.10.4 Pagos y Cargos de CRR del Día Anterior

ERCOT debe pagar o cobrar al propietario de cada **Obligación Punto a Punto (PTP)** en función de la diferencia en el Precio del Punto de Liquidación del Día Anterior entre el Punto de Liquidación Destino y el Punto de Liquidación Fuente. Para las Obligaciones PTP que tienen un valor positivo y se consumen en un Nodo de Recursos, el pago de la Obligación PTP puede reducirse debido a elementos de red direccionales que están sobrevendidos en subastas anteriores de Derechos de Rentas por Congestión (CRR).

ERCOT debe pagar al propietario de una **Opción PTP** la diferencia en el Precio del Punto de Liquidación del Día Anterior entre el Punto de Liquidación Destino y el Punto de Liquidación Fuente, si es positiva. Para las Opciones PTP que se consumen en un Nodo de Recursos, el pago de la Opción PTP puede reducirse debido a elementos de transmisión que están sobrevendidos en Subastas CRR anteriores.

En teoría, ERCOT debería pagar a los propietarios de FGR en la dirección del flujo del Día Anterior en el enlace o paquete de enlaces específico el precio sombra resultante del SCUC del día siguiente. Sin embargo, actualmente ERCOT no tiene Flowgates (Compuertas) definidas por lo que el protocolo no especifica liquidaciones de FGR.

Cabe señalar que ERCOT también subasta y asigna CRR en Tiempo Real, que se distribuyen y liquidan de la misma manera que los CRR del Día Anterior, basados en los LMP en Tiempo Real. Una oferta de Obligación Punto a Punto (PTP) es, como antes, una oferta que especifica la fuente y el destino, un rango de horas y un precio máximo que el oferente está dispuesto a pagar (“Precio que no debe exceder”). Las Obligaciones PTP que se compran en el Mercado del Día en Anterior (DAM) se liquidan en función de los Precios de Punto de Liquidación en Tiempo Real aplicables.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4.2.11 Programa de Energía Renovable del Estado de Texas

El 9 de mayo de 2000, la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) nombró a ERCOT como Administrador del Programa de Intercambio de Créditos de Energía Renovable (REC). Los propósitos del Programa de Intercambio de REC han sido: Garantizar la capacidad de generación instalada acumulada a partir de tecnologías de energías renovables, en este Estado, con un objetivo de 10.000 MW de capacidad renovable instalada para el 1 de enero de 2025 y garantizar que todos los clientes tengan acceso a proveedores de energía generada por recursos de energía renovable. ERCOT determina y hace cumplir el requisito anual del Estándar de Cartera Renovable (RPS) para cada entidad minorista en Texas y trimestralmente otorga REC o primas de cumplimiento obtenidas por los generadores de REC con base en los datos de producción de MWh verificados y retira REC o primas de cumplimiento a medida que caducan.

ERCOT lleva a cabo un proceso de liquidación del Programa de Intercambio de REC anualmente; monitorea el estado operativo de las instalaciones de generación de energía renovable participantes en Texas y registra los retiros. ERCOT puede realizar visitas a instalaciones de generación de energía renovable de forma aleatoria para garantizar la integridad del Programa de Intercambio de REC, según se considere necesario. Un REC o Prima de Cumplimiento es un instrumento negociable que representa todos los atributos renovables asociados con un MWh de producción de un generador renovable certificado. Un REC o Prima de Cumplimiento puede negociarse por separado de la energía. ERCOT distribuye trimestralmente los REC a los generadores de REC. La cantidad de REC distribuidos a un generador certificado se basa en la producción de MWh medida físicamente. Los REC pueden comercializarse, transferirse y retirarse. Las Primas de Cumplimiento las otorga el Administrador del Programa junto con un REC generado por un recurso de energía renovable que no funciona con energía eólica y cumple con los criterios de la PUCT.

Los generadores de Créditos de Energía Renovable (REC) o agregadores de REC deben solicitar a la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) la certificación para producir o agregar REC. Al recibir una copia de una notificación de la PUCT que certifique que una instalación de generación de energía renovable es elegible para generar REC o que certifique que una entidad es elegible para agregar REC, ERCOT establecerá una cuenta comercial de REC para la instalación o la entidad. Todos los generadores de REC y los generadores que compensan REC deben informar los datos de producción de MWh trimestrales a ERCOT a más tardar el día 38 después del último día operativo del trimestre, en un formato electrónico prescrito por ERCOT. La cantidad de MWh reportada se producirá únicamente a partir de un generador renovable y será atribuible a él, según lo designado por la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT). La información relevante para los informes trimestrales se manejará según uno de los siguientes procesos:

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Los agregadores de REC deberán informar la producción de recursos de energía renovable de microgeneradores que no se miden según los intervalos usados para la liquidación de energía, de acuerdo con la metodología aprobada por la PUCT para los fines de medir la producción de REC de dichos recursos, en el formato prescrito por ERCOT, incluida la documentación de respaldo aplicable. Para permitir que las entidades minoristas puedan calcular sus requisitos del estándar de cartera renovable (RPS), todas las entidades minoristas que prestan servicios de carga en el estado de Texas deberán proporcionar datos de carga a ERCOT mensualmente y a más tardar el día 38 después del último día operativo del mes, en un formato electrónico prescrito por ERCOT. La cantidad de MWh reportada será únicamente la energía consumida por los clientes en Texas.

Al recibir una solicitud del propietario de un Crédito de Energía Renovable (REC) o Prima de Cumplimiento y del comprador del REC o Prima de Cumplimiento, ERCOT transferirá el REC o la Prima de Cumplimiento de la cuenta comercial REC del propietario a la cuenta comercial REC especificada en la solicitud de transferencia. Las solicitudes de transferencia recibidas por ERCOT serán efectivas tras la confirmación por parte de la entidad receptora.

Finalmente, una compensación REC representa un MWh de energía renovable de un generador de energía renovable puesto en servicio antes del 1 de septiembre de 1999 que puede usarse en lugar de un REC para satisfacer un requisito de energía renovable, pero no puede comercializarse.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

5 PJM

5.1 Visión General de PJM

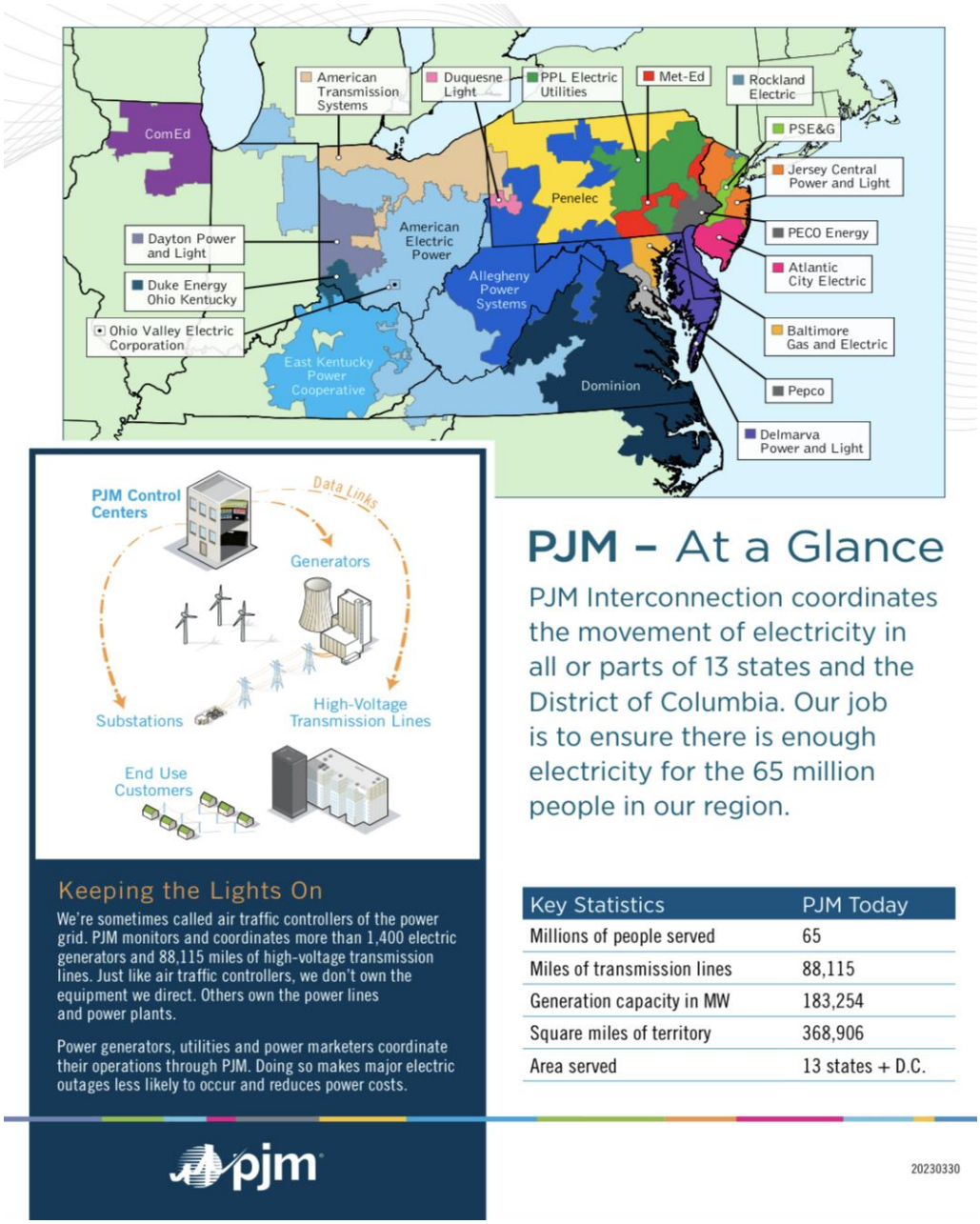


Figura 5-1: Visión general del sistema PJM

(Fuente: https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-at-a-glance.ashx)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

La interconexión PJM sirve como organización de transmisión regional (RTO) en los Estados Unidos para un área de 369.089 millas cuadradas que cubre 13 estados, incluidos todo o partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, Virginia Occidental y el Distrito de Columbia. Como un RTO, el PJM desempeña un papel vital en el sistema eléctrico de EE. UU. PJM garantiza la confiabilidad del sistema eléctrico de alta tensión, coordinando y dirigiendo el movimiento de la electricidad en su región; opera un mercado eléctrico mayorista competitivo; planifica la expansión de la generación y transmisión para garantizar la confiabilidad; y opera de manera independiente y neutral para brindar información en tiempo real a sus miembros y clientes y apoyar su toma de decisiones.

El alcance de las operaciones de PJM es extenso: atiende a una población de aproximadamente 65 millones y controla 1.379 recursos de generación con diversos tipos de combustibles. La capacidad total de generación en el PJM asciende a 180.086 MW, atendiendo una demanda máxima de 165.492 MW. En 2018 en el PJM se transaron 806.546 GWh anuales. La red PJM tiene más de 84.000 millas de líneas de transmisión. PJM presta servicios a 1.018 miembros con una facturación anual de 49.800 millones de dólares.

5.2 Descripción general del mercado energético del PJM

Los mercados de energía del PJM constan de dos mercados principales: el Mercado del Día Anterior y el Mercado de Balance en Tiempo Real. Estos mercados pasan por un proceso de dos pasos que involucra despacho y fijación de precios para garantizar el funcionamiento eficiente del sistema. Durante el proceso de despacho, se realiza un despacho económico restringido por seguridad, cuyo objetivo es cumplir con los requisitos de carga y reserva al menor costo considerando las restricciones de transmisión. Este paso se centra en determinar cuánta energía debe generar cada recurso para satisfacer la demanda. Después de la ejecución del despacho, se lleva a cabo la fijación de precios. En este paso, se calculan los Precios Marginales Locales (LMP). Los LMP indican el costo de producir una unidad adicional de electricidad en ubicaciones específicas dentro del sistema de transmisión. Durante la fijación de precios, se resuelve un problema de optimización para determinar los LMP, teniendo en cuenta los recursos comprometidos en la ejecución de despacho.

Un aspecto importante durante la fijación de precios es el concepto de relajación entera. Esto permite que los recursos elegibles de partida rápida, que son capaces de operar con tiempos cortos de notificación y arranque, establezcan precios e incluyan sus costos de comisionamiento asociados. Esto significa que los recursos de partida rápida, como las celdas de combustible, turbinas de combustión (CT), los recursos diésel, hidráulicos, baterías, solar, eólico, biomasa de rellenos sanitarios, recursos híbridos y respuesta de carga económica, pueden despacharse completamente entre cero y su máximo económico en la determinación de los LMP, incluso si tienen rangos de despacho limitados.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Vale la pena señalar que los recursos no se pueden comprometer en la fijación de precios si no se comprometieron en la ejecución de despacho. Esta restricción asegura que el problema de optimización considere solo los recursos que ya fueron comprometidos durante la ejecución del despacho, incluidos sus costos asociados. En general, el proceso del mercado eléctrico del PJM tiene como objetivo gestionar eficientemente el sistema energético determinando el despacho de recursos de la manera más costo efectiva y calculando los LMP para reflejar los costos de producir electricidad adicional en diferentes ubicaciones dentro del sistema de transmisión.

5.2.1 Mercado Energético del Dia Anterior

El Mercado de Energía del Día Anterior es un mercado a plazo en el que los precios de equilibrio horarios se calculan para cada hora del siguiente día operativo en función de las ofertas de generación, ofertas de demanda, ofertas de incremento, ofertas de decremento y cronogramas de transacciones bilaterales presentados en el Mercado de Energía del Día Anterior. El Mercado de Energía del Día Anterior permite a los participantes comprar y vender energía a LMP vinculantes del Día Anterior. También permite a los clientes de transmisión programar transacciones bilaterales con cargos de congestión vinculantes del día siguiente en función de las diferencias en los precios de congestión entre el origen y el destino de la transacción. Las Entidades de Servicio de Carga (LSE, por sus siglas en inglés) pueden presentar cronogramas de demanda por hora, incluyendo cualquier demanda sensible al precio, por la cantidad de demanda que desean fijar a precios del día anterior. Cualquier generador que sea un recurso de capacidad de generación del PJM que tenga un Modelo de Confiabilidad de Fijación de Precios (RPM) o un Comisionamiento de Requisitos de Recursos Fijos (FRR) debe presentar un cronograma de ofertas en el Mercado de Energía del Día Anterior incluso si es autoprogramado o no está disponible debido a un corte. Otros generadores tienen la opción de ofertar en el Mercado de Energía del Día Anterior.

Los clientes de transmisión, es decir, los clientes que son autoprogramados y solo requieren servicios de transmisión, pueden presentar programas de transacciones bilaterales fijas, despachables o "hasta" la oferta de congestión en el Mercado de Energía del Día Anterior y pueden especificar si están dispuestos a pagar cargos por congestión o si desean ser restringidos si se produce congestión en el Mercado de Energía en Tiempo Real. Los Proveedores de Servicios de Vertimiento (CSP) pueden presentar ofertas de reducción de la demanda. Después de que se cierra el período de apuestas diarias, el PJM calcula el cronograma del Día Anterior en función de las ofertas y cronogramas presentados, utilizando los softwares de programación basados en el menor costo, comisionamiento de recursos de seguridad con restricciones y el despacho para cada hora del siguiente día operativo. El proceso de programación del Día Anterior incorpora en el análisis los requisitos de confiabilidad y las obligaciones de reserva del PJM. Los cronogramas horarios resultantes, del Día Anterior, generados por la ejecución de despacho, y los LMP de Día Anterior, generados por la fijación de precios, representan comisionamientos financieros vinculantes para los participantes del mercado. La

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

liquidación del Mercado del Día Anterior se calcula para cada Intervalo de Liquidación del Día Anterior (intervalo horario) en función de las cantidades horarias programadas resultantes de la ejecución del despacho y de los precios horarios del Día Anterior resultantes de la fijación de precios.

Los Compradores y Vendedores del Mercado podrán presentar ofertas virtuales de incremento o de decremento en cualquier centro o nodo en el que se liquide la generación física o carga. Las ofertas y apuestas virtuales no tienen que estar respaldadas por capacidad física y dichas posiciones del Día Anterior generalmente se cierran en tiempo real a los precios imperantes. Las ofertas y apuestas virtuales permiten a los participantes del mercado arbitrar la diferencia entre los precios del día aterior y en tiempo real o poder programar transacciones de energía en el día anterior, pero liquidarlas a precios en tiempo real (en lugar de retener las ofertas hasta el momento real). Las transacciones del mercado de energía, excepto las ofertas de recursos de generación y las ofertas de demanda sensibles al precio, pueden presentarse con un precio de oferta/compra de energía no mayor a $2.000/MWh. El PJM podrá exigir, sin embargo, que un Participante del Mercado no presente más de 3000 segmentos de oferta/compra virtual en el Mercado de Energía del Día Anterior, cuando el PJM determine que dicho límite es necesario para evitar o mitigar problemas significativos de rendimiento del sistema relacionados con el volumen de ofertas virtuales.

El PJM también permite a los clientes de servicios de transmisión autoprogramar transacciones bilaterales entre fuentes de precios específicas y nodos receptores con ofertas de congestión 'hasta', que limitarán su exposición a los cargos por congestión. Sin embargo, las ofertas ‘hasta’ la congestión no serán superiores a 50 $/MWh ni inferiores a -50 $/MWh. Cualquier transacción de congestión 'hasta' que presente ofertas superiores a 50 $/MWh o inferiores a -50 $/MWh será rechazada. El PJM mantiene una lista actualizada de combinaciones de fuente/destino que estarán disponibles para las ofertas de congestión 'hasta'. Las ubicaciones de ofertas ‘hasta' que son elegibles se publican en https://www.pjm.com/markets-and-operatives/energy.aspx .

Las ofertas de congestión 'hasta' se compensan en función de la diferencia total de precio LMP entre la fuente y el destino. El PJM podrá exigir que un Participante del Mercado no presente más de 3000 transacciones de congestión 'hasta' en el Mercado de Energía del Día Anterior, cuando el PJM determine que dicho límite es necesario para evitar o mitigar problemas significativos de rendimiento del sistema relacionados con el volumen de transacciones.

5.2.2 Mercado Energético en Tiempo Real

El Mercado de Energía en Tiempo Real utiliza el programa de despacho económico restringido por seguridad en tiempo real (RTSCED), conocido como ejecución de despacho, para determinar la solución de menor costo para equilibrar la oferta y la demanda. La ejecución de despacho considera las ofertas de recursos, las condiciones pronosticadas del sistema y otras entradas en sus cálculos. Para mayor información

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

sobre el programa RTSCED, los Generadores y Recursos de Demanda podrán alterar sus ofertas de uso en el Mercado de Energía en Tiempo Real durante los siguientes períodos:

- Durante el Período de Relicitación de Generación que se define desde que el PJM publica los resultados del Mercado de Energía del Día Anterior hasta las 14:15 horas.
- A partir de las 18:30 (normalmente después de que se completa la ejecución de la Evaluación y Comisionamiento de Confiabilidad, RAC) y hasta sesenta y cinco (65) minutos antes del inicio de la hora de operación.

Los LMPs en tiempo real y los precios de equilibrio de reserva y regulación se calculan cada cinco (5) minutos mediante el programa de Calculadora de Precios Locales (LPC), en un proceso denominado fijación de precios, y se basan en las condiciones pronosticadas del sistema y la última solución aprobada del programa RTSCED. La liquidación de equilibrio se calcula para cada intervalo de liquidación en tiempo real (intervalo de cinco (5) minutos) en función de los datos de ingresos reales de cinco (5) minutos para las desviaciones de la cantidad de MW de liquidación de las cantidades programadas para el Día Anterior, resultantes de la ejecución del despacho sobre los precios en tiempo real aplicables resultantes de la fijación de precios.

5.2.3 Precios Marginales Locales

El precio marginal local (LMP) se define como el precio marginal de la energía en el lugar donde se entrega o recibe la energía y se basa en las condiciones pronosticadas del sistema y la última solución aprobada del programa de despacho económico restringido de seguridad en tiempo real. El LMP se expresa en dólares por megavatio-hora ($/MWh). LMP es un enfoque de fijación de precios que aborda la congestión y los costos de pérdida del sistema de transmisión, así como los costos de energía. Por lo tanto, cada cliente de energía del mercado spot paga un precio de energía que incluye el costo marginal total de entregar un incremento de energía a la ubicación del comprador.

- Cuando hay congestión de la transmisión en el PJM, una o más de las unidades generadoras son despachadas fuera del orden de mérito económico, para mantener los flujos de transmisión dentro de los límites aceptables. Es posible que se despachen muchos recursos para aliviar la congestión. El LMP refleja el costo de despachar recursos fuera del orden de mérito y el costo de entregar energía a esa ubicación.
- Los LMP se calculan en todas las inyecciones, extracciones, EHV (voltaje nominal de 500 KV y superior), interfaces y diversas agregaciones de estos puntos.
- Los LMP se calculan tanto en el Mercado de Energía en Tiempo Real como en el Mercado de Energía de Día Anterior.
    - El LMP del Día Anterior se calcula en función del despacho económico restringido por seguridad para el Mercado del Día Anterior.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- El LMP en Tiempo Real se calcula en función de la solución de despacho económico con restricciones de seguridad aprobada para el intervalo de despacho objetivo.

- El cálculo del LMP determina el costo marginal total de servir un incremento de carga en cada bus (nodo) de cada recurso asociado con una oferta de energía elegible como la suma de tres (3) componentes separados de LMP. Al realizar este cálculo de LMP, el costo de servir un incremento de carga en cada bus de cada recurso asociado con una oferta de energía elegible se calcula como la suma de los siguientes tres componentes del Precio Marginal Local:
  - Precio de Energía del Sistema: Este es el precio al que el Vendedor del Mercado ha ofrecido suministrar un aumento adicional de energía de un recurso de generación o disminuir un aumento de energía consumida por un Recurso de Demanda. El Precio de Energía del Sistema puede incluir una parte de los factores de penalización de reserva definidos en caso de que exista escasez de reservas.
  - Precio de congestión: este es el efecto sobre los costos de congestión de la transmisión (ya sean positivos o negativos) asociados con el aumento de la producción de un recurso de generación o la disminución del consumo de un recurso de demanda, basado en el efecto del aumento de la generación o el consumo del recurso en la carga de líneas de transmisión. El precio de congestión se establece en el factor de penalización de restricción de transmisión especificado en caso de que una restricción de transmisión no pueda controlarse por debajo del valor del factor de penalización. El Precio de Congestión puede incluir una parte de los factores de penalización de reserva definidos en caso de que exista una escasez de reservas.
  - Precio de pérdida: este es el efecto sobre los costos de pérdida de transmisión asociados con el aumento de la producción de un recurso de generación o la disminución del consumo de un recurso de demanda, basado en el efecto del aumento de la generación o el consumo del recurso sobre las pérdidas de transmisión.

- Las ofertas de energía que puedan atender un aumento adicional de carga en un nodo al menor costo, calculado de esta manera, determinará el Precio Marginal Local en ese nodo.

5.2.4 Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad

Después de la publicación de los resultados del Mercado de Día Anterior, el PJM realiza un segundo comisionamiento de recursos, conocido como ejecución de Evaluación y Comisionamiento de Confiabilidad (RAC), que incluye ofertas y disponibilidad de recursos actualizadas, así como información actualizada del pronóstico de carga, para comprometer recursos adicionales, necesarios para la confiabilidad del sistema. La sincronización del RAC en relación con los Mercados del Día Anterior y en Tiempo Real se ilustra en la siguiente figura.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

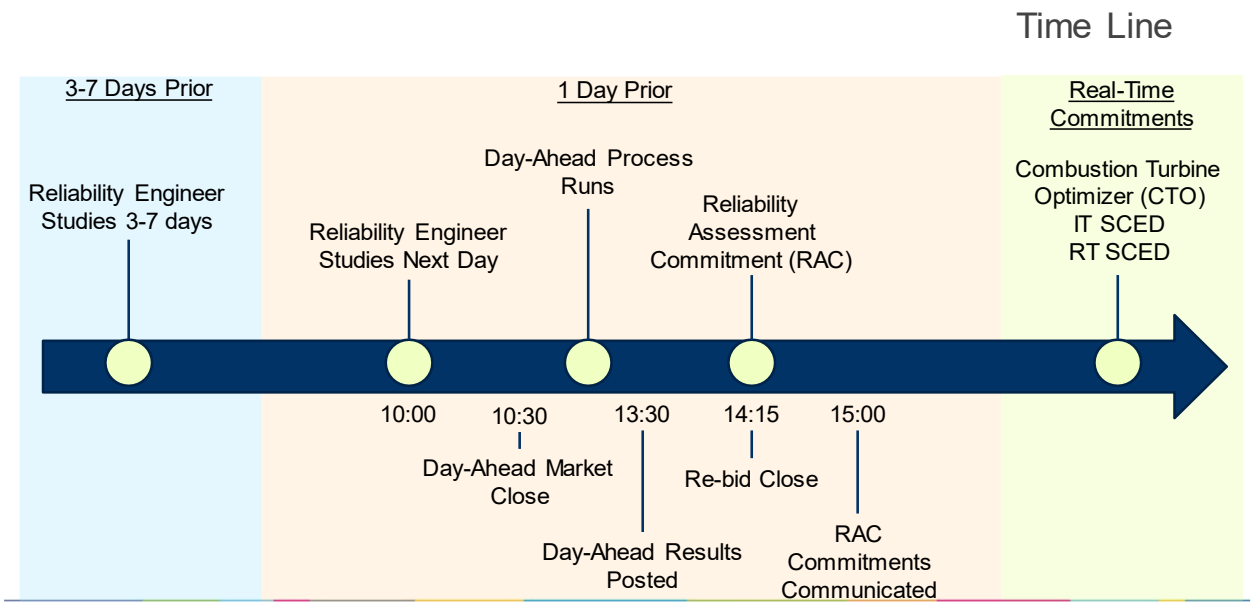


Figura 5-2: Cronología del mercado energético y evaluaciones de confiabilidad

(Fuente: https://www.pjm.com/-/media)

Los estudios de confiabilidad realizados para el día siguiente y durante los próximos 3 a 7 días incluyen:

- Se realizan estudios de flujo de energía (lista completa de contingencia) para cortes de transmisión programados.
  - Restricciones térmicas
  - Reactivar restricciones (tiempo real o voltaje post contingencia)
  - Las unidades se identifican en base a factores de distribución (dfax)
  - Para voltaje: proximidad al problema, sustituto térmico
  - Clima extremo Calor, Frío, Huracán, etc.
- Si es necesario, se llaman o ejecutan unidades de Carga Larga
- La unidad con >32 horas de tiempo total para comenzar no se puede comprometer en el DA
- Antes de la ejecución del Mercado del Día Anterior, se otorgan Comisionamientos al día siguiente a los operadores del Mercado del Día Anterior.

El Comisionamiento de RAC que sigue al cierre del mercado del día siguiente se basa en una ejecución de optimización que utiliza el pronóstico de PJM para programar, por asuntos de confiabilidad, unidades adicionales de largo plazo que tienen un costo mínimo de arranque y no carga.

- La carga se basa en el pronóstico del PJM
- El intercambio se basa en el pronóstico del PJM.
- Cooptimización de energía y reservas
- Se centra en los Comisionamientos de las unidades a vapor y ciclo combinado

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

El Comisionamiento en tiempo real consta de tres partes: Optimización de turbinas de combustión (CTO), despacho económico limitado por seguridad a plazo intermedio (IT SCED) y despacho económico limitado por seguridad en tiempo real (RT SCED).

El ***CTO*** utiliza pronósticos actualizados y condiciones del sistema para programar turbinas de combustión (CT) de largo plazo adicionales con un costo total de producción ofertado mínimo.

- Normalmente funciona de 03:00 a 07:00 y durante todo el día si es necesario
- Mismas entradas que RAC, pero actualizadas más cerca del horario de punta
    - Previsión de carga actualizada
    - Información actualizada de la unidad
- Se centra en el Comisionamiento de CT

Se utiliza para comprometer unidades con tiempos de arranque de más de 2 horas y unidades de tiempo de ejecución mínimo largos.

IT SCED y ***RT SCED*** utilizan pronósticos actualizados y condiciones del sistema para minimizar (según la oferta) el costo de producción al mismo tiempo que se aplican restricciones de seguridad y se cooptimiza energía y reserva. El IT SCED se ejecuta con una anticipación de 2 horas y se centra en el Comisionamiento de CT, mientras que el RT SCED tiene una anticipación de 15 minutos y solo despacha unidades en línea. La entrada para estas ejecuciones de Comisionamiento son las condiciones actuales del sistema, que incluyen:

- Pronóstico de carga disponible a corto plazo
- Topología
- Generación
- Carga
- Intercambio
- Restricciones del EMS seleccionadas por el operador

5.2.5 Pagos de suma alzada y de ajustes

Las unidades de generación que presentan ofertas económicas (a diferencia de las autoprogramadas) y se despachan centralmente durante el Mercado del Día Anterior y en Tiempo Real, o a través del comisionamiento de unidades de confiabilidad, tienen garantizado recuperar todos sus costos, incluido el costo de puesta en marcha, el costo sin carga y el costo de combustible, cada período de 24 horas mediante pagos laterales de ajuste.

5.2.6 Modelo de Participación de Recursos de Almacenamiento de Energía (ESR)

Un Recurso de Almacenamiento de Energía (ESR) es un recurso capaz de recibir energía eléctrica desde la red y almacenarla para su posterior inyección a la red, y que participa en los Mercados de Energía, Capacidad y/o Servicios Complementarios del PJM como

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Participante del Mercado.

El modelo de participación de los Recursos de Almacenamiento de Energía es un modelo opcional para ESRs para programar su operación en Mercados del PJM. Los Recursos de Almacenamiento de Energía participantes en el modelo toman sus propias decisiones de Comisionamiento en Energía y pueden ser despachables dentro de sus límites operativos especificados. Los Recursos de Almacenamiento de Energía que eligen estar en el modelo de participación de ESR no pueden elegir también ser optimizados por el PJM en el optimizador de centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo.

Elección del modelo de Participación ESR (es decir, Optar Entrar/Optar Salir)

- Recursos deben optar por el modelo de Recursos de Almacenamiento de Energía Participativo enviando una solicitud a los Miembros de Relaciones al custsvc@pjm.com .
- Una vez que un recurso opta por la participación en el ESR, el estado de optar-entrar se mantiene hasta que una solicitud de optar-salir se recibe.
- Existiendo recursos se debe enviar las peticiones de optar-entrar no después del 30 de septiembre, para los próximos meses de participación del 1 de enero al 31 de diciembre.
- Recursos dentro de la cola del proceso de nuevos recursos deben enviar una solicitud de optar, no después de tres (3) meses antes de su partida inicial en los Mercados de Energía.
- Se debe enviar una solicitud de optar-salir para un recurso existente a Miembros de Relaciones al custsvc@pjm.com no superando el 30 de septiembre, para eliminar el recurso para los próximos meses de participación del 1 de enero al 31 de diciembre.

Las unidades participantes en el modelo ESR no están optimizadas para las decisiones de Comisionamiento en el Día Anterior y en Tiempo Real porque ellas son administradas directamente por los participantes a través de la especificación de los siguientes modos de operacion:

Modo contínuo: significará el modo de operación de un participante del modelo de Recursos de Almacenamiento de Energía que incluye cantidades de MW tanto negativas como positivas (es decir, el participante del modelo de Recursos de Almacenamiento de Energía es capaz de pasar continua e inmediatamente de retirar cantidades de MW de la red a inyectar cantidades de MW). Los participantes del modelo ESR que operan en modo continuo no pueden especificar una velocidad de rampa ya que se supone que es ilimitada. El modo continuo requiere del límite de descarga máxima. El Límite es mayor o igual a cero y el Máximo Limite de Carga ha de ser menor o igual a cero.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

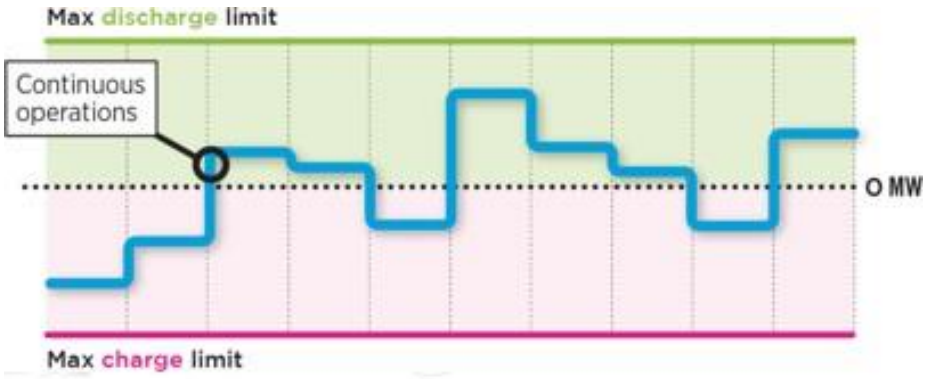


Figura 5-3: Modo ESR continuo

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

Modo de Carga: significará el modo de operación de un participante del modelo de Recurso de Almacenamiento de Energía que solo incluye cantidades negativas de MW (es decir, el modelo de recursos de almacenamiento de energía partícipe es solo retirando MW desde la red). El Modo de Carga requiere que el límite de carga mínimo y el límite de carga máximo del participante del modelo de recursos de almacenamiento de energía sean menores o iguales a cero, y el participante del modelo de recursos de almacenamiento de energía debe definir una tasa de rampa.

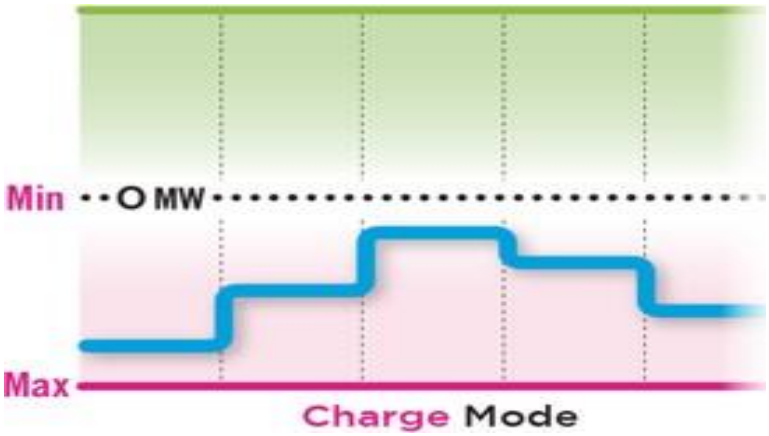


Figura 5-4: Modo de carga

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

Modo de descarga: significará el modo de operación de un participante del modelo de Recurso de Almacenamiento de Energía que solo incluye cantidades positivas de MW

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

(es decir, el participante del modelo de recursos de almacenamiento de energía solo está inyectando MW a la red). El modo de descarga requiere que el Límite de Descarga Mínimo y el Límite de Descarga Máximo sean mayor o igual a cero. Se requiere una tasa de rampa en este modo de funcionamiento.

Estos modos deben ser utilizados tanto en el Mercado del Día Anterior como en el Mercado en Tiempo Real. Estos modos deben ser enviados por el partícipe del mercado cada hora a través del portal de mercados (market gateway) a las 11:00 del día anterior al día de operación y sesenta y cinco (65) minutos antes de la hora de operación para el caso del mercado en tiempo real.

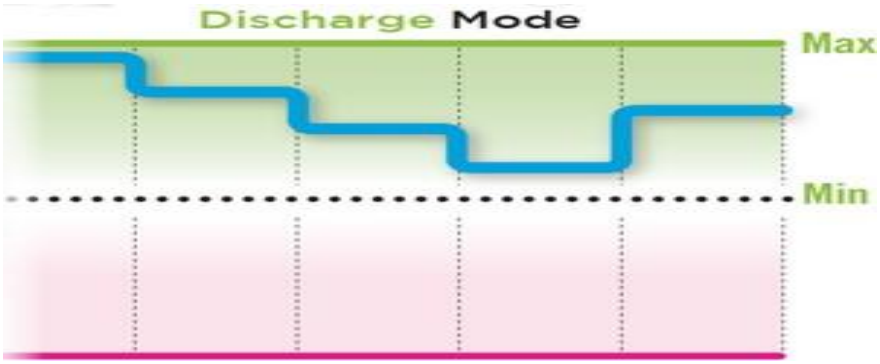


Figura 5-5: Modo de descarga

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

5.2.7 Actividades del Mercado Energético de PJM según el Manual 11

A continuación, se proporcionan las actividades del operador del PJM:

- Publicar en el Sistema de portal de mercado, el pronóstico de carga del PJM, la demanda total de ofertas y el objetivo de reserva del Día Anterior para cada hora del siguiente período operativo antes de las 13:30, al finalizar el proceso de programación del Día Anterior.
- Publicar pronósticos de la demanda total para cada hora por los próximos cuatro (4) días y la demanda máxima para los siguientes tres (3) días.
- Publicar cada hora los valores del LMP, precio de congestión, y precio por pérdida para el siguiente día operativo, al finalizar el proceso de programación del Día Anterior a las 13:30.
- Publicar el cronograma de demanda, oferta, y transacciones bilaterales para visualización privada por parte de los Participantes del Mercado.
- PJM puede llevar a cabo Comisionamientos de recursos suplementarios después de la programación del Día Anterior, en orden de mantener la confiabilidad de la operación. Semejantes Comisionamientos suplementarios se basan en minimizar los costos de puesta en marcha y costos por falta de carga.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- PJM puede limitar su dependencia de las turbinas de combustión (CT) para proporcionar reservas en orden de mantener estándares de confiabilidad operativa. Dichos límites se basarán en el desempeño pasado de estos recursos.
- Los Operadores del Mercado comprometerán en el Mercado del Día Anterior cualquier recurso de generación que fuera programado por el despacho de PJM con antelación al Mercado del Día Anterior, y que aún sean requeridos para el Día de Operación, y, por lo tanto, no cancelado. Las horas programadas para el Comisionamiento previo de los recursos de generación en el Mercado del Dia anterior deberá, al menos, incluir las horas en las que el despacho del PJM haya programado el recurso, así como cualquier hora adicional en la que el recurso se haya considerado ser económico, como resultado de la solución del Mercado de Energía del Día Anterior.

5.2.8 Mitigación del Poder de Mercado Local

PJM mitiga el posible abuso de poder de mercado en los mercados energéticos utilizando una revisión estructural que pone a prueba la concentración de poder de mercado local bajo condiciones de restricciones de transmisión, y aplica medidas para mitigar semejante poder cuando es detectado. Si la congestión se identifica durante el proceso de programación del Día Anterior o durante las operaciones en Tiempo Real, entonces se limitan las ofertas de los generadores que afectan una línea congestionada de transmisión que falla la Prueba de Tres Proveedores Pivotes (“TPS Test”). Los recursos siguen siendo elegibles para fijar el LMP cuando su oferta es limitada. Tanto los recursos programados como los recursos autoprogramados son elegibles para la limitación de la oferta. Se realiza la Prueba de Tres Proveedores Pivotes en el IT SCED, como parte de la ejecución del despacho. La prueba verifica si eliminar las ofertas de los tres generadores que tienen el mayor impacto en la producción de contraflujo en una línea congestionada (teniendo en cuenta la capacidad del generador y el Factor de Distribución de Transferencia de Energía (PTDF)), resultará en un flujo de energía infactible. Cuando este es el caso, la línea congestionada no pasa la prueba y todos los generadores que potencialmente pueden reducir la congestión en esa línea tienen sus ofertas limitadas.

La limitación de la oferta es aplicada como sigue:

- Los recursos tienen un límite de oferta menor al de sus costos y precios basados en programación, incluidos los componentes de costos de puesta en marcha y no carga.
- Para los recursos programados en el Mercado del Día Anterior, los límites de oferta son aplicados en el momento del Comisionamiento y se aplican por el tiempo que la unidad esté programada en el Mercado del Día Anterior, tras el cronograma que resulte en el sistema de producción general a mínimo costo.
    - Si la oferta de energía incremental, de costo de no carga o de costo de puesta en marcha para cualquier porción de las horas de ofertas limitadas son actualizadas después del Comisionamiento del Día Anterior, entonces las limitaciones de oferta son recalculadas para cada hora que fue actualizada y

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

se aplica en el cronograma que resulta en el despacho de costo más bajo para cada hora actualizada. Sin embargo, una vez que el recurso es despachado en una oferta basada en costos, permanece en una oferta basada en costos independientemente de la determinación del programa más barato.

- Para recursos programados en el Mercado de Tiempo Real, las limitaciones de oferta son aplicadas en el momento del Comisionamiento y aplicadas en el horario que resulte en el menor costo de despacho.
  - Si la oferta de energía incremental, de costo de no carga o de costo de puesta en marcha para cualquier porción de las horas de ofertas limitadas son actualizadas después del Comisionamiento en tiempo real, entonces los límites de la oferta se volverán a calcular para cada hora que se actualice y se aplicarán al horario que resulte en el costo de despacho más bajo para cada hora actualizada. Sin embargo, una vez que el recurso se despacha en una oferta basada en costos, permanecerá en una oferta basada en costos independientemente de la determinación de la programación más barata.
- Tanto los recursos no CT, como también los CT, que sean comprometidos en el Mercado del Día Anterior y que se espera sean ejecutados en el Mercado de Tiempo Real sin notificación adicional desde el Despacho del PJM, y que tienen oferta limitada en el Mercado del Día Anterior, tienen oferta limitada para las mismas horas en el Mercado en Tiempo Real y en la misma programación.
- Los CT programados que están comprometidos en el Mercado del Día Anterior y que no se espera que se ejecuten en tiempo real a menos que el Despacho de PJM los notifique, y tienen un límite de oferta en el Mercado del Día Anterior, serán reevaluados para determinar su poder de mercado en el Mercado de Tiempo Real. Tales recursos tendrán oferta limitada en conformidad con los resultados de la Prueba TPS que se realiza en el momento del Comisionamiento en tiempo real.
- Recursos programados traidos en línea por razones económicas previamente a las condiciones de restricciones, no tienen un límite de oferta en el momento del Comisionamiento.
- Los recursos que pasaron la prueba TPS en el momento del Comisionamiento permanecen sin límite y no serán sujetos a pruebas adicionales de poder de mercado, hasta el fin del período de determinación de la limitación inicial, que se define de la siguiente manera:
  - Para recursos programados o autoprogramados comprometidos en el Mercado del Día Anterior, es el fin de su Comisionamiento del Día Anterior.
  - Para recursos programados comprometidos en el Mercado de Tiempo Real (y no en Mercado del Día Anterior): es el final de su tiempo mínimo de ejecución.
  - Para unidades autoprogramadas comprometidas en el Mercado de Tiempo Real (y no en el Mercado del Día Anterior): es al final de la primera hora de su Comisionamiento.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Recursos ejecutándose en tiempo real más allá del periodo de la limitación inicial están sujetos a evaluación de poder de mercado cada hora y son limitados en la oferta de la siguiente manera:
  - Recursos operando en una programación basada en precio cuyo dueño apruebe la prueba TPS, no tendrá un límite de oferta y permanecerá en la oferta basada en precio.
  - Recursos operando en una programación basada en precio cuyo dueño no apruebe la prueba TPS, tendrá una oferta limitada.
  - Recursos operando en una programación basada en costo, permanecerá en una programación de costo independientemente de los resultados de la prueba TPS.
- Una vez que una unidad tenga oferta limitada en el Mercado de Tiempo Real deberá permanecer con oferta limitada hasta lo que suceda primero:
  - El recurso es liberado del Comisionamiento por Despacho del PJM.
  - El fin del Día de Operación.

5.2.9 Motor de Despeje del Mercado y Cronograma

El PJM utiliza una plataforma de software de múltiples módulos para despachar energía y garantizar reservas adecuadas en tiempo real y regulación en tiempo cercano, como se muestra en la Figura 5-6 a continuación. Los motores de despeje del mercado en tiempo real y otras aplicaciones se comunican conjuntamente y la información más reciente de cada solicitud es almacenada y entregada, en caso de ser solicitada, para cada solicitud. Los datos del Mercado de Tiempo Real son procesados desde la base de datos de mercados y otros sistemas del PJM. Las aplicaciones conjuntamente optimizan los productos para un tiempo objetivo definido que asegure que todos los requisitos del sistema se cumplan usando los recursos al menor costo, de este modo minimizando el costo de producción.

El Optimizador de Servicios complementarios (ASO) realiza la función conjunta de optimización de Energía, Reservas y Regulación en la ejecución del despacho. Las principales funciones del ASO son el despeje y Comisionamiento de todos los recursos de Regulación y recursos de Reserva Inflexibles por un período de una hora. El ASO se ejecuta una (1) hora antes del inicio de una hora de operación y es normalmente resuelto y aprobado treinta (30) minutos antes de la hora de operación. Con la aprobación, las asignaciones se publican en el sistema del portal de mercado. En caso de que el caso ASO no sea aprobado, las asignaciones anteriores entran en vigor a partir de la siguiente hora. El motor ASO utiliza las ofertas horarias de Energía, Reservas y Regulación que son efectivas en el horario objetivo para cada caso solución y también realiza la Prueba de Regulación de Tres Proveedores Pivotes. La ASO no calcula los precios de equilibrio del mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

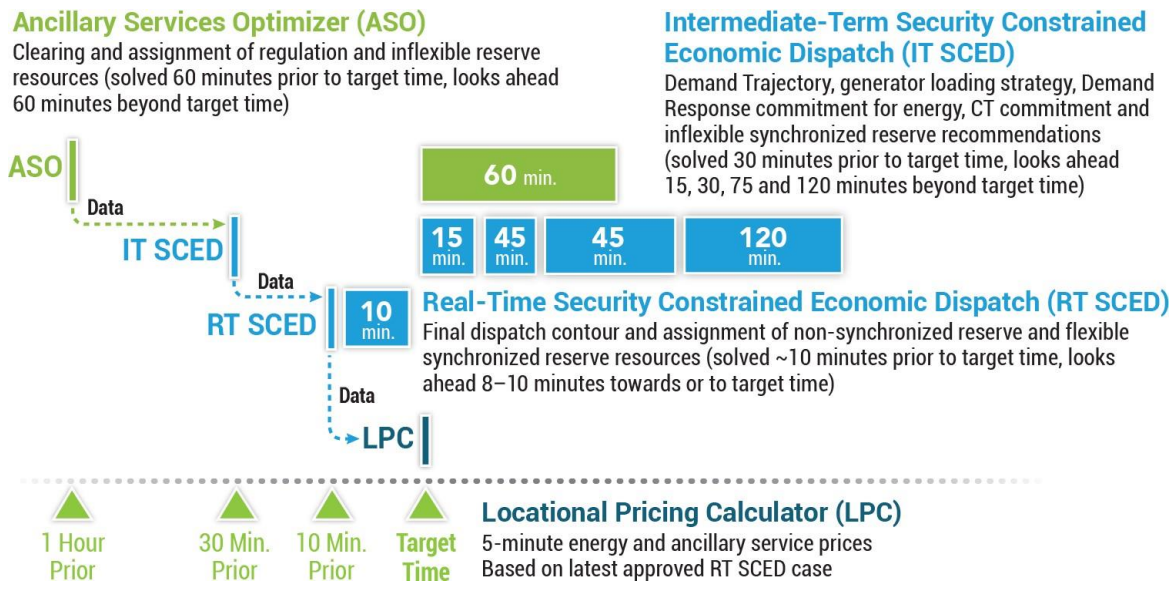


Figura 5-6: Línea de tiempo de la plataforma de software de operación del mercado

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

5.3 Descripción General del Mercado de Regulación PJM

El Mercado de Regulación de PJM es una componente esencial de las operaciones de PJM, ya que garantiza que los servicios complementarios de regulación se adquieran de manera eficiente y al menor costo, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad de la red. Los programas ASO y RT SCED desempeñan un papel crucial en la optimización de la utilización de los recursos de Regulación y otros servicios complementarios para cumplir con los requisitos de la red eléctrica.

El Mercado de Regulación dentro del PJM sirve como un sistema basado en el mercado para la compra y venta de servicios complementarios de Regulación. Los servicios complementarios son esenciales para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, garantizar la estabilidad de la red y responder a las fluctuaciones en tiempo real en el consumo y la generación de electricidad. En el Mercado de Regulación participan varias entidades, incluidos propietarios de recursos y otros participantes del mercado. Los propietarios de recursos presentan ofertas específicas para la capacidad de regulación y el desempeño de la regulación. El PJM utiliza el Optimizador de Servicios complementarios (ASO), que es un motor de compensación de mercado con hora de anticipación, para optimizar el despacho de recursos de regulación. Tiene en cuenta ofertas de regulación, ofertas de energía y programación de recursos como datos de entrada. RT-SCED optimiza tanto la energía como las reservas en tiempo real, considerando las limitaciones de transmisión, los requisitos de reservas y los recursos de regulación previamente comprometidos. Es parte del proceso para garantizar la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

seguridad y confiabilidad de la red. El PJM calcula el precio de equilibrio del mercado de regulación (RMCP) y el precio de equilibrio del rendimiento del mercado de regulación (RMCPP) en cinco minutos utilizando la calculadora de precios de ubicación. Estos precios se utilizan para derivar el precio de equilibrio de la capacidad del mercado de regulación (RMCCP) de cinco minutos. Estos precios de equilibrio desempeñan un papel crucial a la hora de determinar los pagos a los proveedores y los cargos a los compradores de servicios de regulación durante las liquidaciones del mercado.

El requisito total de regulación del PJM para el RTO se determina con los MW completos para los períodos de rampa y sin rampa. Los Recursos de Demanda se limitan a proporcionar el 25% del requisito reglamentario. El PJM tiene como objetivo lograr la alternativa de menor costo en la contratación de servicios de Regulación para cada hora del día de operación. Esto se hace a través de un proceso de cooptimización simultáneo que considera Reservas Sincronizadas, Reservas No Sincronizadas, Reservas Secundarias y Energía. El resultado es un perfil de despacho de RTO optimizado y precios marginales locales (LMP) para la hora de mercado.

Para cada recurso elegible capaz de proporcionar regulación, se estima un costo de oportunidad utilizando el perfil de despacho y los LMP previstos. Este costo se ajusta por factores como el puntaje de desempeño y el factor de beneficios. El costo de oportunidad estimado se agrega al costo ajustado de Regulación de Capacidad y al costo ajustado de Desempeño de Regulación, lo que da como resultado el costo ajustado de oferta de regulación total. El costo total ajustado de la oferta de regulación se utiliza para determinar el precio de la orden de mérito. Los recursos de Regulación autoprogramados tienen un precio de orden de mérito de cero.

Todos los recursos reguladores disponibles se clasifican en orden ascendente según sus precios de orden de mérito. Se identifica el conjunto de recursos de menor costo para cumplir simultáneamente con el requisito de regulación del PJM, el requisito de reserva sincronizada, el requisito de reserva primaria, el requisito de reserva de 30 minutos y proporcionar energía para una hora determinada. Si hay más ofertas autoprogramadas y de costo cero de las necesarias para cumplir con el requisito reglamentario, los recursos con las puntuaciones de desempeño históricas más altas se seleccionan como desempates para determinar qué conjunto de recursos comprometer. Los precios de Regulación se calculan cada cinco minutos, junto con los de Energía y Reservas, utilizando la Calculadora de Precios Locales (LPC).

El precio de orden de mérito más alto asociado con el conjunto de recursos de menor costo otorgado por la regulación se convierte en el precio de equilibrio del mercado de regulación de cinco minutos (RMCP). El RMPCP se determina como la oferta ajustada por rendimiento más alta del conjunto de recursos autorizados. El RMCCP se calcula como la diferencia entre RMCP y RMPCP. Los recursos que se autoprogramaron para proporcionar Regulación se compensan ex ante con base en los procesos descritos en el Manual de Contabilidad de Acuerdos Operativos del PJM.

Estos procesos garantizan la adquisición eficiente de servicios de regulación teniendo en

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

cuenta factores como el costo, el rendimiento y las puntuaciones históricas de rendimiento. El objetivo es mantener la estabilidad de la red seleccionando los recursos más rentables para satisfacer los distintos requisitos en tiempo real.

5.3.1 Elegibilidad y Ofertas en el Mercado de Regulación

Las ofertas en el mercado de regulación podrán presentarse únicamente para aquellos recursos eléctricamente dentro del RTO del PJM. Para regular, un recurso debe cumplir los siguientes criterios:

- Recursos de Generación, asi como los Recursos de Demanda deben ser capaz de proporcionar al menos 0,1 MW de Capacidad de Regulación para participar en el Mercado de Regulación. Los recursos de generación deben contar con un gobernador capaz de realizar el control automático de generación (AGC).
- Recursos de Generación y Demanda deben ser capaz de recibir y responder a una señal AGC. La producción de MW de un recurso debe telemedirse al centro de control del PJM de una manera que el PJM determine que es aceptable.
- Los proveedores de regulación están precertificados para responder a señales de regulación tipo A o tipo D (o ambas) y presentan ofertas en consecuencia para el tipo de regulación para el que están certificados. La señal de Regulación D es una señal rápida y dinámica que requiere recursos para responder casi instantáneamente. La regulación A es una señal más lenta que está destinada a recuperar fluctuaciones más grandes y prolongadas en las condiciones del sistema. Estas dos señales se comunican entre sí y trabajan juntas para coincidir con el sistema necesario para la regulación. Los recursos regulatorios que tienen doble certificación como RegA y RegD pueden presentar un conjunto de ofertas para cada tipo de señal. En tal caso, el motor de compensación de mercado evalúa ambas ofertas, pero borrará el recurso para uno o ninguno de los dos tipos de señales según la economía y las necesidades del sistema.
- Los recursos deben dar prioridad a la señal de regulación, no permitiendo que la suma de las señales reguladas de tarifa de rampa y rampa de energía superen la tarifa de rampa económica. Un generador que proporciona regulación puede seguir la señal de despacho de energía sólo después de tener en cuenta la capacidad de regulación.
- Cuando un Recurso de Demanda elegible para el Mercado de Regulación es llamado para un Evento de Gestión de Carga de Emergencia o Pre-Emergencia obligatorio, se desasigna de regulación para cualquier intervalo que se superponga con la Gestión de Carga del Evento, y el PJM no asignará los recursos a regulación para el resto de la parte obligatoria del evento de gestión de carga.
- Las ofertas de regulación pueden basarse en **costos** o en **precios**.
  - Oferta de Regulación Basada en Costos ($/MWh): Este valor debe ser validado mediante los parámetros de operación específica de la unidad con la oferta de regulación y el margen regulatorio aplicable de $12/MWh agregado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Oferta de regulación basada en precio ($/MWh, opcional): este valor tiene un límite de $100/MWh, y el despacho es opcional de parte del participante de mercado.

En ambos casos las ofertas se dividen en los siguientes componentes:

- La Porción de capacidad de regulación que captura el aumento del costo del combustible y la Tarifa de Degradación de la unidad de Calor Específico debido a las tarifas de Menor Carga de Operación y VOM [$/MWh de Regulación]. En el caso de ofertas basadas en costos, el margen agregado sólo se puede agregar a esta componente.
- La porción de Desempeño de Regulación, que representa un incremento de Costo debido al incremento del consumo específico de calor durante la operación en estado no estacionario, ó el precio del recurso del propietario a proporcionar movimiento de regulación en $/ΔMW. El valor de ΔMW representa la suma del valor absoluto de los movimientos de MW (arriba y abajo).

En el caso del precio de oferta de regulación basado en costos, cada participante del mercado también puede presentar información adicional para respaldar el precio de oferta basado en costos, incluido el consumo específico de calor en el máximo económico [BTU/kWh], el consumo específico en el mínimo de regulación predeterminado para un recurso [BTU/kWh], aumento de la tarifa de operación y mantenimiento variable (VOM) [$/MWh de regulación], costo de combustible [$/MBTU]. El PJM valida la regulación del precio de oferta basado en el costo para garantizar que no exceda el costo de regulación actual. Un ejemplo de Este cálculo es disponible en el sitio web del PJM en el documento: “Regulación de Oferta en Dos Partes basada en costos' documento, situado en https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/ancillary/regulation-two-part-cost-based-offer- Effective-20181204.ashx?la=en . Si un participante de mercado no presenta un precio de oferta de regulación basado en costos, no está permitido de participar en el mercado de regulación del PJM hasta que tal oferta haya sido validada. Cualquier participante que no presenten ninguno de los parámetros de respaldo tendrán su precio de oferta de regulación basada en costos limitado al margen de $12/MWh agregado.

5.3.2 Funcionamiento del Mercado de Regulación

El despachador del PJM evalúa periódicamente los recursos que prestan servicios de regulación a la red eléctrica. La regulación implica mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad para estabilizar la frecuencia de la red. El objetivo del despachador del PJM es minimizar el costo general de la regulación. Para lograrlo, realizan ajustes en la regulación de asignaciones de recursos según sea necesario. Cuando hay un exceso de capacidad de regulación, el despachador del PJM comienza a deseleccionar recursos. Comienzan con los recursos de mayor costo que proporcionan regulación y van bajando. Si hay una deficiencia en la capacidad de regulación, el despachador del PJM utiliza el IT SCED para seleccionar los recursos. Comienzan con

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

los recursos de menor costo que actualmente no proporcionan regulación y aumentan la capacidad de regulación.

Los costos asociados a los recursos de regulación, como el Precio de equilibrio del Mercado de Regulación (RMCP), pueden cambiar en función de los ajustes realizados en tiempo real. El sistema de gestión de energía (EMS) del PJM se comunica con los centros de control local (LCC) y los recursos o plantas individuales según sea necesario. Los cambios en las asignaciones de regulación de recursos se comunican a las LCC.

Las capacidades de regulación total de los recursos de la empresa se monitorean y se envían de regreso al EMS del PJM a través de métodos de telemetría como el enlace de datos del PJM. Durante las transiciones entre períodos de punta y valle, los cambios en la asignación de regulaciones de recursos comienzan 30 minutos antes del nuevo período y se completan a más tardar 30 minutos después de que comience el período. Esto asegura una transición sin problemas. Los recursos que están calificados para brindar servicios de regulación tanto tipo A como D no pueden tener cambio de asignación de señal dentro de la misma hora de operación por lo que continúan con el tipo de señal de regulación con el que estaban comprometidos inicialmente.

5.4 Descripción general del Mercado de Reservas del PJM

Los Mercados de Reserva del PJM brindan a los participantes del PJM un sistema basado en el mercado para la compra y venta de los Servicios de Reserva Sincronizada, Reserva Primaria y Reserva de 30 minutos (“Reservas”). Los Mercados de Reservas del PJM son llevado a cabo tanto en los procesos del Mercado del Día Anterior como en los procesos del Mercado en Tiempo Real. En el Mercado del Día Anterior, el PJM programa Reservas de forma simultánea y cooptimizada con Energía para cada hora del siguiente Día Operativo. En tiempo real, el PJM adquiere Reservas de forma simultánea y cooptimizada con Energía para cada hora y cada intervalo.

Ambos Mercados de Reserva, del Día Anterior y Tiempo real, son basado en ofertas y procuran recursos para cumplir con los Servicios de Reserva requeridos:

- Reservar Servicio de Reserva Sincronizado: puede solo ser satisfecho por recursos en línea que son capaces de responder en diez (10) minutos o menos.
- Servicio de Reserva Primario: puede ser satisfecho por recursos en línea o desconectados que son capaces de responder en diez (10) minutos o menos.
- Servicio de Reserva de 30 minutos: puede ser satisfecho por recursos en línea o desconectados que son capaces de responder en treinta (30) minutos o menos.

Hay tres productos de reserva que pueden cumplir con estos requerimientos del Servicio de Reserva:

- Producto de Reserva Sincronizado: recursos en línea que son capaces de respondió en diez (10) minutos o menos.
- Producto de Reserva no Sincronizado: recursos desconectados que son capaces de respondió en diez (10) minutos o menos.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Producto de Reserva Secundaria: recursos en línea o fuera de línea que son capaces de responder entre tener (10) y treinta (30) minutos.

Los Productos de Reserva sincronizado, No sincronizados y Secundario tienen una prioridad secuencial basada en el nivel de confiabilidad que cada cual proporciona. Reserva Sincronizada, al ser la más confiable ya que está en línea y puede responder en diez (10) minutos o menos, también puede cumplir con los requisitos de Reserva Primaria y de 30 Minutos. Asimismo, la Reserva No Sincronizada también puede cumplir con el requisito de Reserva de 30 Minutos. La cooptimización de estas reservas que refleja esta jerarquía garantiza que los precios de equilibrio de un producto de reserva menos confiable no excederán los de uno más confiable, de modo que el precio de cada producto de reserva sea consistente con su clasificación de prioridad.

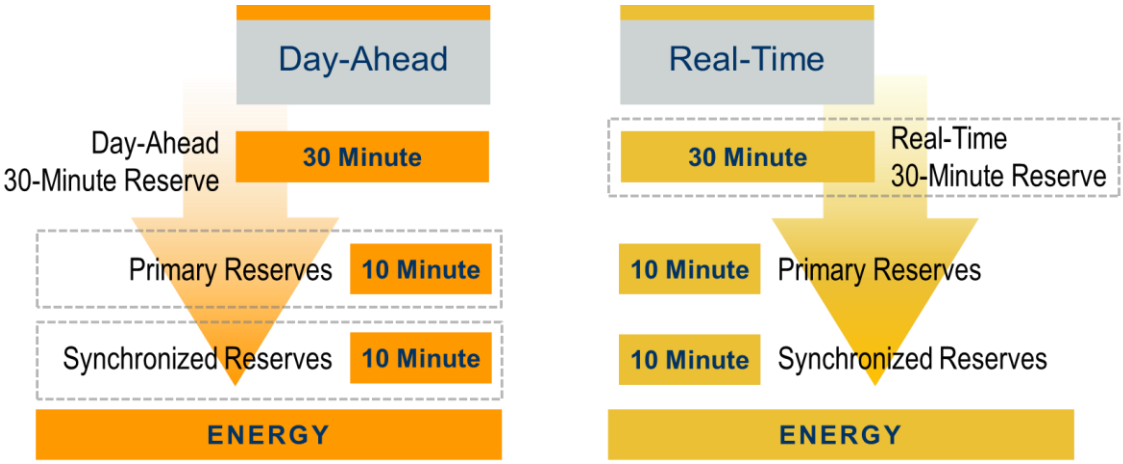


Figura 5-7: Servicios de Reserva del Día Anterior y Tiempo real

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

Cada Entidad de Servicio de Carga (LSE) en el sistema del PJM tiene una Obligación de Reserva en kWh basado en su proporción de tasa de Tiempo de Carga Real y el suministro adquirido para cumplir cada Producto de Reserva. El requisito de reservas totales para cada tipo de reserva se caracteriza por una curva de demanda de reservas operativas (ORDC) que determina el agregado de escasez al precio de la energía cuando las reservas caen por debajo de un nivel mínimo requerido.

Las siguientes subsecciones aplican a ambos mercados: del Día Siguiente y el de Tiempo real, a menos que esté expresamente indicado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

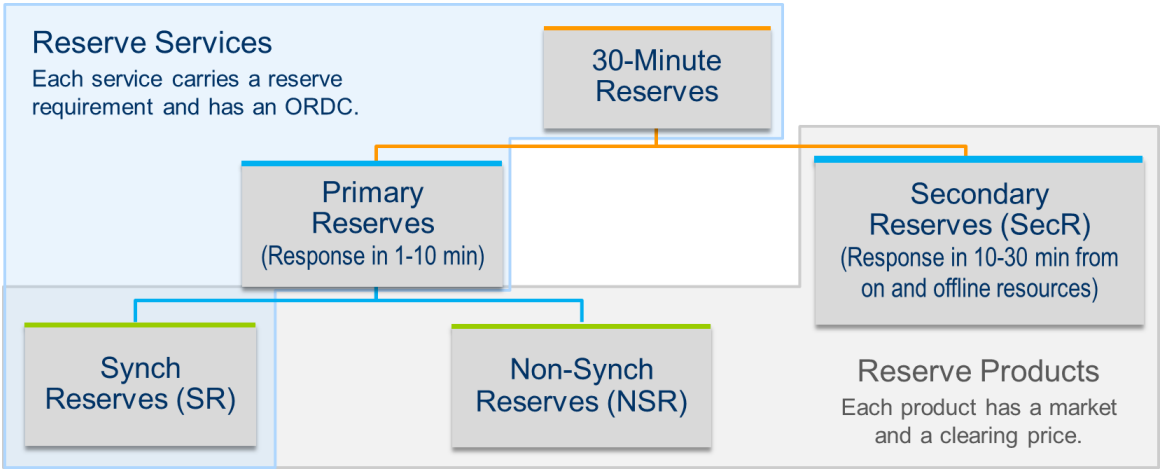


Figura 5-8: Servicios de Reserva y Productos Correspondientes

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

5.4.1 Elegibilidad del mercado de reserva

En general, con pocas excepciones, Generación, Recursos Híbridos, Recursos de Almacenamiento de Energía, y Recursos de Respuesta de Carga Economica son elegibles para proporcionar reservas sincronizadas, reservas no sincronizadas y reservas secundarias. Sin embargo, Respuestas de Carga Económica, Recursos Híbridos, Recursos de Almacenamiento de Energía matriculados en el modelo de participación ESR y Recursos de Bombeo Hídrico que no son participantes en el modelo de almacenamiento de bombeo del PJM en el Mercado del Día Anterior no son elegibles a proporcionar Reservas No sincronizadas.

El Recurso Nuclear, Eólico o Solar deben obtener aprobación para ser considerados elegibles a proporcionar reservas tras entrga al PJM y a la Unidad de Monitoreo del Mercado (UMM) un solicitud escrita para dicha aprobación y proporcionar documentación que respalde la capacidad del recurso para seguir el despacho bajo la dirección del PJM, tales como, datos operativos históricos que muestren la respuesta voluntaria a eventos de reserva y/o información técnica acerca de la operación física del recurso.

Los Recursos de Generación deben ser capaz a proporcionar al menos 0,1 MW de Capacidad de Reserva para participar en los Mercados de Reserva. Además, en el evento que PJM pronostica una contingencia creíble de las tuberías de gas natural, el despacho del PJM determinará la elegibilidad de los recursos a proporcionar Reservas dependiente de la gravedad de la contingencia y otras condiciones del sistema en orden posterior para garantizar que se mantenga la confiabilidad del sistema.

5.4.2 Elegibilidad de la respuesta de carga económica

La Respuesta de Carga Económica debe completar con éxito la certificación de Servicios

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

complementarios en el sistema de centros de DR del PJM y debe ser capaz de proporcionar al menos 0,1 MW de Capacidad de Reserva para poder participar en los Mercados de Reserva. Además, la Respuesta de Carga Económica proveyendo reservas son requeridas para proporcionar el hecho de ingresar datos en un intervalo de un (1) minuto para cada ubicación llamada a responder en un evento de reserva. Las ubicaciones residenciales sin medidores que registren en un intervalo de un (1) minuto o menos pueden participar usando un método de muestreo estadístico sujeto a la aprobación del PJM.

Los proveedores de servicios de reducción de la respuesta de carga económica que no proporcionan datos completos, precisos y oportunos para ubicaciones llamadas en una respuesta en un evento de reserva, se le puede suspender la participación en los Mercados de Reserva hasta que se implementen medidas correctivas y se le puede remitir al Monitor de Mercado de PJM y/o a la Oficina de Cumplimiento de la FERC para una investigación adicional según sea necesario.

Cuando la Respuesta de Carga Económica asignada en los Mercados de Reserva sea llamada a responder a un Evento obligatorio de Gestión de Carga de Emergencia o Pre-Emergencia, será desasignado desde Reservas para cualquier intervalo que se superponga con el Evento de Gestión de Carga, a partir del momento de la notificación del Evento de Gestión de Carga, a menos que se apruebe lo contrario por el PJM. El PJM no asignará el recurso a Reservas por el resto de la parte obligatoria del evento de gestión de carga. La Respuesta de Carga Economíca que demuestre la capacidad de recibir los Comisionamientos de reserva, a través de telemetría aprobada (por ejemplo, Jetstream), califican como un recurso Flexible. En caso contrario, los recursos de Respuesta a la Carga Económica se consideran recursos Inflexibles.

5.4.3 Requisitos de Obligación de Ofrecer Reservas

Cualquier generador que sea un recurso de capacidad de generación del PJM, que tenga un Comisionamiento de Recursos de Modelo de Precios de Confiabilidad (RPM) o Requisito de Recursos Fijos (FRR) que sea elegible para proporcionar Reservas, **debe ofrecer** su capacidad de reserva de 10 minutos y 30 minutos, a menos que la unidad esté indisponible debido a un corte aprobado planificado, corte por mantenimiento o corte forzado.

Si un recurso que tiene un requisito de **deber ofrecer** reserva, opta por no disponibilizar su capacidad de reserva (por ejemplo, a través de autoprogramación u ofrecimiento a salida fija, cuando el recurso está disponible de funcionar con un rango despachable en caso contrario), se define que el recurso infringe el requisito de oferta obligatoria de reserva.

Todo otro recurso de generación que sea elegible a proporcionar reservar, que haya presentado ofertas de Energía, son considerados para tener unidades con capacidad aplicables en los mercados de reserva. Sin embargo, la energía hidroeléctrica, la respuesta económica a la carga, los recursos híbridos y los recursos de almacenamiento

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de energía (ESR) no son considerados disponibles por defecto, y debe entregar ofertas de reserva específicas a considerar. Las ofertas de reservas de recursos hidroeléctricos, de respuesta económica de carga, recursos híbridos y recursos de almacenamiento de energía deben basarse en su tasa de rampa realista y alcanzable y en las condiciones operativas actuales, teniendo en cuenta todas las restricciones (por ejemplo, regulatorias, ambientales, operacionales).

Para múltiples unidades físicas que se modelan como un recurso agregado en el sistema de Mercado, si al menos una de las unidades físicas está en línea, entonces el agregado es considerado en línea y puede ser considerado para Reservas online sincronizadas y/o Reservas secundarias en línea, pero no elegibles para reservas no sincronizadas. Cualquier unidad fuera de línea que pertenezca a un recurso agregado en línea que tenga la capacidad de proporcionar reservas, están sujeto al requisito de deber de oferta y el PJM tratará las reservas fuera de línea como reservas sincronizadas. Los recursos de Hidroeléctricas, Híbridos y Almacenamiento de Energía deben incluir las reservas sin conexión disponibles en su oferta de reservas sincronizadas.

5.4.4 Estructura de la Oferta de los Recursos del Mercado de Reserva

Se considerarán ofertados en los mercados de reserva todos los recursos de generación que hayan presentado ofertas de energía y sean elegibles para aportar reservas. Esto excluye los recursos hidroeléctricos, los recursos híbridos y los recursos de almacenamiento de energía, quienes deben presentar ofertas de reserva específicas para ser considerados. Las ofertas de reserva constan de tres elementos: disponibilidad, MW de oferta y precio de oferta, y varían según el tipo de recurso y el mercado en el que participa el recurso.

El PJM calculará la cantidad de MW de reserva disponibles de cada recurso de generación, no incluidos en el ESR, Recursos Híbridos y Hidroeléctricos, basados los parámetros energéticos de la oferta, parámetros de reserva, estado de regulación y datos de producción de energía actual. Otros recursos, pueden especificar ofertas de valores de MW como es descrito a continuación, donde:

- La oferta de reserva sincronizada MW es la capacidad de reserva de un recurso que se puede convertir completamente en energía en diez (10) minutos, o la reducción de carga que se puede lograr en tener (10) minutos y es proporcionado por un equipo eléctricamente sincronizado al sistema.
- La oferta de MW de Reserva No sincronizada es la capacidad de reserva de un recurso que puede estar completamente convertido en energía dentro de diez (10) minutos y es proporcionóada por un equipo no sincronizado eléctricamente con el sistema.
- La oferta de reserva secundaria MW es la capacidad de reserva de un recurso que se puede convertir completamente en energía después de diez (10) minutos y antes de treinta (30) minutos, o la reducción de carga realizable después de diez (10)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

minutos y antes de treinta (30) minutos por equipos que no necesariamente pueden estar sincronizados eléctricamente con el sistema en el momento de la solicitud.

La capacidad para especificar un Oferta de MW varía por tipos de recursos.

En cuanto al precio de oferta, todos los recursos pueden especificar un precio de oferta sincronizada ($/MWh) que debe ser basado en costos y limitado por el valor esperado de la penalización de reserva sincronizada. Recursos listados como disponibles para Reservas Sincronizadas sin precio de oferta y todos las Reservas No sincronizadas y Secundarias, los precios de oferta están fijados en 0,00$/MWh.

5.4.5 Estructura de la Determinación de los Requerimientos de Reserva

El PJM modela un requerimiento de reserva a nivel RTO y subzonal en el total de MW para cada hora del día de funcionamiento en función de la mayor pérdida de MW como resultado de la potencial contingencia única más grande en el sistema. La tabla de más abajo describe la fiabilidad y requisitos de reservas para cada Servicio de Reserva.

Para cumplir con los Criterios de Confiabilidad Regional, el PJM puede programar Reservas de Contingencia adicionales de manera temporal para cumplir con la Contingencia Única Más Grande, según sea necesario para contar con el desempeño de recursos. El PJM deberá enviar detalles sobre la programación adicional de reservas en el portal de mercados. La contingencia única más grande en el día siguiente suele ser el valor más grande del Máximo Económico para todos los horarios disponibles o la suma de el valor más granded del Máximo Económico para todos los horarios disponibles de un grupo de reserva activo para la hora. La contingencia única más grande en tiempo real es normalmente la mayor de [max de (la salida más grande del productor online o el Máximo Economico) o la suma del más alto de (valores del Máximo Económico o producciones de un grupo de reserva activo)].

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 5-1: Determinación del servicio de reserva

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

	Reserve Service		
	Synchronized Reserve (SR)	Primary Reserve (PR)	30-Minute Reserve (30-Min)
Reliability Requirement	Largest Single Contingency	150% of Synchronized Reserve Reliability Requirement	Greater of (Primary Reserve Reliability Requirement, 3000 MW, or largest active gas contingency)
Reserve Requirement	SR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	PR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	30-Min Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement

Un grupo de reserva activo es un modelo de una estación con recursos de generación múltiple con una capacidad total que excede los 800 MW, dónde hay una única salida o dónde una única falla desencadenaría múltiples recursos de generación en la estación. Para propósitos del requisito de Reserva de 30 minutos, la contingencia de gas más grande se calcula como la sumatoria de los valores Máximos Económicos de los recursos identificados. Sólo aquellas Contingencias Únicas más Grandes potenciales comunicadas por las operaciones del PJM y modeladas en el software de despeje del mercado serán elegibles para establecer el requerimiento de reserva aplicable en el proceso de despeje del mercado. En ocasiones, las condiciones previstas de sobrecarga pueden resultar en que los operadores del PJM lleven carga adicional para cubrir aumento de niveles de incertidumbre operacional. El PJM puede extender los Requisitos de Reserva de 30 Minutos, Reserva Primaria y Reserva Sincronizada en el Motor de Despeje del Mercado durante el período de demanda de punta para incorporar estas acciones en el Precio de Energía y Reserva, cuando se haya producido una Alerta de Clima Cálido, una Alerta de Clima Frío o un procedimiento de escalada de emergencia que haya sido emitido para el Día Operativo.

La extensión del requisito de Reserva Sincronizada, del requisito de Reserva Primario y extensión del requisito de Reserva de 30 minutos será igual al requisito de reserva aplicable extendido existente más la suma de cualquier MW adicional puesto en línea para esa hora por el despacho del PJM, para tener en cuenta la incertidumbre operativa. Cada requisito de reserva tendrá una curva de demanda de reserva asociada. Estas curvas de demanda se utilizan para articular el valor de mantener reservas en niveles específicos, y garantizar la sustitución de productos entre energía y reservas hasta factores de penalización específicos.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Debido a consideraciones de seguridad de transmisión en el sistema PJM, es necesario llevar una cantidad mínima de Reserva Sincronizada, Reserva Primaria y Reserva de 30 minutos en cada subzona específica en el PJM. La principal meta de procurar reservas locales es no sobrecargar las limitaciones críticas de transmisión cuando se despliegan las reservas. La lista de sub-zonas que se actualizan periódicamente puede ser encontrada en https:// www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services. Como las condiciones del sistema dictan, el PJM puede necesitar un modelo nuevo de subzonas en el Mercado de Reservas para apoyar operaciones confiables y producir resultados de mercado que sean más consistentes con las condiciones operativas del sistema. Se pueden definir nuevas subzonas de reserva para diferentes categorías de restricciones.

5.4.6 Despeje del mercado de reservas

El PJM programa recursos según sea necesario para cumplir con los requisitos de reserva de cada zona de reserva y activar la subzona mediante la cooptimización con energía tanto en el Mercado del Día Anterior como en el Mercado en Tiempo Real. Los recursos se programan en función de los datos de oferta específicos del recurso presentado y el costo de sustitución del producto para proporcionar energía o cualquier otro producto que el recurso sea capaz de proporcionar. La optimización conjunta busca conseguir y minimizar el coste total de producción de energía cumpliendo con los distintos requisitos de reserva. Las reservas y la energía se cooptimizarán de la misma manera en el Mercado del Día Anterior y en el de Tiempo Real. Se modela la misma configuración de zona de reserva en los Mercados del Día Anterior y en el de Tiempo Real a menos que exista una emergencia operativa que requiera cambiarla en el mercado en Tiempo Real.

Como se describió anteriormente, los productos de Reserva Sincronizada, Reserva No Sincronizada y Reserva Secundaria tienen una secuencia de prioridad basada en el nivel de confiabilidad que cada uno proporciona. La Reserva Sincronizada, siendo la más confiable por ser en línea y puede responder en diez (10) minutos o menos, también puede cumplir con los requisitos primario y de reserva de 30 minutos. Asimismo, la Reserva No Sincronizada también puede cumplir con el requisito de Reserva de 30 Minutos. En suma, las ubicaciónes de las reservas conseguidas también tienen una jerarquía. Reservas conseguidas en una subzona también puede cumplir con el requisito del RTO. Como resultado, un MW liberado en una subzona para Reservas Sincronizadas también se puede utilizar para cumplir el requisito de Reserva Sincronizada del RTO, el requerimiento de Reserva Primario de subzona, el Requisito de Reserva Primario RTO, el Requisito de Reserva de 30 minutos de la subzona (si está modelado) y el Requisito de Reserva de 30 minutos RTO. El PJM comprometerá la mayor combinación económica de recursos para simultáneamente cumplir con todos los requisitos de energía y reservas teniendo en cuenta la sustituibilidad del producto y de la ubicación ilustrada en la Figura 5-9 a continuación. Esto da como resultado precios de equilibrio en cascada con productos más altos y la ubicación en la jerarquía implica un precio más alto.

El despeje del Mercado de Reservas del Día Anterior resulta en un precio horario para

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Reservas Sincronizadas, Reservas No Sincronizadas y Reservas Secundarias para el día siguiente, y se publica junto con la asignación del recurso de reserva específico resultante de la ejecución del despacho. Los precios de equilibrio horarios de la reserva quedan fijos una vez que se han calculado y publicado en el día anterior al Día de Operación. Los precios de equilibrio de reserva por hora se basan en los precios de oferta presentados por los recursos seleccionados, junto con la suma de los precios sombra de los productos aplicables en el proceso de optimización conjunta del Día Anterior, a partir de la ejecución de precios. Sesenta (60) minutos antes de la hora de operación, el PJM ejecuta el Optimizador de Servicios Complementarios (ASO). El ASO optimiza conjuntamente la Energía, las Reservas Sincronizadas, las Reservas No Sincronizadas, las Reservas Secundarias y la Regulación con base en las condiciones del sistema de pronóstico para determinar un conjunto económico de recursos de reserva inflexibles a comprometer para la hora de operación. Los recursos inflexibles se definen como aquellos recursos que físicamente requieren un Comisionamiento por horas debido restricciones de un mínimo tiempo de funcionamiento o restricciones de dotación de personal. Los recursos inflexibles incluyen:

- Condensadores Sincrónicos que son operados en modo condensando solamente para el propósito de proporcionar Reservas Sincronizadas
- Recursos de Almacenamiento de Energía inscrito en el modelo de participación ESR (a menos que el recurso haya sido elegido para ser flexible)
- Respuesta de Carga Economica que son preparados para cortar en respuesta a un Evento de Reserva del PJM (a menos que el recurso haya elegido para ser flexible)

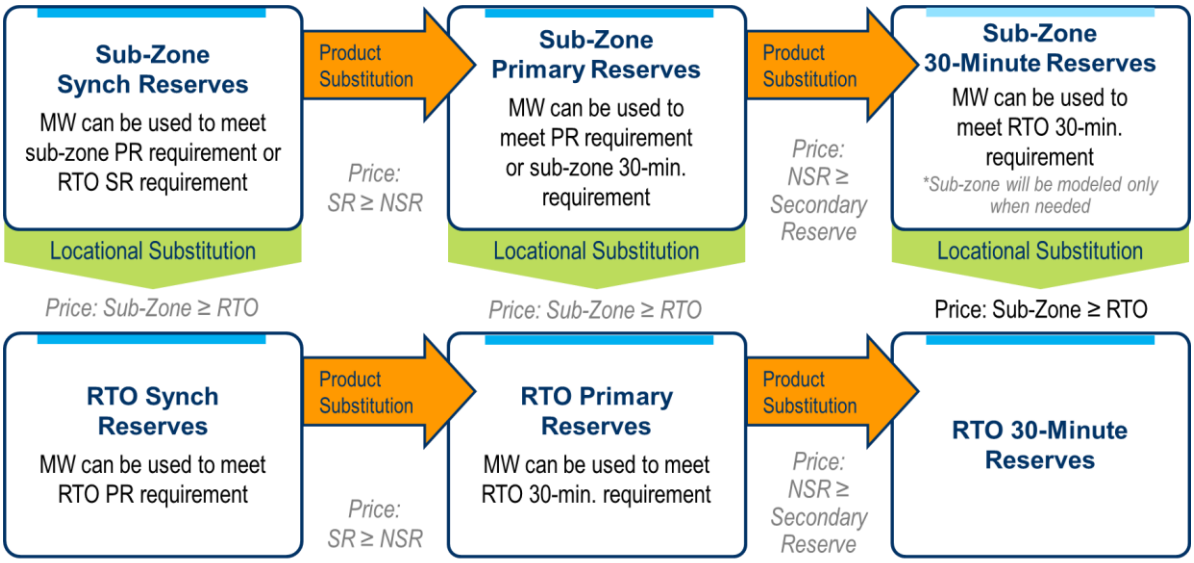


Figura 5-9: Sustituibilidad de productos y ubicaciones para reservas

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Se pueden realizar Comisionamientos adicionales de reserva en tiempo real sobre recursos de reserva flexibles mediante la aplicación del RT SCED y recomendaciones adicionales de recursos de reserva inflexibles mediante la aplicación del IT SCED. Los Comisionamientos sobre recursos de reserva flexibles pueden cambiar con cada ejecución de la aplicación del RT SCED, mientras que los Comisionamientos sobre recursos de reserva inflexibles respetarán el tiempo mínimo de ejecución de esos recursos. El Operador PJM, de ser necesario, podrá solicitar manualmente un recurso inflexible previamente comprometido de reservas para proveer energía. El programa de Despacho Económico Restringido por Seguridad en Tiempo Real (RT SCED) optimiza conjuntamente las necesidades restantes de Reserva RTO simultáneamente con Energía y al mismo tiempo cumple con las asignaciones regulatorias efectivas.

Para la liquidación del mercado se utilizan los Precios de equilibrio (SRMCP), los Precios de equilibrio del Mercado de Reserva No Sincronizados (NSRMCP) y los Precios de equilibrio del Mercado de Reserva Secundario (SecRMCP). Durante cada ejecución del RT SCED, se pueden comprometer MW de reserva adicionales para cumplir con los requisitos de reserva a partir de recursos flexibles para todos los servicios basados en las condiciones pronosticadas del sistema mediante el redespacho de recursos de generación en línea. Además, el RT SCED comprometerá recursos fuera de línea para cumplir con el saldo del requisito de reserva primaria y el requisito de reserva de 30 minutos.

Los precios de equilibrio de la reserva de mercado en tiempo real se establecen en función de los precios de oferta presentados por los recursos seleccionados, junto con la suma de los precios sombra de los productos aplicables en el proceso de optimización conjunta de la ejecución de precios. Los recursos no pueden liquidarse en los mercados de reserva y regulación en tiempo real durante el mismo intervalo. El requisito de regulación se cumple primero antes de las reservas porque la regulación es un servicio de mayor prioridad.

5.5 Descripción General de la Participación de Recursos de Demanda

La integración de Respuesta de Demanda (DR) en Mercados del PJM reconoce la importancia de la Respuesta de Carga a un mercado en pleno funcionamiento, el efecto de la Respuesta de Carga en la confiabilidad de la red y en **la capacidad del sistema para descarbonizar el suministro eléctrico mediante el uso de recursos renovables**.

5.5.1 Participación de DR a través de Proveedores de Servicios de Reducción (CSP)

El propósito de estas reglas es permitir Demandar Recursos bajo la dirección y control de Proveedores de Servicios de Reducción (CSP) para participar en los varios mercados del PJM. Los CSP son Miembros o Miembros especiales del PJM que participan en los Mercados PJM movilizando recursos de demanda para reducir la demanda.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Las Respuesta de Carga del PJM ante Emergencia o Pre-emergencia permite a los Recursos de Demanda que reduzcan la carga durante condiciones de emergencia o preemergencia para recibir pago por aquellas reducciones. Los recursos de demanda pueden participar solo en la respuesta de carga de emergencia o energía, solo Capacidad o ambos Recursos de Energía y Capacidad, y se les compensa en consecuencia.

La Respuesta de Carga Económica del PJM permite que a los Recursos de Demanda responder a los precios de Energía del PJM, Reservas Sincronizadas y/o Reservas Secundarias a través de reducir el consumo y receibiendo un pago para la reducción o siguiendo una señal del PJM para reducir o aumentar carga si presta servicios de regulación.

- La opción del Día Anterior proporciona un mecanismo por el cuál, a cualquier Participante del Mercado calificado, para ofertar Recursos de Demanda, con la oportunidad de reducir la carga que ellos sacan desde el Sistema PJM por adelantado de las operaciones en tiempo real y reciba pagos basados en el LMP del Día Anterior por las reducciones.
- La opción en Tiempo Real proporciona un mecanismo por cual cualquier Participante de Mercado calificado puede ofrecer un Recurso de Demanda, con la oportunidad para comprometerse a una reducción y recibir pagos basados en LMP en tiempo real para las reducciones.

Los Recursos de Demanda pueden ser registrados simultáneamente como Recursos de Respuesta de Carga Economica y Recursos de Respuesta de Carga de Emergencia o Pre-Emergencia. Sin embargo, Acuerdos de energía deberán ser limitados a reduccioens de demanda que sean ejecutados en respuesta a LMP en Tiempo Real y/o del Día Anterior o según lo despachado por PJM y que no se implementan como parte de las operaciones normales.

Los precios de oferta de Recursos de Emergencia y Pre-emergencia no pueden superar lo siguiente:

- Tiempo de espera de 30 minutos: 1.000$/MWh, más el aplicable Factor de Reserva Primario de penalización del primer paso de la curva de demanda, menos $1,00.
- Tiempo de espera aprobado 60 minutos: 1.000$/MWh, más el aplicable Factor de Reserva Primario de penalización de reserva del primer paso de la curva de demanda dividido por 2.
- Tiempo de espera aprobado 120 minutos: 1.100$/MWh.

Los CSP calificados también pueden ofrecer reducciones de carga de recursos de demanda en el Mercado de Energía del Día Anterior y/o en Tiempo Real de conformidad a los manuales del PJM, Guía de Usuario del portal de mercados, y reglas y requisitos adicionales.

Los CSP que gusten de participar en el Mercado de Energía deberán entregar una oferta

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para cada Recurso de Demanda, el cuál incluye: Zona de Transmisión y precios punto a punto en dónde el Recurso de Demanda esté ubicado y el punto de precio asociado utilizado para establecer la carga en el mercado minorista y/o según lo definido por el PJM.

La curva de oferta incremental por hora (incrementos mínimos de 0,1 MW) pueden representar hasta diez (10) combinaciones de reducción de carga de MW y precio de oferta. Esto determina el precio ofrecido en el Mercado del Día Anterior para la cantidad respectiva de megavatio en cada hora y el precio ofrecido para despacho en el Mercado de Tiempo Real. Los CSP solo pueden presentar una oferta de energía superior a $1.000/MWh para un recurso de DR Económico si el CSP ha verificado que el costo incremental del cliente final para cada oferta es superior a $1.000/MWh, de acuerdo con el Proceso de Validación DR. La oferta debe ser igual a o menos que el costo incremental del cliente final. Los CSP que verifiquen ofertas de energía mayores que 1.000$/MWh y menores que o igual a 2.000$/MWh son elegibles a ser usados en el cálculo del LMP, tal como se define en la Tarifa. Ofertas de Energía con costos de incremento de CSP verificados mayores que 2.000$/MWh, se compensan a través de Reservas Operativas. Los Recursos de Demanda son elegibles a establecer precios de Mercados de Energía del Día Anterior y Tiempo real si se selecciona como el recurso marginal.

Los CSP que gestionan las reducciones de carga deben estar registrados en el PJM y proporcionar información sobre cada recurso de demanda que gestionan, incluida su ubicación, el método de reducción de carga y la capacidad de kilovatios de reducción de carga asociada. Los métodos de reducción de carga indican el tipo de equipo eléctrico que se controla para proporcionar la actividad de respuesta a la demanda, e incluyen: calefacción, ventilación y aire acondicionamiento (climatización), iluminación, Refrigeración, Manufactura, calentadores de agua, Baterías, Carga enchufada y Generación, Ubicaciones que usen generadores, enteramente o en parte como un método de reducción de carga, deberá proporcionar al PJM el tipo de combustible principal utilizado para cada generador, que incluye: carbón, diésel, gas natural, petróleo, gasolina, queroseno, propano, madera, gases de relleno sanitario y productos de desecho. En los casos en que el generador in situ tenga un tipo de combustible mixto, los CSP deben informar sobre la fuente de combustible principal como tipo de combustible del generador in situ.

La compensación de DR basada en el LMP está sujeta a una prueba de beneficio neto según lo dispuesto en la Orden 745 de la FERC. El Umbral de Beneficios Netos (NBT) es el punto en la curva de oferta agregada en el que la participación de los recursos de DR resulta en un mayor ahorro general para la carga en el sistema, en comparación con los recursos de recuperación ante desastres que quedan en el sistema como carga. El PJM calculará el NBT siguiendo un procedimiento aprobado y publicará el NBT y la información de respaldo asociada para cada mes antes del día 15 del mes anterior en pjm.com. Los CSP solo reciben compensación por la demanda Recursos clarificadas en Mercado del Día Anterior o despachado por el PJM en el Mercado en Tiempo real, si el LMP aplicable es mayor o igual al nivel mensual de NBT.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Los recursos de demanda deben estar equipados con medidores de intervalo que registren el uso eléctrico en las cuentas de nivel EDC. El intervalo de recopilación de datos debe ser suficiente para proporcionar al PJM con datos de carga por hora, un minuto o en tiempo real según corresponda para el mercado mayorista. Los agregados de control de carga directa residencial (RDLC) pueden tener medidores de intervalo instalados en una muestra estadística de cuentas EDC según el Manual 19 del PJM: Pronóstico y análisis de carga, Anexo C, y sujeto a la aprobación del PJM. Cualquier CPS que presente una liquidación por reducción de carga realizada en el Mercado de Energía que no esté medida directamente por el PJM es responsable de cargar los datos adecuados en el sistema DR Hub del PJM dentro de los sesenta (60) días posteriores a la reducción.

La carga de datos debe ser proporcionada para todas las horas del día y para todos los días necesarios para calcular la Linea Base de Clientes del PJM (CBL), para Comisionamientos o para medir el cumplimiento según sea necesario. Cuando generación in situ es usado solamente para permitir al Partícipe proporcionar reducciones de demanda, entonces el CSP puede proporcionar datos de salida de generación de medidores calificados, previa aprobación del PJM, del generador in situ para cada hora del día del evento, en lugar de datos medidos de carga actuales. El suministro de datos de medidores horarios del generador in situ se considera una certificación por parte del CSP cuando el generador in situ no fue usado para cualquier otro objetivo que el apoyo el Reducción de carga durante el día del evento.

5.5.2 Participación por Demanda Sensible al Precio (PRD)

La implementación de tarifas minoristas dinámicas y diferenciadas en el tiempo, junto con inversiones en Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), ha permitido a los consumidores modificar sus patrones de consumo de electricidad en respuesta a los cambios en los precios mayoristas de la electricidad. La AMI permite un seguimiento más preciso del uso de electricidad y facilita la implementación de estructuras dinámicas de tarifas minoristas. Los consumidores ahora pueden ajustar su consumo de electricidad basándose en señales de precios en tiempo real sin que el PJM les envíe de forma centralizada ni participen en los mercados del PJM. Esta capacidad de respuesta al precio por parte de los consumidores se conoce como demanda sensible al precio (PRD).

La PRD es predecible, ya que implica que los consumidores reduzcan o cambien voluntariamente su uso de electricidad en respuesta a las fluctuaciones de precios en el mercado mayorista. La relación entre las estructuras dinámicas de tarifas minoristas y los precios mayoristas es crucial, ya que influye en el comportamiento del consumidor. Dada la naturaleza predecible de la PRD, los diseños y operaciones del mercado mayorista deben tenerlo en cuenta. El mercado mayorista debe considerar el impacto de la PRD en la demanda y los precios.

La PRD puede ayudar a reducir la necesidad de exceso de capacidad instalada para cumplir con los estándares de confiabilidad, como la pérdida de carga esperada (LOLE).

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Durante emergencias de capacidad o aumentos de precios, la PRD puede provocar una caída en la demanda, lo que ayuda a estabilizar la red. En resumen, la PRD es un mecanismo que aprovecha la respuesta de los consumidores a las tarifas minoristas dinámicas y los precios mayoristas de la electricidad para gestionar la demanda de electricidad de manera más eficiente, reduce la necesidad de exceso de capacidad y mejorar la confiabilidad de la red. Un Proveedor de PRD es un Miembro del PJM que representa a clientes minoristas capaces de reducir su consumo de electricidad en respuesta a señales de precios. Los proveedores de PRD deben cumplir con los requisitos de elegibilidad para ofrecer servicios de PRD en nombre de clientes minoristas. La coordinación entre los mercados mayoristas, el diseño de tarifas minoristas y los proveedores de PRD es esencial para maximizar sus beneficios para los consumidores y el sistema eléctrico en general.

5.6 Procesos de Despeje y Programación del Mercado

El PJM programa recursos con base en aspectos económicos para controlar posibles limitaciones de transmisión que son vinculantes en el análisis de Confiabilidad de la Transmisión que se realiza en paralelo y posteriormente al análisis del Mercado del Día Anterior. El proceso de programación evalúa el precio de cada recurso disponible en comparación con todos los demás recursos generadores disponibles. El proceso para programar el RTO del PJM requiere: El objetivo de programación varía dependiendo del horizonte temporal de programación (Día Anterior, ejecución de Comisionamiento y evaluación de confiabilidad (RAC), operaciones en tiempo real). El proceso de programación del PJM en el Mercado de Energía del Día Anterior consiste en programar la generación para satisfacer las ofertas de demanda agregada que resultan en la combinación de generación de menor precio, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad del RTO. Durante la ejecución de la RAC, el PJM programa recursos adicionales según sea necesario para satisfacer el pronóstico de carga del PJM y el objetivo de reserva operativa basándose en minimizar el costo de programación.

En el Mercado de Energía del Día Anterior, el objetivo es programar suficiente generación para cubrir ofertas agregadas de demanda y Requisitos de reserva del Día Anterior calculados en función de dichas ofertas de demanda. Posteriormente en la ejecucicón de la Evaluación de Fiabilidad y Comisionamiento (RAC) (subsecuente al Mercado de Energía del Día Anterior), el PJM programa generación adiciónal para cubrir el Pronóstico de Carga del PJM y Requisitos de Reserva Operativa.

En las Operaciones en Tiempo Real, generación suficiente es programada para controlar potenciales limitaciones de transmisión que son vinculantes en el análisis de confiabilidad de la transmisión. Se programa suficiente generación para satisfacer el Requisito de Regulación del PJM, Requisito de Reserva Primario, y otro Requisito de Servicio Complementario del RTO.

La figura 5-10 a continuación ilustra los componentes del requerimiento que cumple la programación del Mercado. La programación de recursos se realiza de manera

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

económica en base a los precios y características operativas ofrecidas por los Vendedores del Mercado, utilizando despacho económico restringido por seguridad y continuo, hasta que suficiente generación es despachada, en cada intervalo de cinco minutos, para satisfacer todos los requisitos de compra de energía, así como los requisitos del RTO.

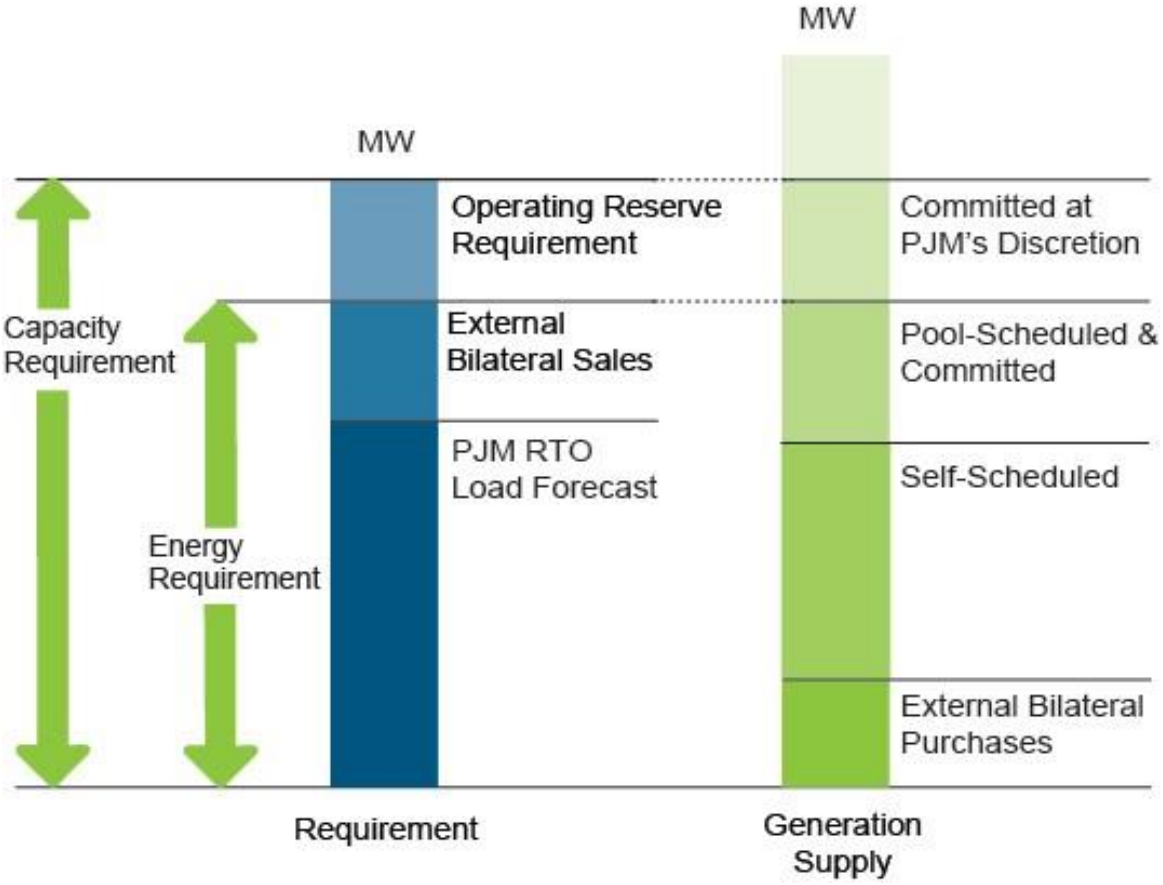


Figura 5-10: Requisitos cumplidos por la programación del mercado

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

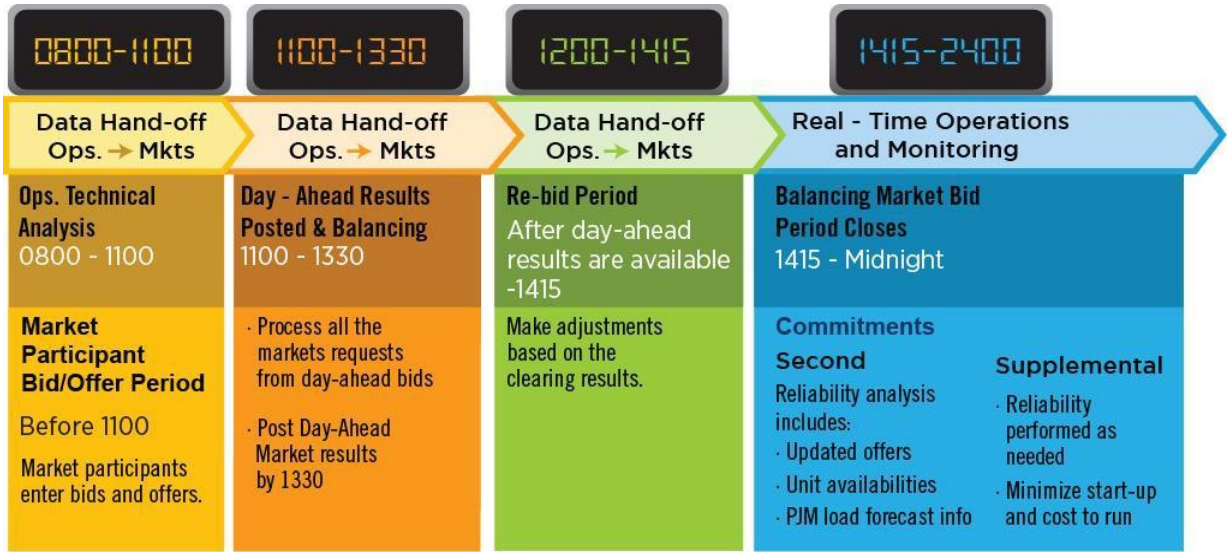


Figura 5-11: Mercado Energético Diario

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx)

La Figura 5-11 anterior ilustra el cronograma para la publicación de datos y la ejecución del proceso de programación empleando una variedad de herramientas de programación analítica. Estas herramientas permiten que el personal de programación de PJM analice numerosos escenarios de programación y planifique los recursos para actividades diarias, horarias y de corto plazo.

La Base de Datos de los Mercados es una base de datos muy grande que contiene información de cada recurso generador que opera como parte del Mercado de Energía del PJM, información de Respuesta de Carga Económica, Información de Demanda, Licitaciones Virtuales, Ofertas de Regulación, Ofertas de Reserva, Energía del Día Anterior y Precios de equilibrio de Mercado de Reserva, Regulación de Precios de equilibrio de Mercado y Precios de equilibrio del Mercado de Reservas en Tiempo Real. Los Participantes de Mercado pueden acceder a las bases de datos de Mercados usando los Sitio Web del portal de mercados de PJM, a través de Internet mediante entrada manual o carga/descarga masiva mediante formato XML.

El software técnico del Mercado de Energía desarrolla los resultados del Mercado del Día Anterior para minimizar el costo de producción de energía y reservas para satisfacer las ofertas de demanda y decremento que se presentan en el Mercado del Día Anterior respetando las restricciones de seguridad del RTO del PJM y los requisitos de fiabilidad que son necesario para la confiable operación del RTO del PJM.

Posterior al cierre del Período de Re-Licitación de generación a las 14:15, el estado del Comisionamiento de recurso de vapor podrá cambiarse en la ejecución del RAC, de manera que se minimicen los costos adicionales de la puesta en marcha, y los costos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para operar los recursos de vapor al mínimo económico con la finalidad de proporcionar suficientes reservas operativas para satisfacer el Pronóstico de Carga del PJM y los requerimientos de Reserva ajustada en el Día Anterior. Los recursos de la Turbina de Combustión (CT) están incluidos en el proceso de programación y son programado en el Mercado del Día Anterior. Sin embargo, las decisiones sobre la operación actual de los recursos CT programados por el grupo durante el día de operación no se realizan hasta la hora de operación actual en el despacho en tiempo real.

5.6.1 Cálculo de los precios en el Día Anterior

El Mercado de Energía del Día Anterior del PJM utiliza un software de optimización del despacho económico con restricciones de seguridad para determinar el menor costo promedio de procurar el suministro para satisfacer la demanda y cumplir los Requerimientos de Reserva en el Día Anterior en la región del PJM. El Mercado del Día Anterior incluye ofertas de energía y reservas desde generación, ofertas de carga fija y sensible a los precios, ofertas incrementales, ofertas decrementales, Transacciones de Congestión del tipo 'Hasta', ofertas para reducciones de demanda, y transacciones de intercambio. Los Precios Marginales Locales (LPM) y Precios de equilibrio de Mercado de Reserva en el Día Anterior se calculan para cada hora mediante un software de optimización.

Al realizar este cálculo, el Mercado del Día Anterior calcula el costo de servir un incremento de carga en cada nodo (o bus), de cada oferta elegible, como la suma de los siguientes componentes del Precio Marginal Local: (1) Precio de Energía del Sistema, (2) Precio de Congestión, que es el efecto sobre los costos de congestión de la transmisión (ya sea positivo o negativo) y (3) Precios de Pérdidas. Las ofertas que pueden cubrir un aumento de carga en un bus al menor coste, calculadas de esta manera, determinan el Precio en el Día Anterior para ese bus para cada hora. Estos LMP y MCP serán la base para las compras y ventas de energía y los cargos por congestión de transmisión resultantes del Mercado Energético del Día Anterior.

El despacho económico del Día Anterior se realiza en el programa de software de despacho económico limitado por seguridad del Día Anterior, conocido como ejecución de despacho. Los precios diarios se calculan en una ejecución posterior del programa de software de optimización del despacho económico limitado por la seguridad del Día Anterior, conocido como ejecución de precios. La ejecución de precios ejecuta la misma optimización que la ejecución de distribución, pero además aplica la relajación entera para los Recursos de Arranque Rápido Elegibles. La Relajación Entera es el proceso por el cual la variable de Comisionamiento de estado para un Recurso de Arranque Rápido Elegible es perrmitida para variar entre cero y uno. Los precios diarios se determinan para cada hora, utilizando la oferta marginal de energía aplicable de los recursos que se despachan utilizando el programa de oferta en el que se compromete el recurso en el recorrido de despacho. La oferta marginal de energía aplicable está determinada al comparar la producción de MW del recurso desde la ejecución de precios con la Curva de Oferta del Vendedor de Energía Incremental del Mercado o, para el Recurso de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Arranque Rápido Elegible, la Oferta de Energía Compuesta que suma los Costos de puesta en marcha amortizados y los Costos sin Carga amortizados, expresados en dólares por megavatio-hora ($/MWh), a la Oferta de Energía Incremental del recurso. La relajación de enteros permite que las unidades que operan con su carga mínima participen en la fijación de precios, a pesar de que los precios sombra sobre la restricción de equilibrio de carga en el proceso de despacho excluyen a las unidades que operan con su restricción de carga mínima.

Permitir dicha participación de las unidades de Arranque Rápido que operan con carga mínima en la fijación de precios se ha vuelto importante con el mayor despliegue de recursos renovables que a menudo resulta en que muchas unidades de Arranque Rápido, despachadas para respaldar estas energías renovables, operando con carga mínima.

5.7 Descripción General del Mercado de Derechos de Transmisión de PJM

El PJM utiliza dos tipos de instrumentos financieros para asignar derechos sobre la red de transmisión bajo su control a sus clientes de servicios de transmisión firme que poseen conjuntamente los derechos de propiedad de la red, y para convertir dichos derechos en instrumentos de cobertura negociables contra cargos de congestión horarios inciertos.

ARR - Derechos de Ingresos de Subasta: son derechos asignados anualmente a Clientes de Servicios de Transmisión Firme que dan derecho al titular a recibir una asignación de los ingresos (o cargos) de la Subasta Anual de los FTR.

FTR - Derechos de Transmisión Financiera: son instrumentos financieros adjudicados a los oferentes en las subastas de FTR que dan derecho al titular a un flujo de ingresos (o cargos) basado en las diferencias horarias de precios de congestión del día siguiente a lo largo del camino.

Tanto los ARR como los FTR se definen como instrumentos punto a punto que especifican puntos de inyección y retiro con denominaciones de MW y están sujetos a una Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT). La SFT aplicada a la asignación de ARR garantiza que todos los ARR asignados puedan programarse simultáneamente como transacciones de inyecciones y retiros de energía y cumplan con las restricciones de transmisión del flujo de energía DC. Asimismo, la SFT aplicada a la subasta de FTR garantiza que todos los FTRs pendientes puedan programarse simultáneamente como transacciones de inyección y retiro de energía y cumplan con las restricciones de transmisión del flujo de energía DC.

Los clientes de transmisión de PJM que realizan transacciones de energía a través de la red están expuestos a cargos por congestión por hora que están determinados por el despacho del Día Anterior. El cargo por congestión por transacción de MWh desde un punto de inyección A hasta un punto de retiro B es el componente de congestión del Precio Marginal Local (LMP) en el punto B menos el precio correspondiente en el nodo

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

A. Los componentes de pérdida marginal de LMP están excluidos de este cálculo. Los FTRs son instrumentos financieros que permiten a los participantes del mercado protegerse contra costos de congestión tan inciertos y lograr certeza de costos en sus transacciones de energía.

Los FTRs en PJM se ofrecen como “obligaciones” u “opciones”. Una obligación FTR de un MW desde el punto A al punto B da derecho/obliga a su titular a recibir/pagar un flujo de caja horario igual a la diferencia en los componentes de congestión de los precios nodales (por MWh) entre el punto B (retirada) y el punto A. (inyección), según lo determinado por el despacho del Día Anterior, durante la vigencia del FTR. Por el contrario, una opción da derecho a su tenedor a un flujo de efectivo positivo sin obligación cuando el pago es negativo. En cualquier caso, el FTR paga por MWh cuando hay congestión en la dirección de una transacción, igual a los cargos por congestión y puede compensar dichos cargos.

Los FTRs se asignan a través de una subasta anual en la que los oferentes pueden presentar ofertas de precio o cantidad u ofertas para obligaciones o opciones de FTR de punto a punto. La subasta se autoriza mediante un algoritmo de Flujo de Potencia DC Óptimo (DCOPF) que maximiza los ingresos netos de la subasta sujeto a la factibilidad simultánea de todos los FTR compensados y los FTR en circulación emitidos a través de otros mecanismos de asignación (por ejemplo, FTR de largo plazo). Los precios de equilibrio para los FTR están determinados por las diferencias de precios nodales resultantes de la subasta DCOPF, es decir, el precio de subasta para un FTR de un MW del punto A al punto B es la diferencia entre el precio nodal de la subasta en B menos el precio nodal de la subasta en el punto A.

Los precios de subasta resultantes para los FTR también se utilizan para distribuir los ingresos de la subasta a los titulares de ARR, quienes pueden programar sus ARR como tomadores de precios en la subasta de FTR o simplemente conservarlos y cobrar sus ingresos correspondientes. La SFT aplicada a los ARR asignados garantiza que los ingresos de la subasta cubrirán el pago a los ARR, suponiendo que se utilice la misma topología en la SFT del ARR y en la subasta FTR. Esta adecuación de los ingresos se debe a que la combinación de ARR asignados representa un punto factible en el problema de maximización de los ingresos de la subasta FTR, por lo que el valor de la función objetivo en ese punto (que es el pago total a los ARR) es menor que el ingreso máximo logrado por la subasta.

Del mismo modo, suponiendo que la topología utilizada por la SFT de subasta FTR es la misma que la utilizada en el despacho del Día Anterior o que el conjunto factible de la SFT de subasta FTR es un subconjunto del conjunto factible de despacho del día siguiente, entonces los cargos por congestión excederán el Pagos del FTR. Una vez más, dicha adecuación de los ingresos está garantizada por el hecho de que la combinación FTR representa una solución factible pero subóptima para el despacho del Día Anterior, que maximiza el valor de la red de transmisión y los cargos por congestión.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

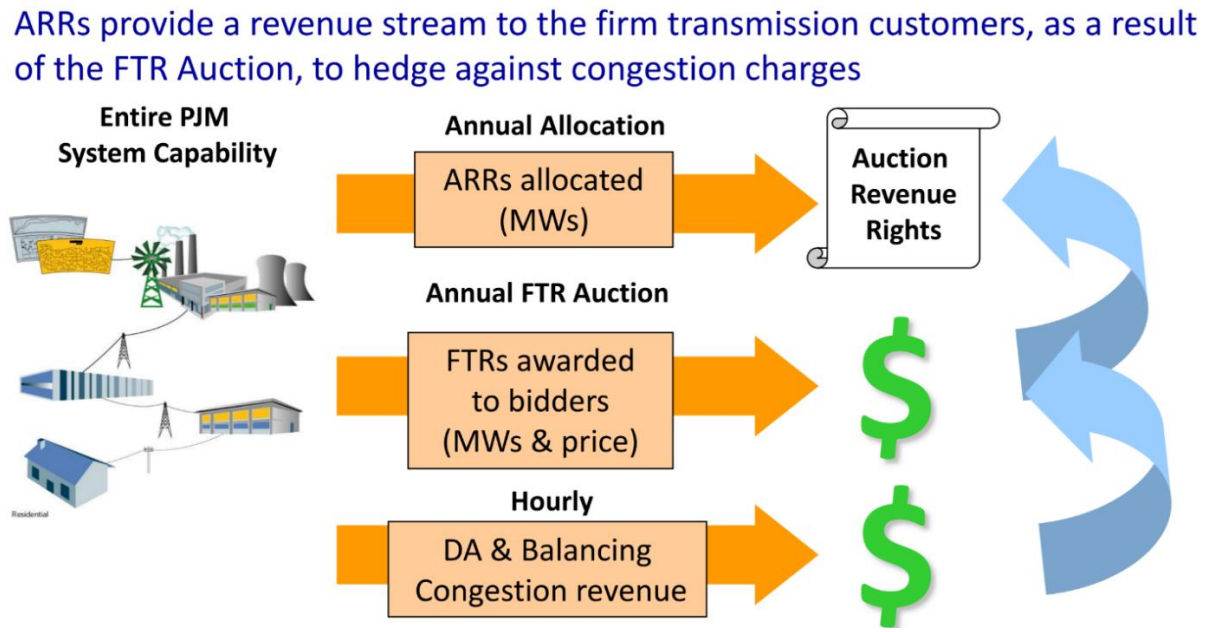


Figura 5-12: Relación PJM ARR/FTR

(Fuente:https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization wkshp/financial-transmission-rights.ashx?la=en)

En las siguientes secciones describimos los elementos claves del proceso de asignación de ARR y las subastas de FTR, así como los mecanismos para el ejercicio y la conversión de ARR en FTR, y el uso de FTR como cobertura contra los cargos por congestión. Para aumentar la transparencia de la presentación, omitimos algunos detalles, como el manejo de los FTRs de transición que se emiten entre las subastas anuales de FTR para nueva carga en zonas asociadas con el crecimiento del mercado. También omitimos los derechos de ingresos residuales de subasta (ARRs, por sus siglas en inglés) definidos como Servicios de Red o como Derechos Firmes de Ingresos en Subastas Punto a Punto que estuvieron disponibles como resultado de las actualizaciones de transmisión que ocurren después de la asignación anual de ARR. Estos temas especializados se abordan en el detallado Manual PJM 06.

5.7.1 Asignación de ARR

Los Derechos de Ingresos de la Subasta (ARR) son el mecanismo mediante el cual se asignan los ingresos de la Subasta Anual FTR. Los ARR se asignan a los Clientes de Servicios de Red y a los Clientes De Transmisición Firme Punto a Punto durante el Período de Planificación Anual. Los derechos de ingresos de la subasta se distribuirán a los Clientes de Servicios de Red y a los Clientes De Transmisición Firme Punto a Punto. Los Participantes del Mercado presentan solicitudes de ARR para el período de planificación durante el proceso de Asignación Anual de ARR. La asignación anual de ARR es un proceso de asignación de dos etapas diseñado para brindar certeza a largo plazo junto con una mayor flexibilidad. La primera etapa de la asignación consta de dos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

partes, la Etapa 1A y la Etapa 1B. En esta primera etapa, los Clientes de Servicios de Red realizan solicitudes de ARR basadas en recursos de generación activos que históricamente sirvieron carga en cada zona de transmisión o Recursos de Reemplazo Calificados.

También en la Etapa 1, Clientes De Transmisición Firme que se consideran Clientes de Transmisión Calificados pueden realizar solicitudes de ARR basadas en los megavatios de servicio firme proporcionados entre los puntos de recepción y entrega a los que el Cliente tuvo Servicio de Transmisión Firme Punto a Punto durante el año de referencia histórico.

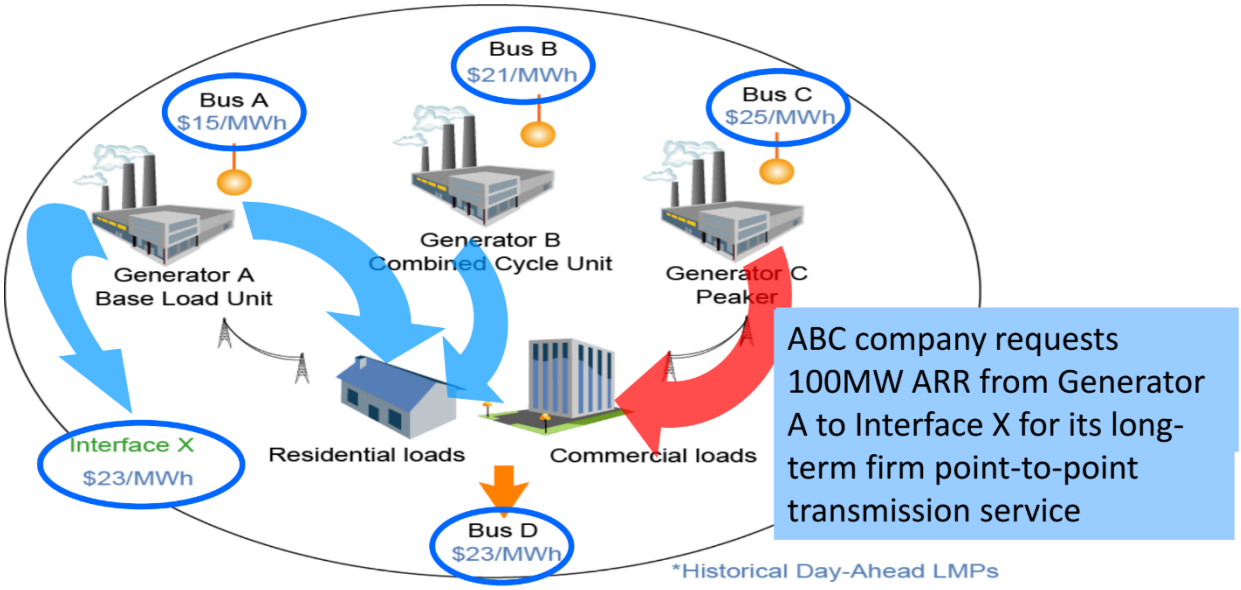


Figura 5-13: Candidatos ARR

(Fuente: https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/financial-transmission-rights.ashx?la=en)

La segunda etapa, Etapa 2, es un procedimiento de asignación de tres rondas que permite a los participantes del mercado ajustar sus rutas de cobertura anualmente. El PJM asignará ARR que pasen una Prueba de Factibilidad Simultánea a Clientes de Transmisión Firme en función de la prioridad (viabilidad).

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

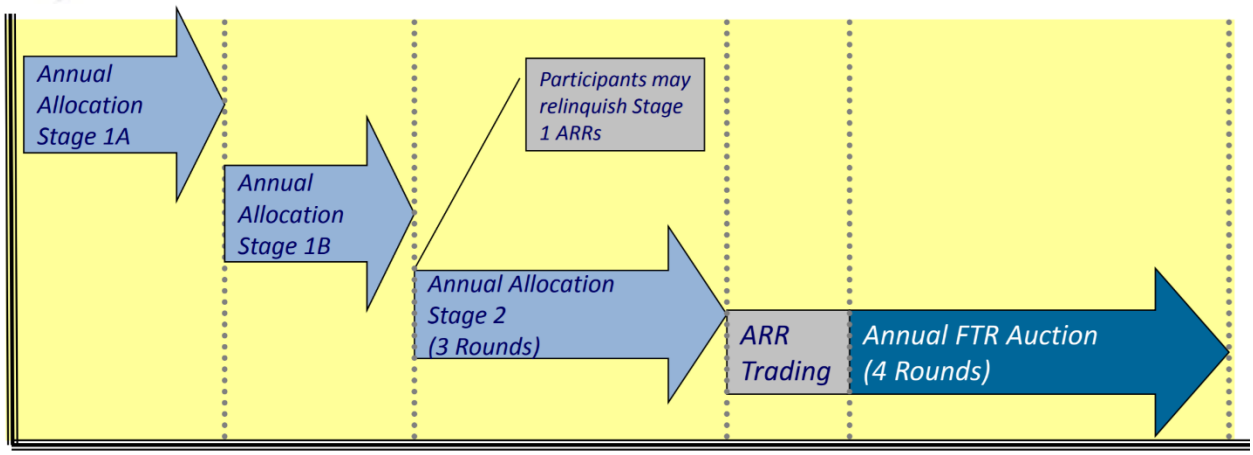


Figura 5-14: Cronología anual del mercado ARR/FTR

(Fuente: https://www.pjm.com/~/media/etools/ftr-center/ftr-module-oflmp-and-ftr-course.ashx)

5.7.2 Asignación anual de los derechos de ingresos de subasta (ARR) Etapa 1A

En la Etapa 1A, los Clientes de Servicios de Red deben especificar recursos históricos específicos de generación activos o Recursos de Reemplazo Calificados (fuente) para agregar la Carga del Cliente de Red en la Zona de Transmisión u otra Zona de Agregación de Carga designada (destino) hasta el valor de la carga base. Los Clientes de Transmisión Calificados son cualquier Cliente de Transmisión Firme con un acuerdo para el Servicio de Transmisión Punto a Punto a Largo Plazo utilizado para entregar energía desde un recurso de red designado para una carga ubicada fuera o dentro de la Región PJM, y que fue confirmado y vigente durante el año de referencia histórico de la zona en la que se encuentra el recurso. “Carga Base Zonal” es la carga máxima zonal diaria más baja del período de doce meses que finaliza el 21 de octubre del año calendario inmediatamente anterior al año calendario en el que se realiza una asignación anual de Derechos de Ingresos de Subasta, incrementada por la tasa de crecimiento de carga proyectada para el período correspondiente zona, cuando existan condiciones no extraordinarias para el período de doce meses aplicable, según lo determine el PJM. Si la carga máxima zonal diaria más baja del período de doce meses aplicable es anormalmente baja debido a circunstancias extraordinarias, según lo determine el PJM, la carga base zonal significará la siguiente carga máxima zonal diaria más baja que no se vio afectada por circunstancias extraordinarias durante el periodo de doce meses aplicables, incrementado por la tasa de crecimiento de carga proyectada para la Zona correspondiente.

En la etapa 1A, los Clientes de Transmisión Firme que sean considerados Clientes de Transmisión Calificados podrán solicitar ARR hasta el 50% de los megavatios de servicio firme brindados entre los puntos de recepción y entrega en los cuales el Cliente de Transmisión tuvo Servicio de Transmisión Punto a Punto durante el año histórico de referencia. Todos los ARR del Servicio de Integración de Red asignados en la Etapa 1A

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

se designan a partir de un recurso de generación histórico activo o un Recurso de Reemplazo Calificado. Se considerará que todas las solicitudes recibidas durante cada etapa de la Asignación Anual de ARR han llegado simultáneamente. El monto total de ARR de un Cliente de Servicio de Red asignado a una zona de transmisión o zona de agregación de carga no puede exceder la carga base total de la red del participante en esa zona o de agregación de carga zonal.

El PJM realiza una Prueba de Factibilidad Simultánea para determinar el conjunto de ARR que se pueden otorgar a cada cliente de la red y notifica a cada entidad de servicio de carga (LSE) sobre las adjudicaciones de ARR resultantes del proceso de asignación de la Etapa 1. Un participante puede renunciar a cualquier parte de las adjudicaciones de ARR resultantes de la Etapa 1 del proceso de Asignación Anual de ARR antes del comienzo de la Etapa 2 del proceso de Asignación Anual de ARR, siempre que todos los ARR pendientes restantes sean simultáneamente factibles luego de la devolución de dichos ARR. Los ARR pueden negociarse, pero las transacciones deben realizarse a más tardar en la apertura de la primera ronda de la Subasta Anual FTR y todas las transacciones son efectivas durante todo el período de planificación. Una LSE que desee negociar sus ARR debe negociar todos sus ARR asociados con una zona en particular. La carga máxima del servicio de red zonal de la LSE también se transfiere automáticamente al nuevo propietario de ARR para fines de asignación y reasignación de ARR. El nuevo propietario de ARR está entonces sujeto a la reasignación de ARR asociada con cambios en la carga máxima del servicio de red zonal de los propietarios originales. Dentro del período de planificación, a medida que la carga cambia de una LSE a otra dentro de una zona de transmisión, una parte proporcional de los ARR definidos para hundirse en la zona se reasigna de la antigua LSE a la nueva LSE. La reasignación de ARR debe iniciarse mediante una solicitud realizada por la LSE ganando carga.

5.7.3 Asignación anual de los derechos de ingresos de subasta (ARR) Etapa 1B

En la Etapa 1B de la Asignación Anual de ARR, los Clientes de Servicios de Red deben especificar recursos de generación históricos específicos activos o Recursos de Reemplazo Calificados (fuente) para agregar el Área de Comisionamiento de Energía en la Zona de Transmisión u otra Zona de Agregación de Carga designada (destino) hasta el valor de la carga máxima de servicio de red menos los ARR concedidos de la Etapa 1A. Los Clientes de Transmisión Calificados son cualquier Cliente de Transmisión Firme con un acuerdo para el Servicio de Transmisión Punto a Punto a Largo Plazo utilizado para entregar energía desde un recurso de red designado para una carga ubicada fuera o dentro de la Región PJM, y que fue confirmado y vigente durante el año de referencia histórico de la zona en la que se encuentra el recurso.

Los Clientes de Transmisión Firme que se consideren Clientes de Transmisión Calificados pueden solicitar ARR hasta el resto de los megavatios de servicio firme no adjudicados en la Etapa 1A proporcionados entre los puntos de recepción y entrega en los cuales el Cliente de Transmisión tuvo Servicio de Transmisión Punto a Punto durante

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

el año de referencia histórica. Todos los ARR del Servicio de Integración de Red asignados en la Etapa 1B se designan a partir de un recurso de generación histórico activo o un Recurso de Reemplazo Calificado. Se considerará que todas las solicitudes recibidas durante cada etapa de la Asignación Anual de ARR han llegado simultáneamente. El monto total de ARR de un Cliente de Servicio de Red asignado a una zona de transmisión o zona de agregación de carga no puede exceder la carga máxima total de la red del participante en esa zona o zona de agregación de carga menos los ARR otorgados de la Etapa 1A. El PJM determina el conjunto de fuentes ARR elegibles para cada zona de transmisión o para cada zona histórica de agregación de carga dentro de una zona de transmisión con base en el año de referencia histórico que corresponde a la implementación del mercado basado en LMP para la zona de transmisión. Solo los contratos de suministro a largo plazo o los contratos de capacidad histórica que estuvieron vigentes durante el año de referencia y que tengan un plazo de contrato de diez (10) años o más (o fueron contratos con opciones renovables que se han ejercido, y dichos términos de opción ejercidos) más el plazo del contrato original fueron o serán, igual a un plazo de diez (10) años o más antes del año de referencia, son elegibles para ser considerados recursos de generación históricos para los propósitos de la asignación de la Etapa 1. Esto incluiría la generación que era propiedad de una LSE y luego se vendió, pero se retuvo bajo un contrato de suministro de modo que la generación fue designada para servir a la carga de manera continua durante diez (10) años o más.

El PJM realiza una Prueba de Factibilidad Simultánea para determinar el conjunto de ARR que se pueden otorgar a cada cliente de la red. PJM notifica a cada LSE sobre las adjudicaciones de ARR resultantes del proceso de asignación de la Etapa 1B. Un participante puede renunciar a cualquier parte de las adjudicaciones de ARR resultantes de la Etapa 1B del proceso de Asignación Anual de ARR antes del comienzo de la Etapa 2 del proceso de Asignación Anual de ARR, siempre que todos los ARR pendientes restantes sean simultáneamente factibles luego de la devolución de dichos ARR. Los ARR pueden negociarse, pero las transacciones deben realizarse a más tardar en la apertura de la primera ronda de la Subasta Anual de FTR y todas las transacciones son efectivas durante todo el período de planificación. Una LSE que desee negociar sus ARR debe negociar todos sus ARR asociados con una zona en particular. La carga máxima del servicio de red zonal de la LSE también se transfiere automáticamente al nuevo propietario de ARR para fines de asignación y reasignación de ARR. El nuevo propietario de ARR está entonces sujeto a la reasignación de ARR asociada con cambios en la carga máxima del servicio de red zonal de los propietarios originales. Dentro del período de planificación, a medida que la carga cambia de una LSE a otra dentro de una zona de transmisión, una parte proporcional de los ARR definidos para hundirse en la zona se reasigna de la antigua LSE a la nueva LSE. La reasignación de ARR debe iniciarse mediante una solicitud realizada por la LSE ganando carga.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

5.7.4 Asignación anual de los derechos de ingresos de subasta (ARR) Etapa 2

La segunda etapa, Etapa 2, de la asignación es un procedimiento de asignación de tres rondas. En la Etapa 2 de la Asignación Anual de ARR, los participantes presentan solicitudes de ARR para el período de planificación. Todas las solicitudes de ARR de servicio de red deben pasar una Prueba de Factibilidad Simultánea antes de recibir la aprobación de PJM y PJM puede aprobar toda, parte o ninguna solicitud de ARR en función de los resultados de la Prueba de Factibilidad Simultánea. El monto total de ARR de un participante para una zona de transmisión o zona de agregación de carga no puede exceder la carga total de la red del participante en esa zona o zona de agregación de carga. Como antes, el punto de origen de cada solicitud de ARR puede ser cualquier bus generador, concentrador o interfaz externa o zona de carga disponible para la cual el PJM calcula y publica un valor de precio de congestión del Día Anterior. El punto destino de cada solicitud de ARR debe ser la carga agregada de las LSE de la Red en el Área de Liquidación de Energía en la zona de transmisión o agregación de carga.

El PJM realiza un proceso de asignación iterativo que consta de tres rondas secuenciales, con un tercio de la capacidad ARR restante del sistema asignada en cada ronda. Los clientes de Servicio de Red y Transmisión Firme pueden ver los resultados de cada ronda de asignación antes de enviar sus solicitudes de ARR para una ronda posterior. En cada ronda del proceso de asignación de tres rondas, las solicitudes de ARR del Cliente de la Red se limitan a un tercio de la carga máxima del cliente de la Red que queda sin asignar después del proceso de asignación de la Etapa 1. Por ejemplo, si la carga máxima del cliente de la Red es de 100 MW y recibió 70 MW de ARR en la Etapa 1, entonces las solicitudes de ARR en cada ronda de la Etapa 2 se limitan a (100-70) / 3 = 10 MW.

Al final de cada ronda, el PJM notifica a cada Cliente de la red o Cliente de Transmisión Firme de los ARR que se les otorgaron como resultado de la Ronda 1. Después de ver los resultados, los Clientes de la red o Cliente de Transmisión Firme envían solicitudes de ARR para la siguiente ronda. El proceso de asignación continúa de manera iterativa durante tres rondas. En cada ronda, el personal de PJM realiza la Prueba de Factibilidad Simultánea para determinar el conjunto factible de ARR que se pueden otorgar. Si todas las solicitudes de ARR no son factibles simultáneamente, entonces se requiere un prorrateo. Si se requiere el prorrateo de los ARR debido a la inviabilidad, los ARR se asignan en proporción al valor de MW solicitado y en proporción inversa al efecto sobre la restricción vinculante. Como se ilustra en el siguiente ejemplo.

La capacidad de la línea A a B es de 50 MW.

Se presentan dos solicitudes de ARR que superan los 50 MW de capacidad de la Línea A-B:

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 5-2: Ejemplo de prorrateo de ARR

ARR #	Requested ARRs	Path	Effect per MW on Line AB	Resulting Line AB Flow Impact
#1	200 MW	A to B	.50	100 MW
#2	200 MW	C to D	.25	50 MW

Debido a que el impacto total del flujo en la Línea A-B resultante de las dos solicitudes de ARR es de 150 MW, se requiere prorrateo porque la capacidad de la Línea A-B es de solo 50 MW.

Prorated ARR Amount Awarded =
(Line Capability MW) x (Requested MW / Total Requested ARR MW) x (1/ ARR Effect per MW on Line A-B)

ARR #1 Prorated MW Awarded = *(50 MW) x (200 MW / 400 MW) x (1/.50) = 50 MW*

ARR #2 Prorated MW Awarded = *(50 MW) x (200 MW / 400 MW) x (1/.25) = 100 MW*

Al final de cada ronda, el PJM notifica a cada Cliente de Red o Cliente de Transmisión Firme los ARR que se le otorgaron. Después de ver los resultados, los Clientes de la Red o los Clientes de Transmisión Firme envían solicitudes de ARR para la siguiente ronda. El proceso de asignación continúa de manera iterativa durante tres rondas. Como antes, los ARRs asignados podrán negociarse antes de la apertura de la primera ronda de la Subasta Anual FTR sujeto a lo estipulado en la etapa 1.

5.7.5 Reasignación de los derechos de ingresos de subasta (ARR)

Los ARR asignados para el período de planificación se reasignarán de forma proporcional dentro de una zona como interruptores de carga dentro del período de planificación. A medida que la carga cambia de una LSE a otra dentro de una zona de transmisión, una parte proporcional de los ARR definidos para hundirse en la zona se reasigna de la antigua LSE a la nueva LSE. La reasignación de ARR es un proceso automático que se realiza diariamente. Los ARRs solo se reasignan de aquellas LSE que han perdido carga en una zona y tienen una posición ARR económica neta positiva en esa zona. Una LSE que pierde carga perderá MW de ARR en proporción a la cantidad de carga perdida y esta misma proporción reducirá cada ARR individual asignado a la LSE. Los ARRs se asignan inicialmente al 0,1 MW más cercano, pero se reasignan al 0,001 MW más cercano. El conjunto total de ARR a ser perdidos por las LSE que pierdan carga en una zona se reasignará a las LSE que ganen carga en la zona en proporción a la ganancia de carga MW de cada LSE en relación con la carga total desplazada en la zona.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Diariamente, los Derechos de Ingresos de Subasta se reasignan comparando la carga máxima del servicio de red de cada LSE en una zona con la carga máxima del Servicio de Red del día anterior. Cada ARR propiedad de una LSE que pierde carga se reduce en proporción a su carga perdida. Los ARRS perdidos se reasignan luego a las LSE que ganan carga en proporción a su ganancia relativa.

5.7.6 Nuevos Recursos de la Etapa 1

Un usuario del servicio de red puede solicitar la adición de nuevos recursos de etapa 1 a la lista de recursos de etapa 1 si la capacidad de los recursos históricos para una zona es menor que la carga base zonal. Dichas solicitudes están sujetas a pruebas de viabilidad simultáneas y se limitan a recursos de generación que sean propiedad de la parte solicitante o sujetos a contratos de energía firme y capacidad de diez años o más que se hayan ejecutado para atender cargas elegibles para los ARR de la etapa 1A y permanezcan en vigor por un plazo mínimo de diez años.

Las pruebas de factibilidad simultáneas para nuevas solicitudes de recursos de la etapa 1 garantizarán que las solicitudes de un nuevo recurso base no aumenten el flujo de MW en las instalaciones vinculantes en la asignación ARR actual o en asignaciones futuras de la etapa 1a y no causen que el flujo de MW exceda las clasificaciones aplicables en cualquier conjunto de condiciones. Una Prueba de Factibilidad Simultánea de nuevas solicitudes de recursos de la etapa 1 evaluará la viabilidad de las solicitudes con todos los ARR de las etapas 1 y 2 existentes modelados como pares fijos de inyección-retirada. Solo las solicitudes de nuevos recursos de la etapa 1 que se reciban antes del 1 de noviembre se procesarán para la próxima asignación anual de ARR y se considerarán presentadas simultáneamente y se evaluarán al mismo tiempo.

5.7.7 Recursos Alternativos para la Etapa 1

Un usuario de servicio de red puede reemplazar uno o más de sus recursos existentes de la etapa 1 y su cantidad de MW asociada de ARR con un recurso alternativo. Dichas solicitudes están sujetas a las pruebas de factibilidad simultáneas que se describen a continuación y se limitan a recursos de generación que sean propiedad de la parte solicitante o sujetos a contratos de energía firme y capacidad de diez años o más que se hayan ejecutado para atender cargas elegibles para los ARR de la etapa 1A y que permanezcan vigente por un plazo mínimo de diez años. Las pruebas de viabilidad simultáneas para las solicitudes de recursos alternativos de la etapa 1 garantizarán que, en relación con el recurso existente, el recurso base alternativo no consuma una mayor cantidad de capacidad de transmisión en las instalaciones vinculadas en la asignación ARR actual o futuras asignaciones de la etapa 1A, y no permita que los flujos de MW excedan las clasificaciones aplicables en cualquier otra instalación. Una Prueba de Factibilidad Simultánea de solicitudes de recursos alternativas de la etapa 1 evaluará la viabilidad de las solicitudes con todos los ARR de las etapas 1 y 2 existentes modelados como pares fijos de inyección-retirada. Basado en el modelo de asignación de 10 años con todos los ARR elegibles de la etapa 1 para cada año, incluido el crecimiento de la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

carga base para cada año. La cantidad de MW que se pueden nominar a partir del recurso alternativo no puede exceder la cantidad de ARR de la etapa 1 original adjudicada asociada con el recurso de la etapa 1 original. Solo las solicitudes de nuevos recursos de la etapa 1 que se reciban antes del 1 de noviembre se procesarán para la próxima asignación anual de ARR y se considerarán presentadas simultáneamente y se evaluarán al mismo tiempo. Si el usuario del servicio de red acepta la cantidad de MW de ARR asociados con el recurso alternativo según lo establecido por la Prueba de Factibilidad Simultánea, el recurso alternativo reemplazará el recurso existente relevante de la etapa 1 a partir de la siguiente Asignación Anual de ARR. De lo contrario, el recurso original de la etapa 1 seguirá vigente.

5.7.8 Asignación de Derechos Incrementales de Ingresos de Subasta (IARR)

5.7.8.1 IARR de Interconexión Mercante y de Generación

A los proyectos de expansión de transmisión asociados con la interconexión de nueva generación y a los proyectos de expansión de transmisión mercante se les asignarán ARR incrementales en un proceso de asignación de tres rondas en el que el cliente solicita ARR incrementales para tres pares de combinaciones punto a punto (una combinación punto a punto se solicita por ronda). En cada ronda, se asignará al solicitante un tercio de los ARR incrementales puestos a disposición por el proyecto de expansión. Después de cada una de las rondas uno y dos, el solicitante puede aceptar los ARR incrementales asignados o rechazarlos. La aceptación de la asignación eliminará los ARR incrementales asignados de la disponibilidad en las próximas rondas. El rechazo de la asignación dará como resultado que el ARR incremental esté disponible para la siguiente ronda. La asignación de ARR incremental realizada en la tercera ronda será definitiva y vinculante. La asignación final y vinculante de Derechos de Ingresos Incrementales de Subasta para una combinación punto a punto solicitada en cada ronda no será en ningún caso inferior a un tercio del 80% ni superior a un tercio del 100% de la estimación no vinculante de Derechos incrementales de ingresos de subasta para esa combinación punto a punto que se proporcionó al Nuevo Cliente del Servicio.

Los ARR incrementales serán efectivos durante treinta años o durante la vida útil de la instalación o actualización, lo que sea menor. En cualquier momento durante este período de treinta años, en lugar de continuar con este ARR de treinta años, el Cliente de Interconexión tendrá la opción única de cambiar a un mecanismo opcional, mediante el cual, anualmente, el cliente tiene la opción de solicitar un ARR durante el proceso de Asignación Anual de ARR entre la misma fuente y destino, sujeto a factibilidad simultánea. Una vez elegida esta opción, el Cliente de Interconexión debe solicitar el ARR incremental durante cada ventana de inscripción de ARR anual para el próximo período de planificación. Si no se realiza ninguna solicitud, se perderá el ARR incremental para ese período de planificación. En cualquier momento durante este período de treinta años, un Cliente de Interconexión puede devolver los ARR incrementales que ya no desee en cualquier momento, siempre que todos los ARR

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

pendientes restantes puedan satisfacerse simultáneamente después de la devolución de dichos ARR. En caso de que un Cliente de Interconexión devuelva ARR Incrementales, el Cliente de Interconexión no tendrá más derechos con respecto a dichos ARR Incrementales.

5.7.8.2 IARR para Planes Regionales de Expansión de la Transmisión (RTEP) y Actualizaciones Opcionales

Los IARR se asignarán a cualquier mejora del RTEP cuyos costos nazcan a nivel regional. Los IARR creados por dichos proyectos o actualizaciones electivas se asignarán a los Clientes Responsables en proporción a la participación de cada Cliente Responsable en el proyecto o costo de actualización. El método de cálculo detallado de IARR para RTEP y actualizaciones electivas se describe en el Manual PJM 06 disponible en: https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m06.ashx .

Los IARR entran en vigencia el primer día del primer mes en que se incluye la actualización en el modelo del sistema de transmisión para la subasta de FTR mensual. Como antes, los ARR incrementales serán efectivos durante treinta años o durante la vida útil de la instalación o actualización, lo que sea menor.

Para los IARR que entren en vigor al comienzo de un año de planificación, su valor se determinará de manera idéntica al de los ARR asignados anualmente, con base en los precios nodales de la subasta FTR anual. Si los IARR entran en vigor durante un año de planificación, entonces su valor para cada mes restante en ese año de planificación se basará en los resultados de las subastas mensuales de FTR. A partir de entonces, para cada año de planificación, el valor de los IARR se determinará de forma idéntica al de los ARR asignados anualmente, sobre la base de los precios nodales de la subasta anual de FTR.

5.7.9 Subastas de FTR

5.7.9.1 Descripción general

A lo largo del año, el PJM supervisa el proceso de compra y venta de FTR a través de las Subastas de FTR. Los Participantes del Mercado compran FTR participando en Subastas de FTR a Largo Plazo, Anuales y Mensuales.

FTR a largo plazo - el PJM lleva a cabo un proceso de FTR a largo plazo para vender y comprar FTR a través de un proceso de múltiples rondas para FTR con una duración de tres períodos de planificación consecutivos inmediatamente después del Período de planificación durante el cual se lleva a cabo la Subasta de FTR a largo plazo. La capacidad ofrecida para la venta en las Subastas FTR de Largo Plazo será la capacidad residual del sistema después de asumir que todos los ARR asignados en el proceso de asignación de ARR inmediatamente anterior se autoprograman en los FTRs y se modelan como inyecciones y retiros fijos en las Subastas de FTR de Largo Plazo. La

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Subasta FTR a Largo Plazo es una subasta de múltiples rondas que consta de tres rondas. En cada ronda se otorga 1/3 de la capacidad factible de FTR disponible. Los FTR que se compren en una ronda podrán ponerse a la venta en rondas posteriores. El modelo de subasta FTR a largo plazo incluye todas las actualizaciones.

Está previsto que entre en servicio el 30 de junio o antes del primer Período de Planificación dentro del período de tres años cubierto por la subasta. Las mejoras de transmisión que se modelarán para este propósito solo incluirán aquellas actualizaciones que, individualmente o en conjunto, tengan un impacto del 10% o más en la congestión de la transmisión en una restricción individual o restricciones con una congestión de $5 millones de dólares o más que afecten una ruta de congestión común. Las mejoras de transmisión modeladas para este propósito se modelan en las subastas FTR de largo plazo posteriores.

Subasta Anual de FTR - La Subasta Anual de FTR ofrece a la venta la capacidad completa de la transmisión que está disponible en el sistema PJM anualmente. La Subasta Anual FTR es una subasta de múltiples rondas que consta de cuatro rondas. En cada una de las cuatro rondas se adjudica el 25% de la capacidad de FTR factible de todo el sistema PJM. Los FTR que se compren en una ronda podrán ponerse a la venta en rondas posteriores.

Subastas Mensuales de FTR - En cada mes calendario, las subastas mensuales de FTR proporcionan un método para subastar la capacidad de FTR residual que permanece en el Sistema de Transmisión del PJM después de que se lleva a cabo la subasta FTR anual y a largo plazo. Las Subastas Mensuales de FTR son subastas de ronda única, donde se adjudica la capacidad residual de FTR. Las Subastas Mensuales de FTR también brindan a los Participantes del Mercado la oportunidad de ofrecer a la venta cualquier FTR que posean actualmente. Un participante de la subasta debe ser propietario de cualquier FTR que se ofrezca a la venta (no ventas al descubierto). En las Subastas Mensuales de FTR, los Participantes del Mercado podrán ofertar para comprar u ofrecer vender FTR que cubran, ya sea un mes para cualquiera de los próximos tres meses restantes en el período de planificación o tres meses para cualquiera de los trimestres restantes en el período de planificación con algunas más restricciones de superposiciones que se especifican en el Manual PJM 06.

El mecanismo de asignación de las Subastas FTR maximizará el valor cuota de los FTRs adjudicados en cada subasta. Los ingresos de la Subasta Anual de FTRs se distribuyen a los titulares de ARR. Todos los ingresos de las subastas mensuales y a largo plazo se asignan primero entre los titulares de ARR en proporción a las deficiencias del titular en la Subasta Anual de FTR. Cualquier ingreso mensual de subasta restante después de esta asignación se trata como exceso de cargos de congestión y se distribuye a partir de la Etapa 2 como se describe en la sección "Acuerdos de Mercado". Los FTR se adjudican en las Subastas de FTR como opciones u obligaciones para las subastas de FTR anuales y mensuales y obligaciones únicamente para las subastas de FTR de Largo Plazo. Los productos FTR están disponibles para horas punta, horas valle y las 24 horas. Los FTR

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

adquiridos en las Subastas de FTR dan derecho a su titular a créditos (u obligaciones de débito) por cargos por congestión de transmisión durante el plazo y período de validez del FTR. Protegen al titular del FTR contra pagos por congestión cuando el suministro de energía es consistente con la definición del FTR. Sin embargo, los FTR no protegen a sus tenedores contra el pago de pérdidas.

Las fuentes y destinos de FTR válidos en las subastas se limitan a aquellos designados por el PJM y para los cuales se está calculando y publicando un LMP. La lista de fuentes y destinos disponibles para cada subasta se publica antes del inicio de la ventana de oferta. Solo un subconjunto de las rutas son elegibles para las opciones FTR en las subastas de FTR anuales y mensuales para evitar posibles problemas de desempeño en la compensación de la subasta. Las Opciones FTR no están disponibles en las Subastas de FTR a Largo Plazo. Los FTR en todas las subastas de FTR pueden designarse desde buses de inyección fuera del PJM y lugares de retiro fuera del PJM o buses con inyecciones y retiros dentro del PJM. En la Subasta Anual FTR, un titular de ARR puede autoprogramar una Obligación FTR (hasta el monto de reserva de MW de ARR) en la subasta Anual FTR como una oferta de compra de subasta de “precio-aceptador”. El FTR autoprogramado debe tener exactamente los mismos puntos de origen y destino que el ARR. Esta función solo se puede utilizar en la Ronda 1 y debe ser para un producto con obligación FTR de 24 horas. El 25% del monto de MW autoprogramado en la Ronda 1 se liquidará en cada ronda. En todas las subastas de FTR, los FTR se pueden reconfigurar, lo que significa que la subasta de FTR no solo permite a los participantes del mercado comprar los FTR ofrecidos en la subasta por los vendedores, sino que también permite a los compradores comprar FTR que son diferentes de cualquiera de los FTR ofrecidos en la subasta por vendedores. En las subastas se permiten cotizaciones con un precio de oferta de $0. Sin embargo, no se otorgarán ofertas de $0 en rutas con un precio de equilibrio de $0 para evitar posibles problemas de rendimiento del algoritmo de compensación del mercado (debido a la degeneración).

5.7.9.2 Despeje de la Subasta

Las cotizaciones ganadoras están determinadas por el conjunto de FTR simultáneamente factibles con el valor total de subasta más alto, según lo determinado por las ofertas de los compradores y teniendo en cuenta los precios de reserva de los vendedores. Para garantizar la factibilidad, se monitorea cada restricción para detectar violaciones de límites mediante la realización del peor de los casos de las Opciones FTR otorgadas. Por lo tanto, se ignora el contraflujo creado por una opción FTR.

La valoración de los FTR adjudicados en las subastas se basa en las ofertas presentadas en cada Subasta de FTR. Por lo tanto, el conjunto de ofertas que maximiza el valor basado en ofertas de los FTR adjudicados a los Participantes del Mercado que los recibirían es el conjunto ganador. Esto garantiza que el PJM otorgue el conjunto de FTR y los asigne entre los participantes de la subasta de tal manera que se maximice el valor de la utilización de la transmisión. El algoritmo de optimización determina los precios nodales de equilibrio del mercado en cada nodo y los precios sombra correspondientes

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

en todas las restricciones vinculantes. Los precios de equilibrio del mercado para las obligaciones FTR (ya sean compradas o vendidas) pueden calcularse directamente a partir de los precios nodales. Específicamente, el precio de equilibrio de una Obligación FTR de A a B es igual al precio nodal en el bus B menos el precio nodal en el bus A y es el negativo del precio de equilibrio de una Obligación FTR de B a A. Esto no es cierto para las Opciones FTR ya que los precios de equilibrio de las Opciones FTR nunca son negativos. El precio de equilibrio de una Opción FTR es una función del precio sombra de cada restricción vinculante y no puede calcularse directamente a partir de los precios nodales. Específicamente, el precio de equilibrio de una opción FTR del punto A al punto B se calcula como la suma de los factores de desplazamiento correspondientes en todas las líneas de transmisión vinculantes en la dirección del flujo multiplicada por los precios sombra correspondientes en estas líneas.

Además de las subastas de FTR, el PJM opera mercados secundarios de negociación de FTR que permiten y facilitan la negociación bilateral de FTR existentes entre participantes del mercado. Un sistema de pizarra de anuncios, llamado Center FTR, permite unicamente el comercio de FTR existentes, opciones y obligaciones (pero no permite conversiones ni reconfiguraciones). También se permite el comercio independiente, pero el PJM no puede ajustar la facturación de los miembros para reflejar dichos cambios de propiedad.

5.7.10 Liquidaciones de Mercado de los Ingresos de Subastas de FTR a ARR

Los ingresos de las Subastas de FTR anuales, mensuales y de largo plazo se distribuyen a los tenedores de ARR en proporción (pero sin exceder) el valor económico de los ARR en comparación con los precios de equilibrio de la Subasta Anual de FTR para las Obligaciones FTR de cada ronda proporcionalmente. Los ingresos de las subastas de FTR a largo plazo asociados con FTR que cubren múltiples Años de Planificación se distribuirán equitativamente en cada período de planificación durante el plazo efectivo del FTR. Los ingresos excedentes después de la distribución a los tenedores de ARR se utilizarán para financiar cualquier déficit en las asignaciones objetivo de FTR durante el período de planificación. Estos fondos se contabilizan mensualmente como Cargos por Exceso de Congestión y se distribuyen con otros Cargos por Exceso de Congestión según se describe en la Sección titulada “Distribución de Cargos por Exceso de Congestión de Transmisión” del Manual PJM 06.

Las liquidaciones a ARR se basan en los precios de equilibrio de cada ronda de la Subasta Anual de FTR. El monto del crédito que el titular de ARR debe recibir para cada ronda es igual al monto de MW del ARR (dividido por el número de rondas) multiplicado por la diferencia de precio desde el punto de entrega de ARR hasta el punto de origen de ARR:

$$\text{ARR Target Allocation} = \textit{ARR MWs} / \textit{\# of Rounds} * (LMP_{Delivery} - LMP_{Source})$$

Los valores de LMP en el cálculo anterior son resultados de las Obligaciones FTR de la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

ronda correspondiente de la Subasta Anual FTR. La asignación de objetivos de ARR puede ser positiva o negativa. Un ARR puede ser un beneficio o un pasivo para el titular dependiendo de la dirección de la congestión de la transmisión en el análisis de la subasta anual. Si se recaudan fondos suficientes en las subastas FTR anuales y mensuales para satisfacer todas las asignaciones objetivo de ARR, entonces los créditos ARR = asignaciones objetivo de ARR para todos los titulares de ARR. Los Créditos ARR pueden prorratearse proporcionalmente si no se recaudan suficientes ingresos anuales y mensuales de la subasta FTR para cubrir todos los créditos ARR. Si los créditos ARR se prorratean, la diferencia entre las asignaciones objetivo de ARR y los créditos ARR se denominan deficiencias ARR. Las deficiencias de ARR pueden financiarse mediante cargos anuales por exceso de congestión. Las liquidaciones de la Subasta Anual FTR y las correspondientes liquidaciones de ARR se realizan diariamente.

5.7.10.1 Liquidación de FTR

La asignación objetivo de crédito por congestión de transmisión es la cantidad de crédito que el titular de un FTR debe recibir en cada hora restringida debido al valor de un FTR. El PJM determina una asignación objetivo de Créditos por Congestión de Transmisión para cada hora para cada FTR, que está determinada por la cantidad de megavatios de FTR multiplicada por la diferencia en el LMP del día por hora por delante entre los buses fuente y destinos. Si la fuente o el destino es una zona agregada, el cálculo utiliza un promedio ponderado de carga.

Cualquier derecho de transmisión con ingresos deficientes (ARR o FTR) que quede al final del Período de planificación se satisface mediante un crédito de aumento de derechos de transmisión, cuyos costos se asignan como cargos a los titulares de FTR de forma prorrateada de acuerdo con su objetivo de asignación de posesión de FTR neto, en relación con las posiciones de asignación objetivo de FTR netas totales de todos los titulares de FTR en el Mercado de Energía de Intercambio del PJM. Una entidad con una posición de asignación objetivo de FTR neta negativa no está sujeta a cargos de asignación de aumento de derechos de transmisión y está excluida de los cálculos del cargo de aumento.

5.7.11 Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT)

La Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT) es una prueba de viabilidad de mercado realizada por el PJM que proporciona la adecuación de los ingresos al garantizar que el Sistema de Transmisión pueda soportar el conjunto suscrito de FTR o ARR durante las condiciones normales del sistema. Si los FTR o ARR pueden soportarse en condiciones normales del sistema y se produce congestión, el PJM recaudará suficientes cargos por congestión para cubrir los créditos de FTR o ARR, convirtiéndose así en ingresos adecuados. El propósito de la SFT es preservar el valor económico de los FTR o ARR para los tenedores garantizando que todos los FTR o ARR otorgados puedan ser honrados. Se ejecuta una SFT por cada ARR o FTR solicitado. La SFT utiliza un modelo de flujo de potencia DC que modela las reservas de transmisión firmes solicitadas y la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

topología de red esperada durante el período analizado. No es una prueba de confiabilidad del sistema y no pretende modelar las condiciones operativas actuales del sistema. Los FTR y ARR para el servicio firme punto a punto se modelan como generación en los puntos de inyección y carga en los puntos de entrega (destino). Los FTR y ARR para el servicio de integración de red se modelan como un conjunto de generadores en el punto de origen y una carga de red en el punto de entrega (destino). Las SFT se ejecutan durante períodos de análisis anuales, mensuales y semanales, cuando se presentan cambios en los recursos de la red y durante la determinación de las ofertas ganadoras para la Subasta FTR Anual y la Subasta FTR Mensual.

Las entradas al modelo SFT incluyen todos los FTR y ARR recientemente solicitados para el período de estudio, todos los FTR y ARR existentes para el período de estudio, cronogramas de interrupción de las líneas de transmisión, límites operativos térmicos para las líneas de transmisión, que se espera que duren 2 meses o más, se incluyen en la determinación de viabilidad simultánea para la Subasta Anual del FTR del PJM, y las interrupciones de cinco días o más se incluyen en la determinación de viabilidad simultánea para las subastas mensuales de FTR. También se incluyen las interrupciones de menor duración que, según se determina mediante el análisis del PJM, probablemente causen insuficiencia de ingresos de FTR si no se modelan. Las determinaciones Simultáneas de Viabilidad tienen en cuenta las interrupciones basadas en suposiciones razonables sobre la configuración y la disponibilidad. La SFT evalúa la capacidad de todas las instalaciones del sistema para permanecer dentro de las clasificaciones normales durante un período de operación normal y prolongado, manteniendo al mismo tiempo un perfil de voltaje general aceptable del sistema. El sistema también debe ser capaz de soportar cualquier evento de contingencia individual con todas las instalaciones del sistema permaneciendo dentro de las clasificaciones de emergencia aplicables a corto plazo, manteniendo al mismo tiempo un perfil de voltaje general aceptable y una caída máxima de voltaje del sistema general del cinco por ciento. Para garantizar la viabilidad, cada restricción es monitoreada para detectar violaciones de límites mediante la combinación del peor de los casos de opciones y obligaciones FTR otorgadas. Por lo tanto, se ignora el contraflujo creado por una opción FTR.

5.8 Descripción General de la Adecuación de los Recursos y el Mercado de Capacidad

El Mercado de Capacidad del PJM está diseñado para garantizar la disponibilidad adecuada de los recursos necesarios a los que se puede recurrir para garantizar la confiabilidad de la red. En el PJM, la estructura del Mercado de Capacidad, ya sea a través del Modelo de Fijación de Precios (RPM) que consiste en una Subasta Residual Base y tres Subastas Incrementales para un Año de Entrega o la Alternativa de Requerimiento de Recursos Fijos (FRR), proporciona información transparente para permitir señales futuras del Mercado de Capacidad para apoyar la inversión en infraestructura. El diseño del mercado de capacidad proporciona un mecanismo avanzado para evaluar los requisitos actuales de confiabilidad de manera transparente

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para brindar oportunidades de generación, respuesta a la demanda, eficiencia energética, demanda sensible al precio y soluciones de transmisión.

El modelo de fijación de precios de confiabilidad (RPM) está diseñado para alinear el precio de la capacidad con los requisitos de confiabilidad del sistema y proporcionar información transparente a todos los participantes del mercado con suficiente anticipación para una respuesta procesable a la información. Los elementos básicos del RPM son:

- Precios de capacidad local que reconocen las diferencias de ubicación en los requisitos y la disponibilidad de recursos.
- Mecanismo de Requisitos de Recursos Variables para ajustar el precio según el nivel de recursos adquiridos
- Comisionamiento futuro de suministro por generación, recursos de demanda, recursos de eficiencia energética y actualizaciones de transmisión calificadas aprobados en una estructura de subasta múltiple
- Un mecanismo de Respaldo de Confiabilidad para garantizar que haya suficientes soluciones de generación, transmisión y respuesta a la demanda disponibles para preservar la confiabilidad del sistema.

El Mercado de Capacidad del PJM también contiene un método alternativo de participación, conocido como Alternativa de Requisito de Recursos Fijos (FRR). La Alternativa de Requisito de Recursos Fijos proporciona a una Entidad de Servicio de Carga (LSE) la opción de presentar un Plan de Capacidad FRR y cumplir con un requisito de recursos de capacidad fija como alternativa al requisito de participar en el RPM, que incluye un requisito de recursos de capacidad variable.

El diseño actual del Mercado de Capacidad reconoce dos tipos de productos para Recursos de Capacidad, Recursos de Rendimiento de Capacidad y Recursos de Capacidad Base. El diseño del Mercado de Capacidad también incluye la capacidad de ofrecer Recursos de Rendimiento de Capacidad Estacional. El algoritmo de optimización del despeje de mercado está diseñado para asignar cantidades iguales de ofertas de venta de capacidad estacional compensadas, creando así un Comisionamiento de capacidad anual al hacer coincidir un recurso de rendimiento de capacidad del período de verano con un recurso de rendimiento de capacidad del período de invierno.

La participación de las Entidades de Servicio de Carga (LSE) en el RPM para la carga servida en la región PJM es obligatoria, excepto aquellas LSE que hayan elegido la Alternativa de Requisito de Recursos Fijos (FRR) y hayan presentado un Plan de Capacidad FRR aprobado para su carga servida en una Area de Servicio FRR. Bajo el RPM, cada LSE que sirve carga en una zona del PJM durante el Año de Despacho será responsable de pagar un Cargo por Confiabilidad de Ubicación igual a su Obligación de Capacidad Diaria No Forzada en la zona multiplicado por el Precio de Capacidad Final de Zona aplicable a esa zona. Las LSE pueden optar por cubrir sus obligaciones de Cargos por Confiabilidad Local ofreciendo y compensando directamente recursos en la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Subasta Residual Base y Subastas Incrementales o autoabasteciendo recursos para cubrir su obligación en la Subasta de Base residual. Dicha acción puede compensar total o parcialmente los Cargos por Confiabilidad de Ubicación de una LSE durante el Año de Despacho.

Los proveedores de recursos con Recursos de Capacidad de Generación Existente, Recursos de Capacidad de Generación Planificados, contratos bilaterales para Recursos de Capacidad específicos de la unidad, Recursos de Demanda existentes, Recursos de Demanda Planificada, Recursos de Eficiencia Energética, proveedores de PRD y Mejoras de Transmisión Calificadas pueden participar en el Mercado de Capacidad del PJM, ya sea en el RPM o el requisito de recursos fijos (FRR). La Participación es obligatorio para recursos proveedores con: Capacidad No Forzada Disponible proveniente de Recursos de Capacidad de Generación Existente situado dentro del área de mercado del PJM; o contratos Bilaterales para Recursos de Capacidad de Unidades Específicas Disponible que son Recursos de Capacidad de Generación Existentes ubicados dentro del área de mercado de PJM. La Generación se considera existente a los efectos de los requisitos de oferta obligatoria y las disposiciones de mitigación cuando la generación esté: (a) en servicio al comienzo de una subasta de RPM o (b) no todavía en servicio, pero que tiene invalidada una Subasta de RPM para cualquier Año de entrega anterior.

5.8.1 El modelo RPM

El modelo RPM es el constructo de adecuación de recursos del PJM que garantiza Recursos de Capacidad, incluida Recursos de Capacidad de Generación planificada, Recursos de Eficiencia Energética y Recursos de Demanda planificados y existentes para brindar un servicio confiable a las cargas dentro de la Región del PJM. El RPM proporciona una señal de precios a largo plazo para los Recursos de Capacidad y las obligaciones de la LSE, que es consistente con el proceso de planificación de expansión de transmisión regional del PJM. El RPM es una estructura de subasta múltiple para la adquisición de recursos de generación y Comisionamientos de la PRD para satisfacer las obligaciones de capacidad no forzada de regiones. Esto Incluye un Subasta Residual Base, Subastas Incrementales y un Mercado Bilateral.

- La Subasta de Base Residual se realiza tres (3) años previo al comienzo del Año de Despacho.
- Al menos tres subastas incrementales son llevadas a cabo después de la Subasta de Base Residual para ajustar Comisionamientos de recursos hacia arriba o hacia abajo según sea necesario, para satisfacer potenciales cambios en la dinámica del mercado que se conocen antes del comienzo del Año de Despacho.
- El mercado bilateral proporciona a los proveedores de recursos una oportunidad para cubrir cualquier falta de Comisionamiento de subasta. El mercado bilateral también provee al LSE la oportunidad de protegerse contra el Cargo por

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Confiabilidad de Ubicación. El mercado bilateral se facilita a través de un sistema de Intercambio de Capacidad.

5.8.2 Adecuación de Recursos

El propósito de la adecuación de recursos del RTO es determinar la cantidad de recursos de capacidad necesarios para atender la carga prevista y satisfacer el criterio de confiabilidad del PJM. El PJM realiza una evaluación de la adecuación de los recursos cada año durante un período futuro de once años. El análisis considera la incertidumbre en el pronóstico de carga, las interrupciones forzadas de los Recursos de Capacidad de Generación, así como las interrupciones planificadas y de mantenimiento. Los estudios se realizan utilizando los valores de capacidad instalada de los recursos. El valor de confiabilidad de un recurso depende de dos variables: la capacidad instalada del recurso y una medida de la probabilidad que un recurso no esté disponible debido a cortes forzados o reducciones de clasificaciones forzadas. El criterio de fiabilidad está basado en la Pérdida De Carga Esperada (LOLE) no excediendo una ocurrencia en diez años. El requisito de recursos para cumplir el criterio de confiabilidad se expresa como el Margen de Reserva Instalado (IRM) como porcentaje de la carga máxima prevista.

El proceso de determinación del Margen de Reserva Instalado (IRM) que cumple con el criterio de confiabilidad del PJM supone que la transmisión interna del RTO es adecuada y que cualquier generación puede entregarse a cualquier carga sin restricciones de transmisión. Este proceso ayuda a determinar el IRM mínimo posible para el RTO. A esto le sigue un análisis de Capacidad de Entrega de Carga donde el RTO es dividido en 27 Areas de Entregabilidad Local (LDA). El análisis determina la capacidad de importación de transmisiones necesario para cada LDA para cumplir el criterio de fiabilidad de área fiabilidad de la Expectativa de Pérdida de Carga de una ocurrencia en 25 años. Este requisito de capacidad de importación se denomina Transferencia Objetivo de Capacidad de Emergencia (CETO), expresado en megavatios y valorado como capacidad no forzada.

Cuando un mercado de capacidad no tiene la capacidad de fijar el precio de la capacidad según la ubicación, todos los recursos del mercado se valoran por igual. Cuando esto ocurre, es posible tener reservas excedentes en el RTO y precios de capacidad relativamente bajos. Esta señal del mercado resultará en retiros de capacidad de generación. En algunas áreas de la RTO, estos retiros generarán violaciones. Estas condiciones indicarán que se requiere reconocer un mayor valor de los recursos en ubicaciones restringidas para incentivar que la capacidad de generación existente permanezca en servicio, y que se construya nueva capacidad en forma de recursos de generación, recursos de demanda, recursos de eficiencia energética o actualizaciones comerciales de transmisión. Una de las características clave del RPM es el reconocimiento del valor local de la capacidad. Las restricciones de ubicación son limitaciones localizadas de capacidad de importación dentro del PJM que son causadas por limitaciones de las instalaciones de transmisión o limitaciones de voltaje que se identifican para un Año de Despacho en la Planificación de Expansión de Transmisión

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Regional del PJM.

5.8.3 Requisito de Recursos Variables (VRR)

La Curva de Requisito de Recursos Variables (VRR) es una curva de demanda utilizada en el despeje de la Subasta Residual Base que define el precio para un nivel determinado de Comisionamiento de Recursos de Capacidad en relación con el requisito de confiabilidad aplicable. Las curvas de requisitos de recursos variables se definen para la región PJM y cada una de las LDA restringidas dentro de la región PJM. El propósito del concepto de Requisito de Recursos Variable es reconocer el valor del exceso de recursos por encima del requisito de confiabilidad y proporcionar ingresos a los recursos. El precio del requisito de recursos variables es mayor cuando los recursos son menores que el requisito de confiabilidad y menor cuando los recursos se encuentran en exceso. La Curva de Requisito de Recursos Variables para la región PJM está basada en un nivel objetivo (es decir, el Requisito de Fiabilidad Regional del PJM), Costo de Entrada Nueva, e Ingresos Neto de Energía & por Servicios complementarios (E&AS). La Figura 5-15 a continuación ilustra una curva VRR típica.

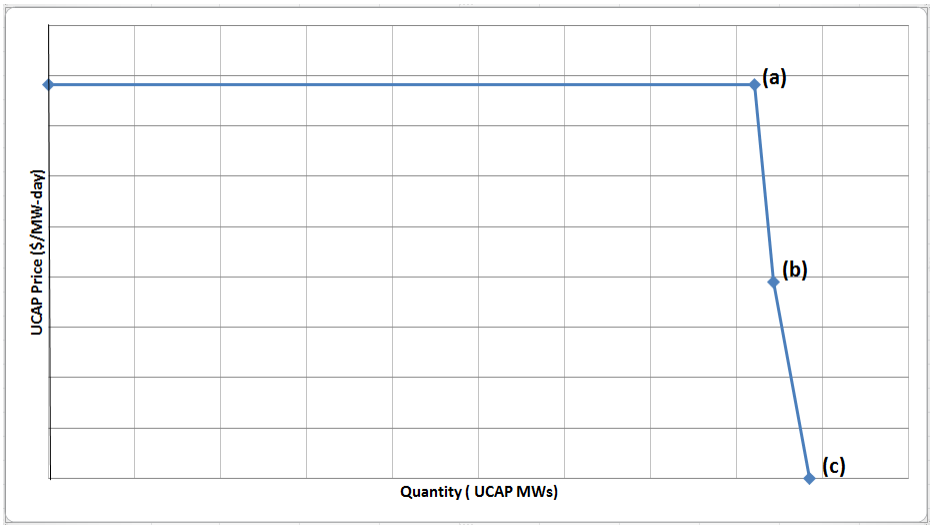


Figura 5-15: Ejemplo ilustrativo de la curva de Requisitos de Recursos Variables

La Primera, Segunda y Tercera Subasta incremental proporcionan un foro para proveedores de capacidad para comprar capacidad de reemplazo, y un medio para que el PJM ajuste los niveles de capacidad previamente comprometidos debido a aumentos o disminuciones en los requisitos de confiabilidad. La curva de demanda en estas subastas se construirá en base a una combinación de ofertas de compra presentadas por los participantes del mercado y u ofertas de compras, para cualquiera, enviado por el PJM.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

5.8.4 Recursos de Demanda en el Mercado de Capacidad del PJM

5.8.4.1 Recursos de Gestión de Carga

Tanto los Recursos de Demanda Existentes como los Planeados pueden participar en las Subastas de RPM o comprometerse con el Plan de Capacidad de FRR. Los Recursos de Demanda Existentes son aquellos MW sobre un recurso de demanda identificado en un proceso de preinscripción en el sistema de Intercambio de Capacidad previo a la Subasta de RPM. Los valores DR nominados (en MW) asociados con los sitios de clientes de uso final que el Proveedor de Servicios de Reducción (CSP) tiene bajo contrato para el Año de Despacho actual y que el CSP pretende tener bajo contrato para el Año de Despacho de la subasta se consideran MW Existentes.

Los Recursos de Demanda Planificada se definen como recursos que actualmente no tienen la capacidad de proporcionar una reducción de la demanda o de controlar la carga en PJM, pero que está programado para ser capaz de proporcionar dicha reducción o control en o antes del inicio del Año de Despacho. Los Recursos de Demanda Planificados son aquellos MW sobre un recurso de demanda que el CSP pretende ofrecer en la subasta de RPM o comprometerse con un plan de capacidad FRR que excede los MW existentes del CSP sobre dicho recurso de demanda. Un proveedor de recursos puede ofrecer recursos de demanda (planificados o existentes) asociados con la generación propia (Behind the meter) durante un año de despacho completo en las subastas base residual o incremental. Si la oferta de DR se liquida en una subasta de RPM para un Año de Despacho determinado, la operación de generación propia (Behind the meter) no se puede compensar (o netear) de la carga a los efectos de calcular las Contribuciones de Carga Máxima para el Año de Despacho posterior. Recursos de Demanda ofrecidos y compensados en una Base Residual o la subasta incremental recibirán el Precio de equilibrio de Recursos específico del producto LDA correspondiente determinado por el algoritmo de optimización.

5.8.4.2 Demanda Sensible al Precio

El desarrollo y la implementación de tarifas minoristas dinámicas y diferenciadas en el tiempo, junto con la inversión de servicios públicos en infraestructura de medición avanzada (AMI), ha llevado a que una cantidad cada vez mayor de carga en el PJM responda a los cambios en los precios mayoristas. A través de tecnología habilitadora y cambios de comportamiento, los consumidores modifican su demanda a medida que cambian los precios sin ser despachados centralmente por PJM ni ofertar reducciones de la demanda en los mercados del PJM. Dado el vínculo entre las estructuras dinámicas de tarifas minoristas y los precios mayoristas, esta capacidad de respuesta de los precios es predecible y debe tenerse en cuenta en el diseño y las operaciones del mercado mayorista.

Esta reducción predecible del consumo en respuesta a los cambios en los precios mayoristas se conoce como Demanda Sensible al Precio (PRD). En el Mercado de Capacidad del PJM, un Proveedor de PRD puede voluntariamente asumir un

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

comisionamiento firme de la cantidad de Demanda Sensible al Precio que reducirá su consumo en respuesta al precio de la energía en tiempo real durante un Año de Despacho.

Para comprometer una PRD para un Año de Despacho, un Proveedor de PRD debe presentar un Plan de PRD antes de la Subasta de Base Residual o la Tercera Subasta Incremental para dicho Año de Despacho, que demuestre al PJM la satisfacción que la cantidad máxima nominada de demanda sensible al precio estará disponible al comienzo del Año de Despacho. Las PRD adicionales pueden participar en la Tercera Subasta Incremental solo en el caso y en la medida en que el pronóstico de carga máxima final de la LDA para el Año de Despacho aumente en relación con el pronóstico de carga máxima preliminar de la LDA utilizado para la Subasta Residual Base.

Un Proveedor de PRD que esté comprometiendo PRD en una Subasta Residual Base o Tercera Subasta Incremental también debe presentar una elección de PRD en el sistema de Intercambio de Capacidad que indique el Valor Nominal de la PRD en MW que el Proveedor de PRD está dispuesto a comprometer a diferentes precios de reserva ($/MW-día). La elección de la PRD por parte de los Proveedores de PRD resultará en un cambio en la forma de las Curvas RTO/LDA VRR utilizadas en las Subastas de RPM. Con base en las elecciones del PRD y el Precio de equilibrio de Recursos en la Subasta de RPM, el PJM determinará el Valor Nominal de la PRD comprometida por cada Proveedor de PRD. Aquellos Proveedores de PRD que optaron por proporcionar PRD a precios de reserva iguales o menores que el Precio de equilibrio de Recursos tendrán el valor correspondiente de PRD comprometido en la Subasta de RPM. Una vez comprometida en una Subasta Residual Base, Tercera Subasta Incremental o comprometida para la carga servida bajo la Alternativa FRR, la Demanda Sensible al Precio no puede ser cancelada ni reemplazada por recursos de capacidad disponibles o Créditos de Comisionamiento Excedentes. Sin embargo, un Proveedor de PRD puede transferir la obligación de PRD a otro Proveedor de PRD de forma bilateral.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

6 ISO New England

6.1 Conceptos Básicos del Diseño de Mercado

El mercado del ISO-New England abrió su primera versión de los mercados en 1999. Este mercado se limitaba a un mercado intradiario en tiempo real con un precio de equilibrio único para toda la región para la energía y precios para los servicios complementarios. Después de un período de exploración de un diseño de mercado personalizado, el ISO-New England optó en 2001 por comprar los derechos sobre el diseño de mercado de Interconexión del PJM y el software asociado[13]. Esta decisión acortó el cronograma de desarrollo e implementación, y en 2003 se implementó el nuevo "Diseño de Mercado Estándar".

El diseño de mercado adoptado incorporó las características claves observadas en los operadores del mercado estadounidense:

1. Precios marginales locales (LMP) de la energía basados en un despacho económico limitado por la seguridad.
2. Liquidación múltiple con Mercado del Día Anterior (por horas) y Mercado en Tiempo Real (intervalos de precios de 5 a 15 minutos).
3. Cooptimización de energía y reserva.
4. Derechos de Transmisión Financieros en base a la congestión en el Mercado del Día Anterior.

Los mercados de capacidad (Adecuación de Recursos) no se consideran aparte del diseño de mercado estándar entre los operadores del mercado estadounidense.

En ese momento, en 2003, PJM no tenía mercados de reserva basados en ofertas y, por lo tanto, ISO-New England implementó un mercado de reserva a plazo (FRM) que no requería cambios en el software de despacho.

6.1.1 Homogeneidades

El conjunto completo de productos del mercado (productos con precios de equilibrio) incluye:

1. Energía. El producto energético se define con un precio y liquidación de 5 minutos. El producto energético es nodal con los LMP. El Mercado Energético del Día Anterior utiliza incrementos horarios.
2. Reservas de Regulación. Esta es una respuesta de frecuencia secundaria que responde a instrucciones de 4 segundos del operador del sistema bajo control de generación automática.
3. Reservas de Contingencia (reserva operativa de 10 minutos). Son servicios secundarios de respuesta en frecuencia que responden a instrucciones de

[13] "ISO-NE, PJM Team Up to Standardize Power Markets", *Natural Gas Intelligence* (blog), 2 de abril de 2001, https://www.naturalgasintel.com/iso-ne-pjm-team-up-to-standardize- mercados-de-energía/.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

optimización del despacho económico. Estas reservas para contingencias incluyen dos productos. La reserva fuera de línea no sincronizada (no en giro) se considera de menor calidad debido a la probabilidad de fallos en el arranque.

   a. Reserva en giro de diez minutos (TMSR): suministrada por recursos en línea capaces de convertir capacidad en energía en 10 minutos.
   b. Reserva no en giro de diez minutos (TMNSR): suministrada por recursos fuera de línea que pueden iniciarse y sincronizarse con la red en 10 minutos.

4. Reserva Terciaria (reserva operativa de 30 minutos). Los operadores de sistemas en el noreste de EE. UU. que pertenecen al Consejo de Coordinadores de Energía del Noreste también deben mantener una reserva de treinta minutos disponible que sea al menos igual a la mitad de su segunda pérdida de contingencia. El ISO-New England incluye este producto de reserva como Reserva de treinta minutos (TMOR). Este producto de reserva tiene requisitos locales.
5. Reserva Adelantada. La reserva adelantada es un mercado que obliga al vendedor a proporcionar TMNSR o TMOR en el Mercado en Tiempo Real e impone requisitos adicionales de desempeño en tiempo real al vendedor.
6. Derechos de Transmisión Financieros (FTRs). Este es el derecho a recibir (o pagar) las rentas de congestión entre dos puntos. El ISO-New England define este producto en términos mensuales y anuales y con duraciones entre uno y 12 meses.
7. Capacidad. El ISO-New England tiene un producto de capacidad de Adecuación de Recursos. El Mercado de Capacidad Adelantado (FCM) proporciona un flujo de ingresos adicional con el fin de permitir la adecuación de los recursos en todos los mercados. Los pagos de FCM se pagan a los proveedores que aceptan y son seleccionados para suministrar capacidad tres años antes de la entrega, y el ISO adquiere capacidad suficiente para satisfacer el objetivo de planificación de pérdida de carga de 1 en 10 años, en promedio.

Los productos fuera de mercado, no sujetos a formato de subasta, incluyen los siguientes:

8. Servicio de Soporte de Voltaje. Este servicio ayuda a el ISO a mantener un rango aceptable de voltaje en el sistema de transmisión. El ISO regula el voltaje a través del despacho de energía reactiva y los generadores que prestan este servicio reciben pagos de soporte de voltaje. Este servicio no se compra a través de un mercado.
9. Servicio de Partida en Negro. Este servicio es brindado por generadores que pueden arrancar rápidamente sin suministro eléctrico externo. El ISO selecciona y compensa a los generadores ubicados estratégicamente por brindar servicio de arranque negro en caso de un apagado parcial o total del sistema. Este servicio no se compra a través de un mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Las importaciones y exportaciones con sistemas vecinos se denominan “transacciones externas”. Estas importaciones y exportaciones operan en la programación horaria si son transacciones privadas y cada 15 minutos si se organizan en base a un despacho económico conjunto entre el ISO de Nueva York y el ISO-NE.

Los productos y sus cronogramas se resumen a continuación.

Horizonte de tiempo

Productos	Forward	Day-Ahead	Spot
Energía		Mercado del Día Anterior	Mercado en tiempo real
Capacidad	Mercado de capacidad a plazo		Pagos por desempeño
Servicios complementarios	Reserva delantera		Sanciones de desempeño
			Reserva operativa Mkt. regulación
			Soporte de voltaje
	Adquisiciones de arranque negro		
Congestión	Derechos de Transmisión Financiera	Pagos por congestión	

Figura 6-1: Productos por horizonte temporal[14]

6.1.2 Participación en el Mercado

6.1.2.1 Participantes del Mercado

Cualquier entidad que cumpla con los requisitos mínimos de aseguramiento financiero puede convertirse en Participante del Mercado y participar en los mercados. Un Participante del Mercado es un participante en los Mercados de New England (incluido un Cliente Solo FTR) que ha ejecutado un Acuerdo de Servicio para Participantes del Mercado. Esto incluye compañías de generación, empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas, servicios públicos municipales, agencias federales,

[14] “ An Overview of New England’s Wholesale Electricity Markets: A Market Primer” (ISO-New England, 5 de junio de 2023), https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2023/06/imm- mercados-primer.pdf.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

agencias estatales, proveedores minoristas de servicios de energía, comercializadores de energía, etc. El Participante del Mercado es responsable de realizar las ofertas de oferta y demanda y es la entidad financieramente responsable.

Aquellos con activos físicos deben identificar una "entidad designada" para recibir señales de despacho, informar interrupciones y mantener una comunicación constante con los operadores del ISO-New England. El Participante del Mercado y la Entidad Designada pueden ser empresas distintas y la Entidad Designada brinda servicios al Participante del Mercado por una tarifa.

6.1.2.2 Participación por Tipo

Los mercados del ISO-New England permiten la participación de dos tipos de entidades físicas: recursos gestionables como generadores y baterías y carga controlable. Los recursos hacen ofertas para inyectar energía o controlar los niveles de carga (respuesta a la demanda). La carga se refiere a un punto físico de retiro al que generalmente se le asigna un costo en diferentes mercados.

El ISO-New England también permite la participación de operadores financieros sin un activo físico. Estos operadores financieros toman posiciones en mercados futuros, como el Mercado del Día Anterior, que se liquidan en el mercado spot. Los comerciantes financieros también pueden comprar FTR y recaudar las rentas por congestión asociadas. Esto se ilustra en las siguientes tablas:

Tabla 6-1: Participación en los mercados del ISO-New England

Participantes	Mercado del Día Anterior	Transacciones Externas (Importaciones y Exportaciones)	Mercado en Tiempo Real
Recursos	✓	✓	✓
Carga	✓	✓	✓
Comerciantes financieros	✓	✓	

Tabla 6-2: Participación en las subastas del ISO-New England

Participantes	Subasta FCM	Subasta de reserva a futuro	Subasta Anual FTR	Subasta mensual FTR
Recursos	✓	✓	✓	✓
Carga			✓	✓
Comerciantes financieros			✓	✓

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

El Mercado del Día Anterior y el Mercado en Tiempo Real difieren ligeramente en los tipos de Recursos (ofertas de abastecimiento) y Carga (ofertas de demanda) que participan, como se ve en la Tabla 6-3 y

Tabla **6-4**. Se debe tener en cuenta que los dispositivos de almacenamiento se modelan en dos tipos de recursos, como generador y como demanda despachable.

Tabla 6-3: Tipos de Oferta de Demanda en el Mercado del Día Anterior

Tipo	Descripción
Demanda Fija	Una oferta para comprar una cantidad específica de MW a cualquier precio. Esta oferta no tiene asociado oferta de precio y está disponible para liquidar independientemente del precio de equilibrio del mercado. Estos deben ser ofertados en el nivel de zonal y están típicamente asociados con carga física.
Demanda Sensible al Precio	Una oferta que incluye una cantidad específica de MW y precio. El partícipe está dispuesto a liquidar esta oferta siempre que el precio de equilibrio no sea mas grande que su precio de oferta especificado. Estos deben ser ofertados en el nivel de carga zonal y están típicamente asociados con la carga física.
Demanda Relacionada a Activo (ARD)	ARD son demandas físicas que son discretamente modeladas por el software de mercado. Se instalan en un nodo, tienen un consumo medio superior a 1 MW y pueden ser un cliente final o una o varias instalaciones de almacenamiento. Los ARD *despachables* (DARD) presentan ofertas para consumir energía con segmentos que especifican una cantidad de MW y precio que están dispuestos a pagar. Los ARD envían parámetros de oferta adicionales, incluidos niveles de consumo mínimo/máximo, tarifas de rampa, Arranques máximo-diarios, y otros. Un ejemplo de ARD despachable es la línea de bombeo de una instalación de almacenamiento por bombeo, o la línea de carga de una batería.
Demanda Virtual (“Decremento”)	Una limitación virtual que no es asociada con demanda física. Es una oferta para comprar una cantidad especifica de MW en un nodo elegido por no más que el precio de oferta indicado.
Exportaciones	Una oferta enviada para mover energía afuera del sistema de New England.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 6-4: Tipos de Oferta de Demanda en el Mercado en Tiempo Real

Tipo	Descripción	¿Despachable?
Carga	El ISO produce pronósticos de carga a corto plazo basados en la demanda mayorista esperada de las entidades de servicio de carga (LSE). La carga es un consumo eléctrico no despachable y no responde al precio. En última instancia, la carga se liquida en función del consumo medido a nivel nodal.	No
Demanda Relacionada a Activo Despachable (DARD)	Demanda que es capaz de modificar su consumo de energía en Tiempo Real en respuesta a Instrucciones de Despacho.	En rango rampa-factible entre los niveles de consumo mínimo y máximo.
Exportación	Energía saliendo del sistema de New England.	Las transacciones valorizadas (con precio) son despachables. Las transacciones fijas no son despachables, pero se pueden cortar para garantizar que no se violen las restricciones.

Los tipos de ofertas de suministro correspondientes en el Mercado del Día Anterior y en el Mercado en Tiempo Real se ilustran en la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 6-5 y Tabla 6-6.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 6-5: Tipos de Ofertas de Suministro para el Mercado del Día Anterior

Tipo	Descripción
Generador (incluida inyección de batería)	Una oferta envíada por un generador fisico en New England para vender energía. Un generador presenta el par precio y cantidad que representan las cantidades de MW que están dispuestos a suministrar a ciertos precios. Los generadores envían parámetros adicionales, incluyendo los costos de puesta en marcha, tasas de rampa, niveles de salida mínimos y máximos, y otros.
Recurso de Respuesta a la demanda (RRD)	Una oferta enviada por un RRD que indicando una disposición para reducir carga sobre un precio de oferta especificado. Los DRR envían el par precio y cantidad que representan las cantidades de MW que están dispuestos a reducir su carga en diferentes niveles de precios. RRD envia parámetros adicionales, incluyendo costos de iniciación, tasa de rampa, niveles máximo y mínimo reducción, y otros.
Oferta Virtual (“Incremento”)	Un tipo de oferta virtual que no representa suministro respaldado por un activo físico. Es una oferta para vender una determinada cantidad de MW en un nodo particular por no menos que lo indicado en su precio de oferta.
Importación	Una oferta enviada para entregar energía en New England.

Tabla 6-6: Tipos de Ofertas de Suministro para el Mercado en Tiempo Real

Tipo	Descripción	¿Despachable?
Generador (incluida inyección de batería)	Generación física. Los generadores presentan ofertas para suministrar energía con segmentos que especifican una cantidad de MW y un precio que refleja su voluntad de producir energía. Los generadores presentan varios otros parámetros, incluidos los costos de	En rango rampa-factible entre los niveles de salida mínimo y máximo.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

	puesta en marcha, las tasas de rampa y los niveles de producción mínimos y máximos.	
Recurso de Respuesta a la demanda (RRD)	Reducción de carga despachable. Los recursos de respuesta a la demanda presentan ofertas para reducir su carga con segmentos que especifican una cantidad de MW y un precio que refleja su disposición de consumir menos energía. Los DRR presentan otros parámetros, incluido el costo de iniciación, la tasa de rampa y los niveles de reducción mínimo/máximo.	En el rango de rampa-factible entre Reducción mínima y Reducción máxima
Importación	Energía entrando al sistema de New England.	Las transacciones con precio se pueden despachar. Las transacciones fijas no se pueden despachar, pero se pueden cortar para garantizar que no se violen las restricciones.

6.1.3 Agregación y Recursos Distribuidos

El ISO-NE actualmente permite que los recursos agregados de respuesta a la demanda (demanda despachable) se agreguen dentro de zonas de despacho previamente identificadas donde no se espera congestión. Estas zonas no deben cruzar zonas de reserva con requisitos de reserva locales.

El 2 de febrero de 2022, el ISO-NE, junto con la organización de Participantes del Mercado y los propietarios de transmisión, presentaron una propuesta de cumplimiento para la Orden FERC 2222 que reduciría el tamaño de los recursos participantes a 0,1 MW. La propuesta crea dos nuevos modelos de participación para el mercado de energía y servicios complementarios (llamados DERA de Respuesta a la Demanda y DERA de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

solo Liquidación) y modifica los modelos existentes para adaptarse a las características físicas y operativas de los DERA. La FERC ha solicitado cambios a la propuesta y no se han implementado cambios.

6.1.3.1 Requisitos de Garantía Financiera

La participación en el mercado requiere cumplir requisitos de seguridad financiera. Esto es particularmente importante para la participación de FTR. En el ISO-New England, esto se describe como garantía financiera. A continuación, se analizan algunos puntos clave para la garantía financiera.[15]

Participación Mínima en el Mercado. El ISO revisa los informes financieros de los participantes del mercado, los procedimientos de gestión de riesgos, los informes de las agencias de calificación y las garantías crediticias de las instituciones financieras. El participante del mercado está obligado a revelar eventos importantes como procedimientos de quiebra, riesgos de litigios, sanciones, fusiones, etc. Existe una revisión de viabilidad financiera que incluye revisión de estados financieros auditados, informes de calificación crediticia actualizados. Si existen calificaciones crediticias, se requiere un mínimo de BBB-/Baa3. Se acepta prueba de un patrimonio neto superior a $1 millón para participantes no calificados, o activos totales superiores a $10 millones.

Límites de crédito por actividad de mercado. Una calificación crediticia más alta permite un límite de crédito más alto como porcentaje del patrimonio neto tangible. Por ejemplo, una calificación AA da como resultado un límite de crédito igual al 4,5% del patrimonio neto tangible, mientras que una calificación AAA más alta permite un límite de crédito más alto del 5,5% del patrimonio neto tangible. A los comerciantes puramente financieros que sólo participan en el mercado FTR no se les concede ningún límite de crédito para la actividad del mercado.

Nuevos participantes. Los nuevos participantes y los participantes que regresan de incumplimientos requieren una carta de crédito bancaria o una participación en fondos mutuos.

Garantía financiera de FTR. Este requisito se calcula por ruta de FTR. No hay ningún requisito de colateral fijo. En cambio, el riesgo se mide en función de la desviación estándar de la congestión en esa ruta. Además, el valor del posible incumplimiento se mide con un proceso de valoración a precios de mercado.

6.1.4 Mercados Spot y Cronogramas

Los mercados spot identificados por ISO-New England, como se ilustra en Figura 6-1, son:

1. Energía en el Mercado en Tiempo Real

[15] ISO-New England, "ISO New England Financial Assurance Policy, ISO-NE Open Access Tariff, Section I.i, Exhibit IA", 2022, https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2017/09 /sect_i_ex_ia.pdf.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

2. Servicios complementarios
    a. Regulación
    b. Reserva de contingencia: TMSR
    c. Reserva de contingencia: TMNSR
    d. Reserva de contingencia: TMOR
    e. Soporte de Voltaje (un servicio basado en costos)

Los servicios energéticos y complementarios (excepto el soporte de voltaje) están cooptimizados. La regulación no se divide en servicios de subida y bajada.

Cabe señalar que los precios de reserva para contingencias están determinados por una curva de demanda y no existen ofertas financieras. En cambio, la competencia se basa en la disponibilidad y el desempeño exitoso. La regulación tiene tanto una oferta de capacidad como una oferta de servicio de regulación de $/MW para movimientos instruidos. A continuación, se proporcionan más detalles sobre los Mercados de Servicios complementarios.

La capacidad programada para fines de confiabilidad a través de la Evaluación de Adecuación de Recursos (RAA) se liquida a precios de Mercado en Tiempo Real.

El cronograma del mercado energético se ilustra a continuación en la Figura 6-2. Los puntos clave son:

- El despacho económico restringido por seguridad es cada 10 minutos o menos. Esto requiere señales de despacho electrónicas a los generadores y no instrucciones de voz.
- Existe una ventana continua de Comisionamiento a corto plazo que optimiza el uso de unidades de arranque rápido, como las turbinas de gas. Este comisionamiento de unidad a corto plazo dura 2 horas.
- El precio es cada 5 minutos. La liquidación también se encuentra en este nivel de 5 minutos.
- Las ofertas de energía se pueden actualizar constantemente, incluso durante el día de funcionamiento. Esto se introdujo para permitir ajustes a los precios del gas natural durante períodos de volatilidad en los precios del combustible.
- El Comisionamiento de Unidad de Confiabilidad (Evaluación de la adecuación de los recursos) es un proceso manual que es continuo.
- El período de Re-Oferta que ocurre después de la publicación del Mercado del Día en Aterior de las 13:30 y antes de las 14:00 permite a los Participantes del Mercado ajustar sus ofertas que serán incluidas en el primer Comisionamiento de confiabilidad, es decir, RAA, para el siguiente día operativo. Sin embargo, estas ofertas se liquidan a precios de Mercado en Tiempo Real.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

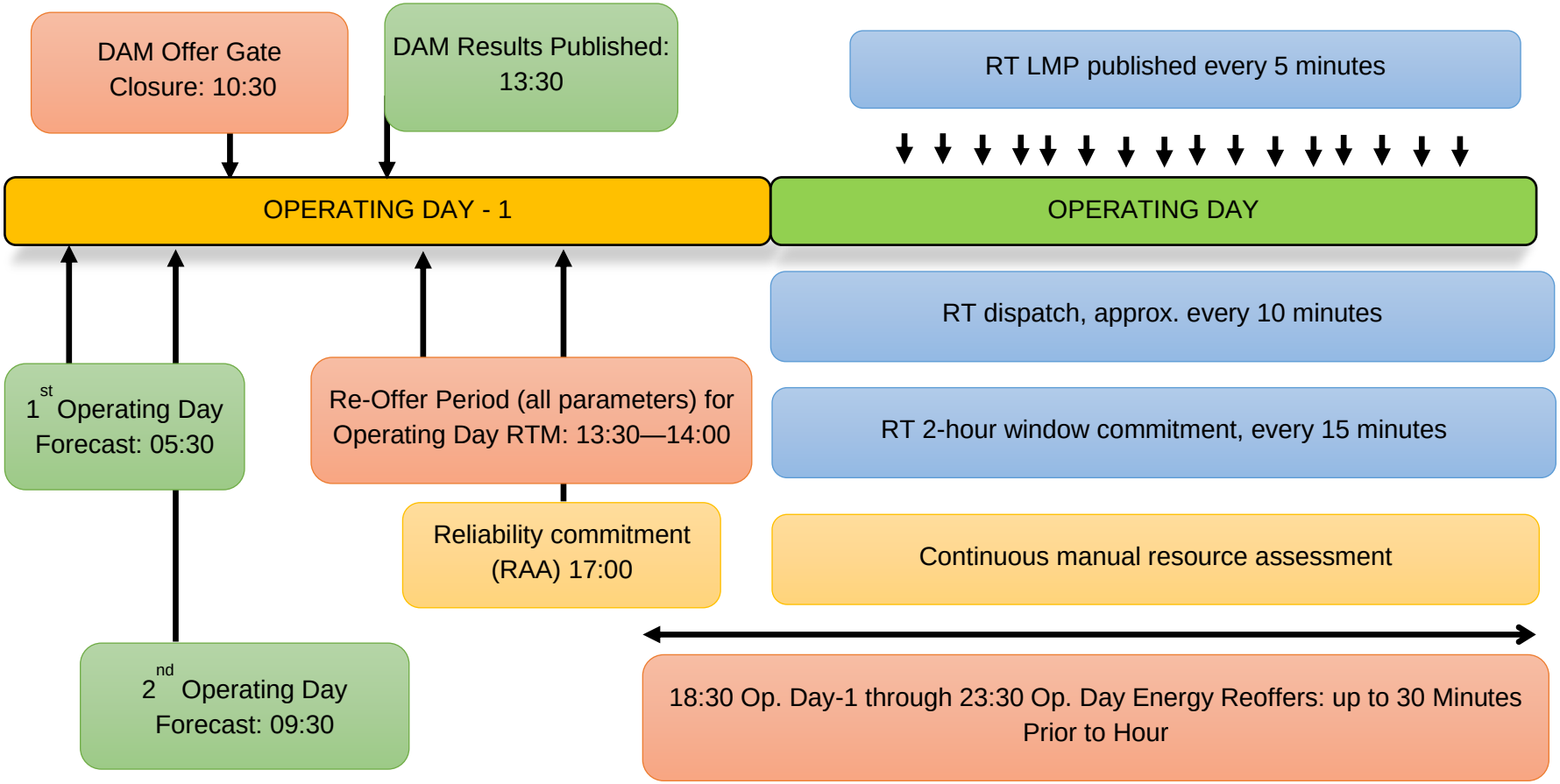


Figura 6-2: Cronología del Mercado Energético, Comisionamiento de Unidad y Despacho

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Las importaciones y exportaciones se denominan "transacciones externas".

6.1.5 Modelo de Red

Al calcular los precios del Mercado del Día Anterior, el ISO-NE basa las condiciones del sistema en la configuración esperada del sistema de transmisión y el conjunto de ofertas y apuestas presentadas por los Participantes del Mercado. Al calcular los precios marginales locales en tiempo real y los precios de equilibrio de reserva en tiempo real, el ISO usa una descripción completa y consistente de las condiciones de la red eléctrica en el área de control de New England utilizando la solución de flujo de energía producida por el estimador estatal para los intervalos de precios, que también es utilizado por ISO-New England para otras funciones dentro de las operaciones del sistema de energía. El Estado produce un modelo de flujo de energía basado en información de medición disponible en tiempo real, información sobre el estado actual de líneas, generadores, transformadores y otros equipos, factores de distribución de carga de los buses y una representación de la red eléctrica, para brindar una descripción completa de las condiciones del sistema, incluidas las condiciones en los nodos y los nodos externos para los cuales la información en tiempo real no está disponible. Al calcular los precios marginales locales en tiempo real y los precios de equilibrio de reserva en tiempo real, el ISO-NE obtiene una solución de estimador de estado cada cinco minutos, que proporciona la producción de megavatios de los generadores y las cargas en las ubicaciones en el área de control de New England, las pérdidas de las líneas de transmisión, factores de penalización y flujos o cargas reales en instalaciones de transmisión restringidas. Las transacciones externas (importaciones/exportaciones) entre el Área de Control de New England y otras Áreas de Control se incluyen en el cálculo del Precio Marginal Local en Tiempo Real sobre la base de los cronogramas de transacciones en Tiempo Real implementados por el despachador del ISO.

6.1.6 Fijación de Precios y Liquidación

6.1.6.1 Energía

Los Precios Marginales Locales (LMP) se utilizan para liquidar la oferta o demanda de energía. Los LMP se calculan para más de 1000 nodos de precios, zonas de carga (una agregación de nodos de precios) y el hub comercial central (una agregación de nodos de precios con congestión históricamente baja). Cada generador despachable tiene un nodo de precios independiente. La carga es cobrada al LMP para su zona de carga.

6.1.6.2 Servicios complementarios

Las reservas operativas (TMSR, TMNSR y TMOR) son adquiridas en Tiempo Real a través de un proceso de despacho y precios que cooptimiza la energía y las reservas. El software de despacho y precios de mercado determina las cantidades de reserva en tiempo real y los precios para cada producto de reserva. No hay ofertas de precio distintas

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de productos de reserva. Los precios de equilibrio se basan en el costo de oportunidad, con el software de determinación de precios que aseguran que un generador no está en peor situación proporcionando energía o reservas. En otras palabras, cuando un generador recibe instrucciones de un nivel de despacho más bajo para proporcionar reservas en lugar de energía, es compensado por cualquier pérdida económica, debido a no producir energía en un LMP dado, a través de los precios de equilibrio de reservas.

Se produce un precio de reserva superior a cero cuando el software de fijación de precios debe re-despachar recursos que de otro modo proporcionarían energía para satisfacer el requisito de reserva. Esto efectivamente sostiene el punto de despacho de una unidad cuando lo harían, de lo contrario, proporcionar energía y crear un precio para que lo hagan ser indiferente entre proporcionar reservas o energía. En casi todos los casos, la restricción de reservas se refleja en el precio de la energía.

El mercado de regulación consiste de varios elementos claves:

- La cantidad de capacidad de regulación necesaria para a una hora en un intervalo particular (es decir, el requisito de regulación),
- Las ofertas suministradas de recursos con capacidad de regulación para proporcionar servicios de regulación y capacidad,
- Despeje del mercado basado en la combinación de recursos de menor costo para cumplir con los requerimientos de regulación; el recurso de mayor precio elegido para proporcionar regulación es el que fija los precios de equilibrio por servicio y capacidad, y
- Los precios de equilibrio de regulación, que son usados para determinar la compensación (es decir, pagos o “liquidaciones”) proporcionada a los recursos que proveen regulación.

Para administrar el mercado, ISO-NE desarrolla requisitos de regulación horaria para el mercado de energía en tiempo real (es decir, cantidades de “capacidad” de regulación y “servicio” necesarios para garantizar el funcionamiento fiable de la red). Recursos de regulación proporcionar suministro ofertas indicando su disponibilidad y el coste (oferta precios) para proporcionar regulación. Los recursos regulatorios proporcionan ofertas. para servicio" (el movimiento hacia arriba y hacia abajo del recurso mientras se proporciona regulación) y “capacidad” (a medición del rango de MW dentro del cual el recurso es movido arriba y abajo al mismo tiempo que proporciona regulación).

El ISO-NE utiliza un modelo de optimización para determinar la combinación de recursos regulatorios de menor costo (en función de sus ofertas) para cumplir con el requisito regulatorio. Cuando la optimización del mercado ha elegido la cohorte de recursos de regulación de menor costo, los precios de regulación para el “servicio” y la “capacidad” están determinados por los precios de oferta más altos de los recursos seleccionados para proporcionar regulación. Los precios de regulación se determinan para cada

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

intervalo de precios de cinco minutos en el mercado de energía en tiempo real.

Los costos de los servicios complementarios se asignan a la carga sobre una base de MWh prorrateada.

6.2 Mitigación del Poder de Mercado

6.2.1 Descripción General

En el contexto de las reglas del mercado ISO-NE, el poder de mercado se refiere a "cualquier acción o transacción que no tenga un propósito comercial legítimo y que tenga como objetivo o previsiblemente pueda manipular los precios del mercado, las condiciones del mercado o las reglas del mercado para la energía eléctrica o la electricidad. productos". La mitigación del poder de mercado se refiere a las acciones emprendidas por el Monitor del Mercado Interno (IMM) para "minimizar la interferencia con los mercados abiertos y competitivos y, por lo tanto, permitir, en la mayor medida posible, que los niveles de precios sean determinados por fuerzas competitivas bajo las condiciones imperantes en el mercado". El IMM administra procesos de mitigación definidos para abordar el ejercicio potencial del poder de mercado tanto en el mercado de energía como en el de capacidad de el ISO.

6.2.2 Mitigación del Mercado de Energía

En los Mercados de Energía del Día Anterior y en Tiempo Real, el IMM ha implementado un proceso de mitigación ex ante para evitar el ejercicio de ciertos tipos de poder de mercado por parte de los proveedores. La mitigación del mercado energético se centra en la retención económica de la capacidad de generación (oferta) en los Mercados energéticos del Día Anterior y en Tiempo Real. En ausencia de mitigación, la retención económica de la capacidad de generación – dependiendo de la necesidad de la capacidad – puede resultar en (1) precios de equilibrio del mercado energético (LMP) que excedan los niveles de precios competitivos esperados o (2) pagos elevados (NCPC) a los generadores.

Para limitar los incentivos a retención de recursos y sus impactos en el mercado, ISO-NE IMM revisa las ofertas de suministro del mercado energético para generadores tanto en el Mercado de Energía del Día Anterior como en el de Tiempo Real. Bajo ciertas condiciones, la IMM mitigará las ofertas de los generadores; es decir, el IMM reemplazará los parámetros financieros de la oferta de suministro de un generador (es decir, precios de arranque, no carga y oferta de energía por segmentos) con valores "de referencia". Los valores de referencia pretenden replicar una oferta competitiva para el generador. El uso de los valores de referencia permite que los precios y pagos del mercado de energía se acerquen más a un resultado competitivo, limitando la capacidad de un Participante del mercado con poder de mercado para retirar económicamente energía del mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

6.2.3 Tipos de Mitigación en el Mercado Energético

El IMM administra siete tipos de mitigación ex ante en el mercado de ofertas de energía. La mitigación de ofertas se aplica como resultado de tres tipos de pruebas: estructural, de conducta y de impacto.

- **Prueba estructural**: Representa una determinación de que las circunstancias del mercado pueden conferir una ventaja a un proveedor. Esto puede resultar de: (i) un proveedor que sea "fundamental" (es decir, la carga no puede satisfacerse sin ese proveedor) o (ii) un proveedor que opere dentro de un área de importación restringida (con competencia reducida).
- **Prueba de conducta**: Representa una determinación de que los parámetros financieros de una oferta de suministro parecen ser excesivamente altos, en relación con un valor de oferta de referencia (valor de "referencia"). La prueba de conducta se aplica a todos los tipos de mitigación.
- **Prueba de impacto:** Representa una determinación de que la oferta de suministro original tendría un impacto significativo en los precios del mercado de energía (LMP). Esta prueba solo se aplica a los tipos de mitigación de energía de umbral general y de energía de área restringida.

Las ofertas de suministro sólo se mitigan cuando una violación de cada prueba aplicable ocurre. Por ejemplo, la mitigación del umbral general sólo se aplica cuando un proveedor es esencial, la oferta de precios para uno (o más) de sus generadores exceden los umbrales de prueba de conducta y el impacto en el mercado de la situación económica retenida excede los umbrales de la prueba de impacto. La variación en las pruebas entre los tipos de mitigación refleja las condiciones del mercado asociadas con el poder de mercado potencial (transmisión restringida área versus área no restringida (umbral general) o la probabilidad de que las ofertas de un participante puedan impactar directamente los pagos adicionales (por ejemplo, Comisionamiento de confiabilidad y despacho manual).

El marco general de mitigación energética se resume en la siguiente tabla:

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 6-7: Tipos de mitigación del mercado energético

Tipo de Mitigación	Prueba Estructural	Umbral de Prueba de Conducta	Prueba de Impacto
Límite General de Energía (solo en tiempo real)	Proveedor fundamental	Mínimo de $100/MWh y 300%	Mínimo de $100/MWh y 200%
Límite General de Comisionamiento (solo en tiempo real)		200%	n / A
Área de Energía Restringida (importación restringida)	Área restringida	Mínimo de 25$/MWh y 50%	Mínimo de 25$/MWh y 50%
Área de Comisionamiento Restringida (solo en tiempo real, con restricciones de importación)		25%	n / A
Comisionamiento de Fiabilidad	n / A	10%	n / A
Puesta en marcha y Sin carga Tarifa	n / A	200%	n / A
Manual Despacho Energía (solo en tiempo real)		10%	n / A

6.2.4 Mitigación del Mercado de Capacidad

El IMM administra dos formas de mitigación para las subastas de capacidad a plazo (FCA): mitigación del lado del proveedor para recursos existentes y mitigación del lado del comprador para nuevos recursos (es decir, las Reglas de Precio Mínimo de Oferta (MOPR) para nuevos recursos).

6.2.4.1 Mitigación del Lado del Proveedor

Un participante del mercado que intente ejercer poder de mercado del lado del proveedor intentará económicamente retener capacidad durante la FCA –por un solo año o permanentemente– en un esfuerzo por aumentar el precio de equilibrio por encima de un nivel competitivo. Un precio de equilibrio inflado puede beneficiar a los recursos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

restantes en la cartera del participante del mercado, así como a las carteras de otros proveedores.

Las ofertas de exclusión son el mecanismo que permite a los recursos de capacidad retirar parte o toda su capacidad del mercado durante uno o más períodos de Comisionamiento. Las ofertas de exclusión especifican el precio más bajo que un recurso estaría dispuesto a aceptar para asumir una obligación de suministro de capacidad (OSC). Para impedir que los recursos abandonen el mercado a un precio mayor que sus ofertas competitivas, el IMM revisa las ofertas de eliminación de la lista por encima de un umbral de un proxy de oferta competitiva llamado precio umbral de oferta dinámica de eliminación de la lista (DDBT).

Una oferta competitiva de exclusión de la lista es consistente con los costos netos futuros del participante del mercado, los pagos esperados por desempeño de capacidad, la prima de riesgo y los costos de oportunidad. Todos los recursos de capacidad existentes, así como ciertos tipos de nuevos recursos de capacidad de importación, están sujetos a la prueba de proveedor fundamental. Si la IMM determina que una oferta de exclusión de la lista no es competitiva y el el proveedor falla la prueba de proveedor fundamental, la IMM mitiga la eliminación de la oferta a un competitivo precio (es decir, estimación de una oferta competitiva del IMM).

6.2.4.2 Mitigación del Lado del Comprador

Un participante del mercado que intente ejercer poder de mercado del lado del comprador intentará ofrecer capacidad por debajo del costo en un esfuerzo por disminuir el precio de equilibrio para beneficiar al comprador de capacidad. En la práctica, el riesgo de contención de precios en el mercado ISO-NE se debe en gran medida a flujos de ingresos fuera del mercado inherentemente diseñados para fomentar nuevas construcciones de generación renovable para cumplir con los objetivos ambientales de los estados, en contraposición al ejercicio del poder de mercado.

Para protegerse contra la supresión de precios, el IMM evalúa las solicitudes para ofrecer capacidad por debajo de los precios umbral predeterminados competitivos, o precios de activación de revisión de oferta (ORTP). Las reglas asociadas se conocen como regla del precio mínimo de oferta (MOPR). Los participantes del mercado que quieran ofrecer por debajo del ORTP correspondiente deben presentar información financiera detallada al IMM sobre su proyecto propuesto. El IMM revisa la información financiera en busca de ingresos fuera del mercado u otros pagos que permitirían al participante del mercado ofrecer capacidad por debajo del costo. Los ingresos fuera del mercado se reemplazan con ingresos basados en el mercado o se eliminan por completo y la oferta se recalcula a un precio más alto y competitivo (es decir, se mitiga la oferta).

6.2.4.3 Otros Monitoreos de IMM y Mitigación Potencial del Poder de Mercado

La IMM también monitorea los mercados de ISO para detectar otras formas de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

comportamiento potencialmente no competitivo. Varios tipos de comportamiento o actividades se mencionan específicamente en la Tarifa de ISO. Éstas incluyen:

- Retención física: La retención física implica que los participantes intenten influir en los precios del mercado u otros resultados retirando físicamente la capacidad disponible de los mercados de energía (por ejemplo, declaraciones de corte falsas o negándose a hacer ofertas de suministro cuando habría sido del interés económico del participante hacerlo).
- Parámetros de la oferta física de suministro: Parámetros de suministro físico que no están sujetos a limitación dentro de la oferta de suministro del software del ISO (mercado electrónico) se pueden revisar por la IMM por comportamiento potencialmente no competitivo y el incumplimiento de límites prescritos por la tarifa. Para ejemplo, una oferta mínima económica está limitada para ser no más del doble (100% mayor que) el valor de referencia del IMM; una oferta máxima económica no podrá ser inferior al 50% de su valor de referencia.
- Ofertas de aumento y ofertas de disminución: las desviaciones entre los LMP del Mercado Energético del Día Anterior y en Tiempo Real se monitorean para determinar si son consistentes con los resultados competitivos. El IMM revisará las actividades de los participantes que podrían haber contribuido a estas desviaciones y el papel de las ofertas de incremento y de disminución en esa actividad.
- Ingresos por FTR: El IMM monitorea – y mitiga – el uso de ofertas incrementales y decrecientes por parte de los titulares de Derechos de Transmisión Financieros (FTR). Se pueden utilizar ofertas de aumento y ofertas de disminución para crear o magnificar la congestión que beneficie a los titulares de FTR.
- Acuerdos de costo de servicio: La IMM revisa las ofertas de suministro de los generadores que tienen acuerdos de costo de servicio con el ISO.

6.3 Mercado del Día Anterior

6.3.1 Descripción General

El Mercado del Día Anterior es un mercado financiero que establece obligaciones financieras durante 24 horas para inyectar o retirar energía. Sin embargo, también permite un comisionamiento de unidades óptimo para recursos con restricciones intertemporales y optimiza la producción de recursos energéticos limitados, como la generación hidroeléctrica y el almacenamiento por bombeo.

El Mercado del Día Anterior respeta todas las restricciones de transmisión esperadas, los perfiles de arranque y parada de los generadores y otras restricciones operativas.

El Mercado del Día Anterior permite posturas y ofertas sin activos físicos asociados que liquidan al precio de desequilibrio establecido por el Mercado en Tiempo Real. Estas se conocen como ofertas y ofertas virtuales (“ofertas de convergencia” en el mercado de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

California).

6.3.2 Servicios complementarios

El ISO-New England no tiene ofertas de servicios complementarios ni en el Mercado del Día Anterior ni en Tiempo Real. En el Mercado del Día Anterior, el ISO compromete capacidad suficiente para garantizar que la reserva operativa (contingencia) pueda cumplirse en cada hora. Además, el ISO compromete capacidad adicional para cubrir la incertidumbre en la generación por recursos intermitentes.

El ISO-New England propone crear cuatro nuevos productos de reserva que se optimizarían conjuntamente con la energía y se cotizarían en el Mercado del Día Anterior. Estos productos de reservas del Día Anterior no son ventas a plazo de reservas que se liquidan con precios de reserva en Tiempo Real; en cambio, tienen una estructura de liquidación de opción de compra única, donde la liquidación se basa en un precio de ejercicio predeterminado y el centro de actividad del LMP actual en tiempo real.

La estructuración propuesta de la reserva como opciones de compra es distinta de la de otros mercados en Estados Unidos. Según el nuevo diseño, los recursos presentarán una oferta de opción energética única. Esa oferta puede ser liquidada, en el Mercado del Día Anterior, para reserva de desequilibrio energético, reserva de contingencia de generación o reserva de energía de reemplazo: los tres nuevos servicios complementarios del Día Anterior, que se analizan en detalle a continuación. Es decir, un participante del mercado no presenta ofertas de opciones separadas para cada tipo de Servicio Complementario; presenta una única oferta y el proceso de compensación del mercado determina cómo esa oferta (y las capacidades físicas del recurso asociado) pueden satisfacer de manera más rentable los requisitos de servicios complementarios del Día Anterior del sistema. La adjudicación de todos los servicios complementarios del Día Anterior se cooptimizará (es decir, se compensará simultáneamente) con las adjudicaciones de oferta y demanda de energía del Día Anterior de los participantes.

Los nuevos servicios complementarios propuestos son:

- Reserva de Desequilibrio Energético para cubrir déficits en la generación prevista, principalmente renovable.
- Reserva operativa del Día Anterior que incluye reserva en giro de diez minutos, reserva no en giro de diez minutos y reserva operativa de treinta minutos.

Se propone que la opción de compra tenga un precio de ejercicio que represente el LMP esperado. El precio de ejercicio estaría disponible para los proveedores antes de que presenten su oferta.

Esta propuesta aún no se ha presentado ante la FERC.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

6.3.3 Mercado de Energía

6.3.3.1 Ofertas

Como se describió anteriormente en la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 6-5, los tipos de ofertas de suministro en el Mercado del Día Anterior son:

- Generadores (incluida inyección de batería)
- Recurso de respuesta a la demanda (DRR, incluye demanda despachable "DARD")
- Suministro Virtual ("Incremento")
- Importaciones

Tenga en cuenta que los dispositivos de almacenamiento se modelan como generadores cuando se inyectan y demandas despachables cuando se retiran. El ISO-New England distingue entre tecnologías que pueden cambiar continuamente entre inyección y extracción y aquellas, como el almacenamiento por bombeo, que deben hacer una pausa entre inyección y extracción. Las baterías (continuas) no están permitidas en ofertas de arranque y sin carga.

A continuación, se proporcionan más detalles sobre cada tipo de oferta de suministro.

<u>Ofertas de suministro de generadores</u>

1. Las ofertas de energía son bloques crecientes de pares ($/MWh, MW) por cada hora. Estas ofertas pueden cambiar hora a hora.
2. Las ofertas de suministro de generadores pueden incluir una tarifa de puesta en marcha ($) y una tarifa sin carga ($/hora). Estas tarifas pueden cambiar cada hora.
3. Los generadores de combustible dual pueden identificar el combustible utilizado. Por ejemplo, un generador que normalmente ofrece sus servicios basándose en los costos del gas natural, puede tener que hacerlo basándose en el combustible diésel, de mayor costo, debido a la escasez de capacidad de los gasoductos. Esto normalmente provocaría una mitigación de la oferta, pero si la oferta identifica el diésel como insumo, el costo estimado es mayor.
4. Tiempo mínimo de ejecución inferior a 24 horas.
5. Tiempo mínimo apagado.
6. Otros parámetros físicos de funcionamiento, incluidas las interrupciones. Las limitaciones de energía (hidroeléctrica o batería) se pueden representar como limitaciones en el máximo por hora.
7. La generación autoprogramada se trata como una oferta de energía al precio mínimo de oferta de energía ($150/MWh) y sin tarifa de arranque ni tarifa sin carga.

<u>Ofertas de Reducción de la Demanda de Recursos de Respuesta a la Demanda (RRD)</u>

Las ofertas de reducción de la demanda son demandas que actúan como oferta.

1. Las ofertas de reducción de la demanda de RRD, si se liquidan se pagan al LMP.
2. Las ofertas de reducción de la demanda de RRD son pares ($/MWh, MW) por cada hora. La oferta de $/MWh debe estar por debajo de un valor prescrito

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

calculado por el ISO-New England para representar el precio al cual el ahorro de costos para los consumidores sería cero.

3. Se puede ofrecer un costo de interrupción similar a una tarifa inicial cada hora.
4. Tiempo mínimo de reducción, tiempo máximo de reducción.

Ofertas virtuales

Las ofertas virtuales se pueden realizar en cualquier nodo de precios y deben especificar un único par ($/MWh, MW).

Importaciones (Transacción Externa)

Las importaciones en el Mercado del Día Anterior se tratan como puramente financieras, similares a una oferta virtual, y pueden fluir o no en tiempo real.

Las importaciones pueden ser a) autoprogramadas (energía ofrecida al precio mínimo de oferta), b) tasadas (energía ofrecida a un precio y compensada si el LMP del nodo externo iguala o excede el precio de oferta), c) ofrecidas con un par ($/MWh, MW) y “hasta la congestión”. "Hasta la congestión" son importaciones que solo se liquidan si el LMP en el nodo importador menos el LMP en el nodo destino es inferior a un límite de $/MWh.

6.3.3.2 Licitaciones

Como se describió anteriormente en Tabla 6-3, los tipos de ofertas de demanda en el Mercado del Día Anterior pueden variar según la hora. La demanda se oferta en cada nodo y puede adoptar varias formas.

- Demanda Fija
- Demanda Sensible al Precio
- Demanda Relacionada con Activos Despachables (DARD)
- Demanda Virtual (Decremento)
- Exportaciones (Transacción Externa)

Demanda Fija

La demanda fija en un nodo se modela como una oferta de energía al precio máximo de oferta de demanda.

Demanda sensible al precio

La demanda sensible al precio es una oferta de energía con pares de precios descendentes ($/MWh, MW) hasta el piso de oferta.

Demanda relacionada con activos despachables (DARD)

Un DARD tiene características tanto económicas como físicas, por ejemplo, niveles de consumo mínimo y máximo. Un DARD, como una carga bombeada, también puede

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

requerir Comisionamiento y tener características físicas asociadas.

Demanda Virtual (Decremento)

Las ofertas de demanda virtual se pueden realizar en cualquier nodo de precios y deben especificar un único par ($/MWh, MW).

Exportaciones (Transacción Externa, una carga virtual)

Las exportaciones pueden ser a) autoprogramadas (energía ofrecida al precio tope de oferta), b) cotizadas (energía ofrecida a un precio y compensada si el LMP del nodo externo es igual o menor que el precio de oferta), c) ofrecidas con un ($ /MWh, MW) y "hasta la congestión". "Hasta la congestión" son exportaciones que solo se liquidan si el LMP en el nodo importador menos el LMP en el nodo de inyección es inferior a un límite de $/MWh.

6.4 Comisionamiento de la Evaluación de la Adecuación de Recursos (RAA)

6.4.1 Requisito del RAA

El proceso del RAA utiliza los pronósticos de carga del ISO para tomar decisiones de Comisionamiento de generación complementarias. Durante el proceso RAA, el ISO puede determinar que, basándose en parte en su pronóstico de carga (o errores de pronóstico de generación renovable), el Mercado del Día Anterior programó capacidad insuficiente. El ISO también puede comprometer generadores adicionales que no sean de arranque rápido por encima de lo que se autorizó en el Mercado del Día Anterior para satisfacer los requisitos de carga y reserva en tiempo real.

6.4.2 Proceso de comisionamiento del RAA

El RAA es un proceso de evaluación continua que comienza después de que se publican los resultados del Mercado del Día Anterior a las 13:30 y continúa durante todo el día operativo. Esto se ilustra a continuación. El RAA tiene un horizonte de 36 horas.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

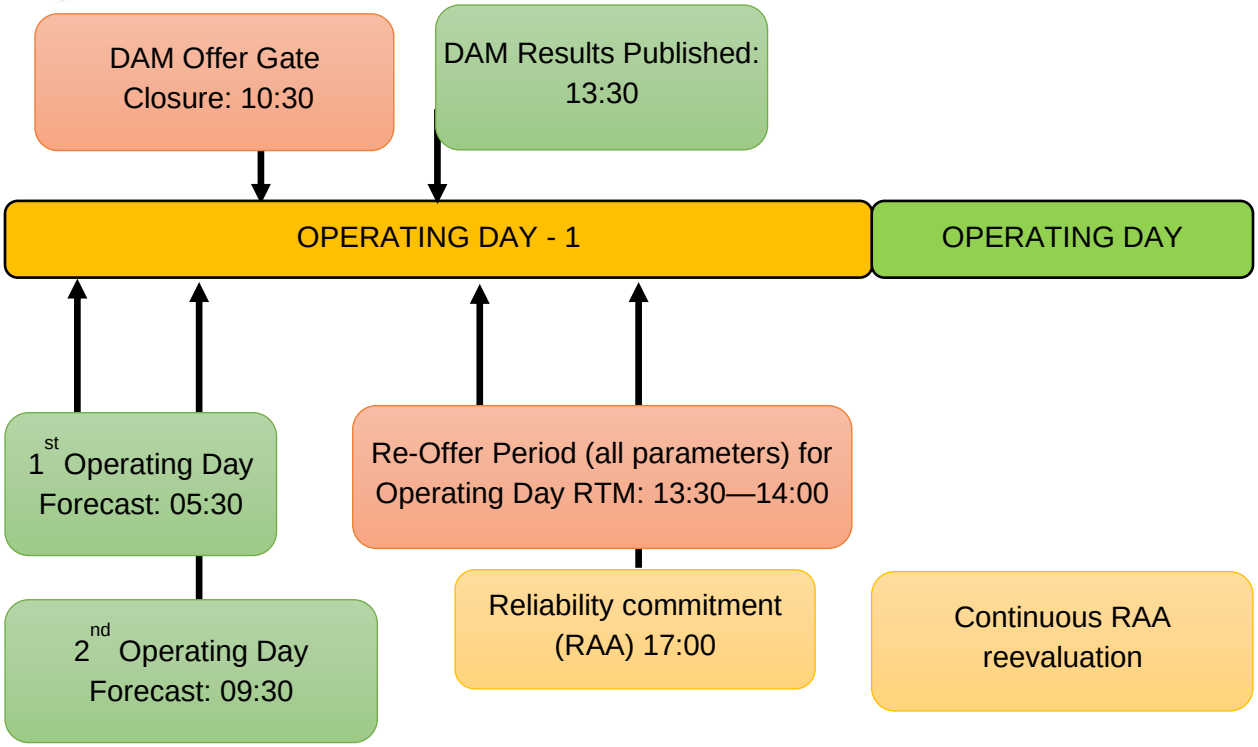


Figura 6-3: Proceso de Comisionamiento RAA

6.4.3 Oferta y Selección del RAA

En el mercado ISO- New England, el RAA se considera parte del Mercado en Tiempo Real. Las ofertas presentadas a las 13:30 son ofertas para el Mercado en Tiempo Real. La selección se basa en una estimación del menor costo, pero no es una optimización completa.

6.4.4 Precios y liquidación del RAA mediante compensación del comisionamiento neto del período

Los generadores comprometidos con el RAA reciben el pago LMP del Mercado en Tiempo Real. El RAA no da lugar a un precio de equilibrio. Dado que los generadores RAA no eran económicos en el Mercado del Día Anterior, generalmente también tienen costos más allá de los precios del mercado en el Mercado en Tiempo Real. Cuando este es el caso, se les paga a través de una Compensación por Período del Comisionamiento Neto (NCPC).

6.4.5 Compensación por Período del Comisionamiento Neto

La Compensación por Período del Comisionamiento Neto (NCPC, por sus siglas en inglés) se conoce informalmente como “sustentación”. La sustentación es un pago

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

completo realizado a los generadores de electricidad (principalmente) cuando sus costos de producción ofrecidos, así como ciertos tipos de costos de oportunidad, no se recuperan completamente a través del LMP. Este mecanismo de adecuación de ingresos es crucial para garantizar que los generadores enfrenten los incentivos adecuados para seguir las instrucciones de despacho ISO.

Las unidades que se comprometen o envían por orden de mérito económico, como para satisfacer una necesidad de confiabilidad particular como reserva local o soporte de voltaje en el RAA, tienen más probabilidades de depender de pagos adicionales. Esto se debe a que, de lo contrario, sus costes de producción se consideraron demasiado elevados.

El pago del NCPC busca garantizar que los generadores estén incentivados a seguir las instrucciones ISO, ya que se les compensa para garantizar que no haya pérdidas debido a las instrucciones del ISO-NE.

Tabla 6-8: Razones del NCPC

Razón	Descripción Razón	Mercado
Economía (Primera Contingencia)	*Comisionamiento de orden de mérito económico* y despacho para cumplir los requerimientos del sistema de carga y reservas.	Día Anterior y Tiempo Real
Local (Segunda Contingencia)	*Afuera del orden de mérito económico* Comisionamientos proporcionando protección de segunda contingencia local en áreas de importaciones restringidas.	Día Anterior y Tiempo real
Voltaje	*Fuera del orden de mérito económico* Comisionamientos que proporcionen control de tensión en ubicaciones específicas.	Día Anterior y Tiempo real
Fiabilidad de Distribución	*Fuera de orden de mérito económico* Comisionamientos proporcionando apoyo a las redes de distribución local, también conocido como restricción especial recurso (SCR) pagos.	Solo Tiempo real
Generador de Desempeño de Auditoría	*Fuera de orden de mérito económico* Comisionamientos y despacho pagado para satisfacer los requisitos de auditoría de desempeño de ISO,	Solo Tiempo real

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

	específicamente para pruebas de generadores duales de combustible sobre el petróleo.	

6.5 Mercado en Tiempo Real

6.5.1 Descripción General y Cronograma

El Mercado en Tiempo Real es un mercado físico que se basa en el despacho económico restringido por confiabilidad (SCED). El software SCED se ejecuta aproximadamente cada 10 minutos para producir puntos de despacho objetivo de MW. Se ejecuta un programa separado cada 5 minutos para producir LMP. El Mercado en Tiempo Real optimiza la adquisición conjunta y simultánea de energía y reserva (“cooptimización”).

6.5.2 Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo

Un proceso de software de mercado llamado Comisionamiento de Anticipación de Múltiples Intervalos (también conocido como comisionamiento de unidades en tiempo real o “RTUC”) hace recomendaciones de Comisionamiento de recursos de arranque rápido. El RTUC se ejecuta automáticamente cada 15 minutos y los operadores aprueban las soluciones de proceso RTUC manualmente durante el día de operación. Los operadores también pueden ejecutar RTUC manualmente si es necesario. Otro software de proceso de mercado llamado Despacho de Contingencia (CDSPD) también puede comprometer recursos de arranque rápido en tiempo real. CDSPD no se ejecuta con regularidad; los operadores solo utilizan este proceso en emergencias cuando el equilibrio entre oferta y demanda es estrecho y los tiempos de optimización rápidos del software son importantes.

Se producen Comisionamientos adicionales en tiempo real de arranque no rápido en el proceso de Adecuación de Reservas Restringidas por Seguridad (SCRA), que se ejecuta varias veces durante el día de funcionamiento, a una programación predeterminada y según lo requerido por condiciones del sistema. Si este proceso determina que la programación existente no es suficiente para cumplir con los requisitos de reserva operativa, entonces los operadores pueden comprometer recursos adicionales.

6.5.3 Despacho Económico Limitado por Confiabilidad en Tiempo Real

Las instrucciones de despacho en tiempo real y los LMP pueden variar en el nivel de cinco minutos, pero, en la práctica, varían con la frecuencia con la que el ISO ejecuta el Sistema de Despacho de Unidades (UDS). El ISO generalmente ejecuta UDS cada cinco a 40 minutos para optimizar durante un período de 10 a 15 minutos antes de la liquidación del mercado. Los LMP son efectivos en el intervalo objetivo de UDS (es decir, el período

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de tiempo de 10 a 15 minutos después de ejecutar UDS). La UDS produce instrucciones de despacho de unidades con la misma frecuencia. El ISO comunica las instrucciones de despacho inmediatamente cuando los operadores aprueban el resultado de la compensación del mercado.

6.5.4 Servicios complementarios

Los servicios complementarios contratados en el Mercado en Tiempo Real son:

1. Regulación
2. Reserva de contingencia: TMSR
3. Reserva de contingencia: TMNSR
4. Reserva de contingencia: TMOR

El soporte de tensión se obtiene por medios no comerciales en el mismo horizonte temporal.

6.5.4.1 Regulación

La regulación del mercado consiste en varios elementos claves:

- La cantidad de capacidad de regulación necesaria para a una hora en un intervalo particular (es decir, el requisito de regulación),
- El suministro de ofertas de recursos con capacidad de regulación a proporcionar servicio de regulación y capacidad,
- El despeje del mercado basado en la combinación de recursos de menor costo para cumplir con los requisitos de regulación; el recurso de mayor precio elegido para proporcionar la regulación es el que fija el precio de equilibrio por servicio y capacidad, y
- Los precios de equilibrio de regulación son usados para determinar la compensación (es decir, pagos o “liquidación”) proporcionada a los recursos que proporcionan regulación.

El ISO desarrolla requisitos de regulación horaria para el mercado de energía en tiempo real (es decir, cantidades de “capacidad” de regulación y “servicio” necesarios para garantizar el funcionamiento fiable de la red). Recursos de regulación proveen ofertas de suministro indicando su disponibilidad y el coste (oferta precios) para proporcionar regulación. Los recursos regulatorios proporcionan ofertas para “servicio" (el movimiento hacia arriba y hacia abajo del recurso mientras se proporciona regulación) y “capacidad” (auna medición del rango de MW dentro cual los recursos están siendo movidos arriba y abajo al mismo tiempo que proporciona regulación).

El mercado de regulación ISO-NE no se divide en productos de regulación ascendente y descendente.

El ISO ajusta la compensación de regulación del generador para reflejar el rendimiento mientras proporciona regulación. Para que un generador reciba una compensación total

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

por proporcionar regulación, debe controlar la salida del generador, de modo que la salida esté dentro de un límite de rendimiento. La puntuación de rendimiento del generador puede verse afectada negativamente si no se mantiene la producción dentro del límite de rendimiento.

La compensación del servicio de regulación representa el valor absoluto del movimiento en la producción instantánea objetivo multiplicado por los precios del servicio de regulación, y se ajusta por la puntuación de desempeño del generador (es decir, su capacidad para proporcionar regulación dentro del marco de desempeño). De manera similar, la compensación de capacidad es la cantidad de capacidad proporcionada por el generador multiplicada por los precios de la capacidad y se ajusta según la puntuación de desempeño del generador. La capacidad de regulación se define como el mínimo de (1) cinco veces la tasa de respuesta automática (es decir, la tasa (MW/minuto) a la que el generador puede cambiar su salida), y (2) la mitad de la diferencia entre la regulación de límites alto y bajo.

6.5.4.2 Reservas Operativas

El ISO mantiene tres productos de reservas para contingencias con niveles variables de calidad para responder a una contingencia de pérdida. Se evalúan los activos en su capacidad para responder a instrucciones de despacho dentro de:

- Reserva en giro de diez minutos (TMSR), proporciona energía en 10 minutos desde un estado en línea (más alta calidad)
- Reserva no en giro de diez minutos (TMNSR), proporciona energía en 10 minutos desde un estado desconectado (media calidad),
- Reserva operativa de treinta minutos (TMOR), proporciona energía en 30 minutos desde un estado desconectado o en línea (más baja calidad).

En adición a la reserva de requisitos del sistema, hay requisitos de reserva local en tres zonas con importaciones restringidas: Connecticut (CT), suroeste de Connecticut (SWCT) y NEMA/Boston. Similar a los requisitos de reserva del sistema, los requisitos de capacidad de reserva local se basan en la mayor pérdida (generador o transmisión) en las zonas de importaciones restringidas.

El software de despacho de mercado y fijación de precios determina en tiempo real las cantidades de reserva y los precios de cada producto de reserva. No existen precios de oferta diferenciados para los productos de reserva. Los precios de equilibrio se basan en el costo de oportunidad, y el software determina los precios que garantizan que un generador no esté en peor situación al proporcionar energía o reservas. En otras palabras, cuando a un generador se le ordena un nivel de despacho más bajo para proporcionar reservas en lugar de energía, se le compensa cualquier pérdida económica, debido a no producir energía a un LMP determinado, a través de precios de equilibrio de reservas.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Se produce un precio de reserva superior a cero. cuando el software de fijación de precios debe reenviar recursos que de otro modo proporcionarían energía para satisfacer el requisito de reserva. Esto mantiene el punto de despacho de la unidad bajo cuando lo harían de lo contrario proporcionando energía y crea un precio para que lo hagan ser indiferente entre proporcionar reservas o energía.

Factores de penalización (también conocidos como curvas de demanda de reserva)

La Penalización por Restricción de Factores de Reserva (RCPF) son los máximos costos (una cota de precio) en los que el mercado está dispuesto a incurrir para cumplir con una restricción de reserva. El software no reenviará recursos para cubrir las reservas a ningún precio; cuando los costos de re-despacho excedan el RCPF para un producto, o la capacidad de reserva disponible es menor que el requisito, el precio máximo entra en vigor. En este punto, el software del mercado detiene los re-despachos de recursos para cumplir con las reservas, limitando los costos de re-despacho incurridos para satisfacer los requisitos de reservas.

El RCPF se agrega a el precio de la energía (LMP) debido a su interdependencia en escasez de señales de reservas y adquisiciones en tiempo real. Además, ciertos precios RCPF desencadenan condiciones de escasez de capacidad bajo el sistema de Pago por Desempeño (ver Sección 9). Cada producto de reserva tiene su RCPF correspondiente, tal como se muestra en la Tabla 6-9.

Tabla 6-9: Factores de penalización por Restricción de Reserva

Requisito	RCPF ($/MWh)
Requisito de reserva de giro de diez minutos (giro de 10 minutos)	50
Requisito de reserva de diez minutos del sistema (10 minutos sin giro)	1.500
Requisito mínimo de reserva total del sistema (30 min)	1.000
Requisito de reserva total del sistema (30 min)	250
Requisito zonal de reserva local	250

La formulación de optimización de las restricciones de reservas asegura que las reservas de menor calidad se sacrifiquen antes de que se sacrifiquen las reservas de mayor

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

calidad. Los precios sombra resultantes son acumulativos, de modo que, si se sacrifica TMOR, los precios de TMNSR y TMSR son iguales o superiores al precio de TMOR. Si se sacrifican tanto TMOR como TMNSR, entonces el precio de TMSR iguala o supera sus precios.

6.6 Reserva a Plazo

El ISO-NE adquiere reservas operativas a plazo a través de una subasta. Realiza dos subastas cada año, uno para cada verano y reserva de período de invierno (junio hasta septiembre y octubre hasta mayo, respectivamente). Las subastas procuran capacidad de reserva operativa tanto para el control de área y zonas de reserva local. Las subastas crean una obligación contractual entre el comprador de reservas operativas (el ISO) y vendedores de reservas operativas (Participantes del Mercado) para proporcionar reservas operativas en el Mercado Energético en Tiempo Real. Los vendedores de contratos de reservas operativas a plazo reservas reciben pagos de reserva operativa a plazo en en lugar de pagos "spot" para reservas en Tiempo Real.

Dos tipos de reserva los productos son adquirido en las subastas: reservas de diez minutos no en giro (TMNSR) y reservas operativas de treinta minutos (TMOR). Antes de las subastas, el ISO determina la cantidad de TMNSR y TMOR necesario para asegurar fiabilidad local y del sistema. Para hacer esto, el ISO identifica contingencias operativas significativas a nivel local y del sistema. Las contingencias se convierten en

requerimientos de reserva que se utilizan en la subasta para determinar el monto de la reserva operativa que se procura. El requisito TMNSR para el sistema está basado en la primera contingencia pronosticada, mientras el requisito TMOR para el sistema se basa en la segunda contingencia pronosticada.

En la subasta, los propietarios de recursos hacen ofertas para suministrar reservas operativas. Las ofertas de suministro especifican la *cantidad* de oferta de reserva disponible, la *ubicación* de la oferta de reserva, el *precio* necesario para proporcionar la reserva de capacidad, y el *tipo* de suministro de reserva (es decir, TMNSR o TMOR). El suministro ofertas se utilizan para construir curvas de oferta para la subasta; los precios de liquidación de la subasta y las cantidades se determinan por la intersección de los requisitos de reserva para cada producto y las respectivas curvas de ofertas.

Participantes que asumen una obligación de reserva a plazo deben seguir varios pasos durante el período de entrega para satisfacer los requisitos asociados con esa obligación:

1. El primero paso es la "asignación" de la obbligación de reserva a plazo. Asignación se refiere a un participante con la obligación de reserva a plazo asignando esa obligación (MW de reserva anticipada) a activos específicos del mercado energético (por ejemplo, generadores, recursos de reducción de la demanda) capaces de cumplir la obligación en el Mercado Energético en Tiempo Real. Típicamente, estos son offline (fuera de línea), activos con capacidad de arranque

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

rápido que puede responder a las instrucciones de despacho del ISO dentro de 10 o 30 minutos; sin embargo, activos en línea también pueden tener obligaciones asignadas a ellos.

2. El segundo paso es la "entrega" de la obligación. La entrega requiere que una porción de capacidad despachable (igual o mayor que los MW de obligación de FRM) deben ofrecerse en el Mercado de Energía en Tiempo Real a un precio igual a o mas grande que el “umbral” del FRM precio.[56] Si un participante es incapaz de entregar los MW de esta obligación de reserva a plazo en el Mercado Energético en Tiempo Real, puede entrar en un contrato bilateral para transferir temporalmente la obligación a otro Participante del Mercado.

Los participantes con obligaciones de reservas a plazo han acordado aceptar los pagos de reservas a plazo en lugar de los ingresos de reservas (spot) del Mercado de Energía en Tiempo Real. Esto se aplica durante las horas en que los participantes tienen una obligación de entrega y han cumplido satisfactoriamente esa obligación en el Mercado de Energía en Tiempo Real. Fuera del período de entrega del FRM, todos los recursos que proporcionan capacidad de reserva (designaciones) en el Mercado de Energía en Tiempo Real reciben ingresos de reserva (spot) del Mercado de Energía en Tiempo Real.

Los participantes con obligaciones de reserva anticipada están sujetos a dos tipos de sanciones: falta de entrega y falta de activación. La falta de entrega ocurre cuando los MW entregados (o asignados) de un participante son menores que los MW de obligación del FRM. La falla en la activación ocurre cuando un activo con una asignación FRM no puede entregar físicamente la capacidad de reserva en el Mercado de Energía en Tiempo Real (por ejemplo, no se pone en marcha según las instrucciones de despacho del ISO). Tanto la falta de reserva como la falta de activación resultan en la pérdida de los pagos de FRM para el período de entrega aplicable y sanciones financieras adicionales.

6.7 Derechos de Transmisión Financieros

6.7.1 Descripción general

Los derechos de transmisión financieros (FTR) en ISO-New England, como en el resto de los EE. UU., son productos a plazo que se liquidan en función de las diferencias de congestión del Merado del Día Anterior entre dos ubicaciones. Debido a que son productos del mercado a plazo y no opciones, la liquidación puede requerir que el propietario realice pagos en el caso de que la dirección de la congestión sea contraria a la dirección del flujo contratado.

6.7.2 Productos y Subastas de FTR

El mercado FTR del ISO-NE es muy similar al mercado FTR del PJM, por lo que los detalles de los mercados se incluyen en el Capítulo de PJM.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Los participantes del mercado pueden obtener FTR participando en subastas administradas por el ISO para productos anuales y mensuales. Hay subastas separadas para las horas de punta y valle. Los FTR adjudicados en las dos subastas anuales tienen un plazo de un año calendario (es decir, del 1 de enero al 31 de diciembre), mientras que los FTR adjudicados en una de las subastas mensuales tendrá un plazo de un mes. Los FTR se pueden comprar en todas las subastas, pero sólo se pueden vender en la segunda subasta anual o en las subastas mensuales, ya que los participantes sólo pueden vender los FTR que sean de propiedad (es decir, que hayan sido comprados) (es decir, no hay ventas en corto).

Los parámetros de la oferta están contenidos en la Tabla 6-10 a continuación.

Tabla 6-10: Parámetros de la Oferta FTR

Elementos	Descripción
Camino	Los FTR se definen entre dos puntos (es decir, nodos de fijación de precios): 1) el punto de inyección (o la “fuente”) y 2) el punto de retiro (o el “destino”)
Precio	El valor $/MW que el participante está dispuesto a pagar para adquirir el FTR
Cantidad de MW	El tamaño del FTR (en MW) que el participante está dispuesto a comprar
Tiempo	El período mensual o anual al que se aplica el FTR (por ejemplo, noviembre de 2021)
Período	Las horas en las que se aplica el FTR (es decir, en horas de punta o en horas valle)

Los FTR se pueden comprar para cualquier mes restante del año calendario. Esto permite a los titulares de FTR, por ejemplo, comprar FTR para los meses de punta de verano tres meses antes del verano. Los FTR también se pueden vender y revender entre los participantes del mercado durante los meses futuros.

Las subastas de FTR se basan en una Prueba de Factibilidad Simultánea. Sólo una fracción de la capacidad de transmisión se vende en cualquier subasta para permitir subastas en los meses siguientes y tener en cuenta reducciones imprevistas de la capacidad de transmisión.

Los ingresos de las subastas de FTR se asignan a los titulares de derechos de ingresos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de subasta (ARR). Estos tenedores incluyen tanto: (1) participantes del mercado que pagaron por mejoras de transmisión que hicieron posible la venta adicional de FTR y (2) LSE que pagan por la congestión. El primer grupo se conoce como titulares de ARR incrementales (IARR). El valor de MW de los ARR que reciben se basa en la cantidad adicional de FTR en la subasta de FTR que su mejora de transmisión hizo posible. Los ARR restantes se asignan a las LSE que pagan por la congestión. La mayor parte de los ingresos de las subastas se asigna a las LSE que pagan por la congestión.

6.8 Mecanismo de Adecuación de Recursos (RA): Mercado de Capacidad a Plazo

En el mercado ISO-New England, el mecanismo de adecuación de recursos es el Mercado de Capacidad a Plazo (FCM). Este mecanismo de adecuación de recursos utiliza una subasta que adquiere derechos de capacidad con tres años de antelación. Esta es la Subasta de Capacidad a Plazo (FCA).

6.8.1 Subastas de Capacidad a Plazo

La FCA está diseñada para adquirir capacidad suficiente para satisfacer la planificación de pérdida de carga de 1 cada 10 años objetivo en promedio. Incluye requisitos locales para restricciones de transmisión previstas y cuentas para retiros. Los recursos que no reciben una Obligación de Suministro de Capacidad (CSO) porque sus ofertas fueron demasiado altas y no son requeridos por una restricción local, son “excluidos de la lista” y pueden retirarse. Los recursos excluidos de la lista no están obligados a ofrecerse en el mercado energético.

Después de la FCA, los recursos de capacidad pueden modificar sus posiciones en una de las tres reconfiguraciones de subastas anuales (ARA1, ARA2 y ARA3), La última oportunidad que un recurso de capacidad tiene para alterar su CSO antes el el plazo de entrega es durante una subasta de reconfiguración mensual.

La FCA se basa en un diseño de subasta de reloj descendente. El subastador parte de un precio alto al que todos, o casi todos, los recursos desean permanecer en el mercado. A medida que el subastador reduce el precio, más y más recursos salen de la subasta. La FCA incluye una curva de demanda determinada administrativamente que representa el valor de la capacidad para la región. La subasta continúa hasta que los precios de oferta exceden el precio en la curva de demanda.

La FCA incluye tanto zonas con restricciones de importación como zonas con restricciones de exportación.

Después de la finalización de la FCA, los recursos de capacidad tienen numerosas oportunidades para ajustar su posición de CSO. Por ejemplo, un propietario de un recurso puede desear ajustar su posición para tener en cuenta la disponibilidad esperada de capacidad para el período de entrega o el desempeño esperado durante condiciones

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de escasez de capacidad.

El ISO celebra tres subastas de reconfiguración anuales (ARA) en los tres años transcurridos entre la FCA y el período de entrega. Las ARA son subastas de sobre cerrado donde los recursos de capacidad presentan posturas y ofertas antes de la subasta. Los recursos de capacidad que participan en los ARA pueden presentar ofertas de suministro (aumentar posición de CSO) o de demanda (disminuir posición de CSO) dependiendo de su ajuste deseado. También existen subastas mensuales de reconfiguración a más corto plazo.

6.8.2 Entrega de Capacidad

6.8.2.1 Requisito de Oferta de Energía Obligatoria

La regla de deber-ofrecer crea la obligación física que los recursos de capacidad deben estar disponibles para el despacho de energía por parte del ISO. Requiere un recurso de capacidad para presentar ofertas de energía en los Mercados de Energía del Día Anterior y en Tiempo Real en una cantidad mayor que o igual a su CSO en la medida en que esté físicamente disponible.

6.8.2.2 Cargos por Falta de Cobertura

En caso de que un recurso enfrente un retraso en el inicio de su operación comercial, está sujeto a un cargo por falta de cobertura. La falta de cobertura es aplicada a recursos de capacidad cuyo Máximo Resultado Demostrado (MDO) es menos que su CSO. El MDO de un recurso es la producción MW más alta medida en los seis años previos. Para nuevos recursos sin ninguna producción histórica de MW, su MDO es reemplazado con una demostración de capacidad instalada suficiente justo antes de la entrega de energía. Cualquier recurso con capacidad no aprobada será cobrado (CSO > MDO) por faltar la obligación de su cobertura.

6.8.2.3 Incentivos de Pago por Desempeño (PfP)

El desempeño de los recursos se mide durante un evento de escasez de capacidad, que ocurre cuando el sistema está corto de reservas fuera de línea (offline) y los factores de penalización asociados a la restricción de reservas se activan en el Mercado en Tiempo Real. El desempeño se mide como disponibilidad de energía o reserva en una cantidad igual al CSO.

Las reglas establecen una penalización por desempeño (bajo desempeño) o una prima de desempeño (sobre desempeño) que se aplica al recurso. Esta tasa de desempeño aumentará con el tiempo en el siguiente cronograma.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 6-11: Tasas de desempeño del Mercado de Capacidad a Plazo

Período de desempeño	Tasa de rendimiento (negativa para un rendimiento deficiente, positiva para un rendimiento superior)
2021-2024	3.500$/MWh
2024-2025	5.455$/MWh
2025 y más allá	9.337$/MWh

Los recursos que no han vendido capacidad y no tienen una obligación, pero lo hacen de todos modos son elegibles para *recibir* la tasa de desempeño. Estos pagos provienen de aquellos recursos que han vendido capacidad, tienen una obligación y no cumplieron. El total pagado saliente es igual al total pagado entrante.

6.9 Activos Bajos en Carbono y Diseño de Mercado

6.9.1 Respuesta de la Demanda

El ISO-New England proporciona formas para que la respuesta de la demanda participe en el mercado de energía, servicios complementarios y capacidad a plazo.

Los recursos de respuesta a la demanda (RRD) se envían en función del precio, no de una declaración de emergencia. Una RRD debe cumplir los siguientes requisitos:

1. Tener una capacidad ≥ 0,1 MW.
2. Despachable
3. Oferta en el mercado energético, enviada en función del precio.
4. Medido en el punto de entrega minorista
5. Puede agregarse si todos los activos físicos están dentro de la misma zona de reserva y zona de despacho

Energía: los Recursos de Respuesta a la Demanda (RRD) presentan ofertas de reducción de la demanda en los Mercados de Energía del Día Anterior y en Tiempo Real, y se comprometerán y enviarán cuando sean económicos en comparación con otros recursos.

Servicios complementarios: la RRD se puede cooptimizar para proporcionar energía y/o reservas para satisfacer los requisitos tanto de energía como de reserva. La RRD puede participar en la regulación.

Mercado de capacidad a plazo: la RRD puede agregarse en las zonas de despacho como un activo en el FCM. La RRD debe proporcionar energía gestionable o reserva en tiempo real para cumplir con los requisitos de desempeño.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Los activos de respuesta a la demanda se pueden agregar en zonas de despacho siempre que no crucen los límites de la zona de reserva. El ISO-NE ha identificado 20 zonas de RRD, aunque éstas pueden cambiar.

Se permiten los siguientes parámetros de oferta. Los que están en *cursiva* se pueden volver a ofrecer una vez que el Mercado del Día Anterior se haya liquidado.

Disponible/No disponible

- Hora de notificación
- Tiempo de inicio
- Reducción Mínima
- Reducción Máxima
- Pares Precio/Cantidad
- Costo de interrupción
- Tiempo mínimo de reducción
- Mín. Tiempo entre reducciones
- Tasa de rampa
- Reclamo ofrecido 10 (reserva de 10 minutos)
- Reclamo ofrecido 30 (reserva de 30 minutos)

Para brindar servicio de reserva, DRR debe tener telemetría con una granularidad mínima de un minuto.

La liquidación utiliza una metodología de referencia.

6.9.2 Generación solar y eólica

El ISO-New England exige que cada generador solar y eólico presente ofertas de suministro. Estas ofertas se utilizan para reducir la producción de generación cuando las restricciones de confiabilidad locales o del sistema se vuelven vinculantes. Cuando existe una restricción vinculante que debe respetarse, cada generador solar o eólico recibe un "No exceder el punto de despacho". Este monto de MWh de despacho es el menor de: (i) el nivel máximo de producción al que operaría el recurso con base en su curva de oferta y Precios en Tiempo Real, y; (ii) un límite de confiabilidad que representa el resultado máximo aceptable que es consistente con las restricciones de confiabilidad. En efecto la planta solar o eólica debe tener una oferta baja para poder seguir generando.

El límite de confiabilidad se determina, en parte, utilizando un pronóstico de “alta confianza” de la producción potencial sin restricciones de cada planta solar o eólica para el siguiente intervalo de despacho. Durante un intervalo de despacho, las plantas solares o eólicas son libres de operar en cualquier nivel entre cero y el punto de no exceder el punto de despacho del recurso.

El ISO-NE mantiene una previsión centralizada de generación eólica y solar para su operación en tiempo real y el cálculo del Punto de No Exceder Despacho. Este pronóstico

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

centralizado se basa en parte en datos meteorológicos actuales.

La telemetría requiere frecuencia como en los generadores térmicos, pero con datos meteorológicos adicionales que incluyen: velocidad y dirección del viento, temperatura del aire ambiente, presión del aire ambiente y humedad relativa del aire ambiente.

6.9.3 Participación en el Mercado de Almacenamiento

El ISO-NE no gestiona directamente el estado de carga de las baterías. Más bien, requiere cierta duración de los servicios de mercado, como la capacidad de proporcionar una hora de respuesta de contingencia para calificar como reserva. Así, aunque no gestiona directamente el estado de carga de un dispositivo de almacenamiento, la carga se reconoce como una limitación de la capacidad del recurso para proporcionar un servicio.

El ISO-NE distingue entre dos tipos de almacenamiento:

a) Las Instalaciones de Almacenamiento Continuo pueden realizar una transición perfecta entre carga y descarga (y viceversa) y pueden cargar o descargar en cualquier nivel de MW dentro de su rango.
b) Las Instalaciones de Almacenamiento Binario, por ejemplo, las unidades hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, no pueden cambiar casi instantáneamente de carga a descarga ni operar continuamente a través del límite entre sus rangos de MW negativos y positivos. Estas instalaciones cuentan con modelos separados para sus estados de generación y bombeo.

La energía disponible para cada uno (estado de carga de una batería) y el almacenamiento disponible son telemedidos por el ISO-NE en tiempo real. El ISO-NE utiliza esta información para ajustar automáticamente la salida máxima, el consumo máximo y otros límites operativos. El cambio en los límites operativos afecta la elegibilidad para la compensación del mercado por capacidad, energía y servicios complementarios. También se utiliza para determinar si un recurso puede considerarse distribuible.

El ISO-NE requiere que los recursos energéticos distribuibles puedan mantener un punto de despacho durante 15 minutos. Los mercados de reserva requieren que el recurso pueda mantener su producción durante una hora. Por ejemplo, para garantizar que una Instalación de Almacenamiento Eléctrico (batería) pueda seguir una instrucción de despacho para consumir a su máxima capacidad durante 15 minutos, el Límite Máximo de Consumo de su operación despachable debe revisarse a la baja si su Almacenamiento Disponible cae por debajo de 15 minutos como su oferta Límite Máximo de Consumo.

Para garantizar que el ISO-NE pueda confiar en los recursos de almacenamiento para abordar los requisitos de confiabilidad y hacer que los recursos de almacenamiento

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

tengan un estado de carga adecuado para proporcionar el servicio en cuestión, el ISO-NE prevé la reducción automática de las Instalaciones de Almacenamiento Continuo para cumplir con los tiempos mínimos de ejecución. Los valores telemedidos proporcionan al ISO-NE la cantidad máxima de tiempo que la instalación puede recibir o inyectar energía en los límites operativos de la instalación y a la tasa actual de carga o descarga de la instalación.

Otros parámetros (según lo definido por la FERC) que utiliza el ISO-NE son:

a) Límite Máximo de Carga y Límite Máximo de Descarga,
b) Tasa de Rampa de Descarga y Tasa de Rampa de Carga,
c) Límite Mínimo de Carga y Límite Mínimo de Descarga
d) Tiempo Mínimo de Carga y Tiempo Mínimo de Ejecución

Las Instalaciones de Almacenamiento Binario (almacenamiento por bombeo) deben ofrecer una notificación combinada y un tiempo de inicio inferior a 30 minutos.

Las Instalaciones de Almacenamiento Continuo deben tener un valor cero para el tiempo mínimo apagado y una notificación combinada e inicio de cero. La tarifa de apertura y sin carga también se fija en cero.

Las instalaciones de almacenamiento eléctrico pueden hacer uso de otros dos parámetros de oferta existentes en el Mercado del Día Anterior para permitir voluntariamente al ISO-NE optimizar la generación y el consumo de energía limitados en el Mercado del Día Anterior. El parámetro Límite Máximo de Energía del Día Anterior es la cantidad máxima de MWhs que un recurso energético limitado espera poder suministrar en el siguiente día de operación, y el parámetro Límite Máximo de Consumo del Día Anterior es la cantidad máxima de MWhs que espera una demanda despachable (DARD) consumir en el siguiente día operativo. Si se utilizan, estos parámetros establecen un límite en el número de MWh que la Instalación de Almacenamiento Eléctrico liquidará en el Mercado del Día Anterior, para descarga y carga, respectivamente.

Como todos los generadores y demandas despachables, las instalaciones de almacenamiento de energía pueden revisar electrónicamente los pares precio-cantidad incluidos en sus ofertas y posturas antes de cada día de operación, y en tiempo real hasta 30 minutos antes del inicio de cada hora. Esto ayuda a gestionar su actividad de carga y descarga.

Finalmente, el ISO-NE tiene el derecho de administrar cualquier recurso (incluida una instalación de almacenamiento eléctrico) con fines de confiabilidad. Este ha sido históricamente el caso de las instalaciones de almacenamiento por bombeo, cuya producción ha sido restringida durante períodos pronosticados de escasez de reservas. Las acciones de confiabilidad hacen que la instalación sea elegible para pagos laterales de suma alzada, elegibles para recibir créditos NCPC por el despacho fuera de mérito

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de un DARD, por ejemplo, bombeo obligatorio a altos precios de energía, y los costos de oportunidad perdidos de un generador, por ejemplo, despacho reducido de la generación de almacenamiento por bombeo durante períodos de altos precios de la energía.

6.10 Mercado de Ofertas Virtuales

Como se señaló en la sección sobre el Mercado del Día Anterior, las ofertas virtuales (“ofertas incrementales”) y las ofertas virtuales (“ofertas decrementales”) podrán realizarse en cualquier nodo (o zona) de precios. Sin embargo, existen dos protecciones para evitar impactos indeseables en el Mercado del Día Anterior.

a) Restricciones de ofertas: Si el Monitor del Mercado Interno (IMM) determina que (i) la desviación horaria promedio entre el Mercado del Día Anterior y el Mercado en Tiempo Real calculada durante un período consecutivo de cuatro semanas es mayor al diez por ciento (10%) o menos del diez por ciento negativo (-10%), y (ii) las prácticas de oferta y demanda de uno o más Participantes del Mercado han contribuido a una divergencia entre los LMP en el Mercado de Energía del Día Anterior y el Mercado de Energía en Tiempo Real, entonces el IMM investiga y podrá impedir que los Participantes del Mercado realicen posturas u ofertas virtuales durante seis meses.
b) Límite a los ingresos por FTR (recuperación de ingresos de FTR): si un Participante del Mercado hace ofertas o apuestas virtuales cerca de una ruta de FTR de propiedad del Participante del Mercado, que resulta en una congestión del Mercado del Día Anterior que excede la del Mercado en Tiempo Real, entonces los ingresos de FTR para esa ruta se establecen en cero. "Cerca" se define por un flujo de energía que da como resultado que el 75% o más de la energía virtual fluya por la trayectoria del FTR.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7 Identificación y Análisis de Diversas Opciones de Diseño para los Modelos de Diseño Basados en Ofertas Adecuados para Chile

7.1 Descripción General

En este Capítulo presentamos un análisis detallado de varios parámetros de diseño energético y ofrecemos recomendaciones que se utilizarán en tareas posteriores para determinar el diseño óptimo del mercado energético para el CEN. Los principales parámetros de diseño son los siguientes:

1. Formación de precios (Fijación de Precio Uniforme, *Pay-as-clear*, frente a Pago según Oferta, *Pay-as-bid*)
2. Arquitectura de Diseño del Mercado DAM (DAM unificado versus dividido por tecnología)
3. Contratos PPA a Largo Plazo (físicos y financieros) para la implementación de RES con CfD simples versus variantes de CfD con mayor exposición a los precios y CfD con límite máximo y piso de ingresos
4. Disposiciones del Mercado Financiero vs Mercado No Financiero
5. Mercados Exclusivamente Energéticos con suministros de escasez frente a mecanismos de adecuación de la capacidad (o ambos)
6. Mercado de Capacidad con mejoras de flexibilidad frente a esquemas de adecuación de capacidad (como CM optimizado o pago de capacidad u opciones de confiabilidad centralizada)
7. Competencia en Mercados Concentrados (mitigación del poder de mercado ex-ante versus mitigación del poder de mercado ex-post) (o ambas)
8. Mercado de Oferta Virtual versus Mercado de Oferta únicamente Físico
9. Costos de Comisionamiento de Unidades (costos de puesta en marcha/sin carga) y Formato de Ofertas de Servicios complementarios
10. Tratamiento de energía hidroeléctrica en una arquitectura de mercado energético basada en ofertas

7.2 Formación de Precios (Fijación de Precio Uniforme, *Pay-as-clear*, frente a Pago según Oferta, *Pay-as-bid*)

7.2.1 Descripción General

En esta sección analizamos las ventajas y desventajas de estos dos mecanismos de fijación de precios. El formato de la subasta puede tener un impacto en los resultados del mercado. Según el formato de Fijación de Precio Uniforme, todos los proyectos ganadores reciben la oferta de precio más alta aceptada; y en un formato de pago según oferta todos los proyectos ganadores reciben como pago su propia oferta. En ambos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

formatos, se seleccionan primero los proyectos que ofrecen los precios más bajos hasta cubrir toda la demanda de la subasta. Estos formatos han sido ampliamente estudiados y tenemos experiencia práctica actual con ambos. Si bien algunos de los resultados son contradictorios, surgen varias conclusiones sólidas. En primer lugar, si las subastas son competitivas, el resultado de las dos reglas de precios debiese ser muy cercano. Sin embargo, esto raramente es el caso. La mayoría de los mercados energéticos aplican la regla del precio marginal uniforme.

Según nuestra experiencia, el debate sobre la transición de una arquitectura basada en precios marginales uniforme a un esquema de pago según la oferta se basa típicamente en la creencia de que los aumentos de los precios de la energía reflejan el ejercicio del poder de monopolio. Este es claramente el marco del debate sobre la crisis energética de la UE de 2022.

Es obvio que cada opción provocará una respuesta muy diferente del mercado. Según nuestra experiencia, bajo el modelo de precios uniformes, los proveedores tienen todas las razones para ofertar aproximadamente sus verdaderos costos marginales de oportunidad por la energía en cada uno de los bloques de poder que ofrecen. Por el contrario, bajo la arquitectura de mercado de pago según la oferta, los participantes tienden a adivinar el precio marginal y ofertar en consecuencia.

Se ha establecido que la consecuencia de la transición a un sistema de pago según la oferta provocaría un cambio radical en el comportamiento de las ofertas tal que:

- Nunca genere los ahorros anticipados
- Introduzca ineficiencias inconmensurables en el despacho de energía e imponga nuevos costos a las compañías generadoras, lo que inevitablemente tendería a aumentar en lugar de disminuir los precios promedio
- Tenderían a debilitar la competencia en la generación, que es la mejor salvaguardia contra ejercicios de poder monopólico que pueden contribuir a precios elevados; e
- Impediría –de nuevo en una medida inconmensurable– la expansión de la capacidad.

El análisis siguiente proporciona amplios argumentos de que cualquier intento de regular las ofertas de los generadores (posiblemente para cada tecnología) es inútil e inmensamente contraproducente.

7.2.2 Pago según la Oferta frente a Precio Uniforme en un Entorno de Toma de Precios (competitivo)

Ahora examinamos las ventajas y desventajas de estos dos sistemas de licitación.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Bajo reglas de precios uniformes, los generadores tienen todas las razones para ofertar aproximadamente [16]sus verdaderos costos marginales de oportunidad por la energía [17]en cada uno de los bloques de energía que ofrecen. Ellos saben que si alguna de esas ofertas es rechazada es porque hay suficientes ofertas más bajas para satisfacer la demanda, con lo que estarán en mejor situación, porque no se habrán comprometido a vender a precios que no cubran sus costos evitables. Más importante aún, también saben que cuando acepten sus ofertas recibirán el beneficio total de cualquier precio por encima de ese nivel que sea necesario para igualar la demanda y la oferta en el mercado, independientemente del nivel de sus propias ofertas, lo que les permitirá embolsarse la diferencia entre sus costos evitables y el precio de equilibrio del mercado como contribución necesaria para la recuperación de sus cargos fijos y ganancias. Específicamente, para los mercados donde un jugador dominante ejerce poder de monopsonio y ofrece ofertas por debajo de los costos variables mínimos, otros participantes del mercado deben ofertar en función de sus costos marginales en lugar de su MVC. Este comportamiento del mercado es coherente con un comportamiento económico "saludable" y cumple plenamente con los mecanismos de monitoreo del regulador.

La ingenua expectativa de los defensores de los esquemas de pago según la oferta es que, dado que todas las ofertas inframarginales (las que están por debajo del costo marginal más alto necesario para que la suma total de las ofertas aceptadas satisfaga la demanda del mercado) recibirán, bajo un precio uniforme, **más que sus precios de oferta** (por márgenes sucesivamente mayores a medida que las ofertas aceptadas varían hacia abajo desde el costo marginal, más alto al más bajo), la arquitectura de pago según la oferta simplemente eliminaría esos márgenes. Esto, a su vez, significaría que el precio promedio que los compradores tendrán que pagar bajo el sistema de pago según oferta no incorporará ningún margen sobre sus ofertas. Por ejemplo, si las ofertas ganadoras para una hora concreta fueran bloques iguales de producción con costes incrementales, sucesivamente, de 30 €, 40 €, 50 €, 60 € y 70 € por MWh, el precio de equilibrio del mercado de 70 €, bajo el sistema de precios uniformes, otorgará a los adjudicatarios márgenes de beneficio por encima de los costes marginales de 40 euros, 30 euros, 20 euros, 10 euros y cero, respectivamente. Por otro lado, el esquema de pago

[16]Las ofertas tenderán a desviarse del costo marginal en la medida en que las unidades de capacidad sean grandes en relación con la carga total.

[17] En la mayoría de los casos, el costo marginal de oportunidad es simplemente el costo incremental de generar energía adicional. En el caso de la energía hidroeléctrica, sin embargo, tiene poco que ver con los costos físicos de operación, que consisten más bien en los ingresos o el valor sacrificados al usarla o venderla hoy y no más tarde o en un lugar en lugar de otro, los cuales dependen a su vez de qué tan llenos están los embalses y expectativas sobre los precios futuros. Incluso para las plantas fósiles, el costo de oportunidad marginal puede diferir de los costos operativos incrementales en la medida en que existan oportunidades para vender la energía en otros mercados dentro y fuera de su mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

según la oferta reducirá todos esos márgenes a cero: la oferta en bloque de 30 dólares, que refleja costos evitables de 30 dólares, recibirá un precio de sólo 30 dólares; etcétera.

El supuesto crítico es, por supuesto, que, bajo las reglas del mercado de pago según la oferta, los generadores ofertarán tal como lo habían hecho antes. **La única certeza absoluta, sin embargo, es que no lo harán.** Sabiendo que este esquema no produce ninguna contribución a sus costos fijos, y mucho menos a las ganancias, obviamente cambiarán universalmente su práctica de inmediato y, en cambio, ofertarán al que esperan que *resulte* ser el precio de equilibrio del mercado: $70 en el simple ejemplo anterior. Esta observación se ha visualizado desde hace muchos años en los mercados internacionales.

Todos los mercados de EE. UU. y la mayoría de los mercados de la UE se conforman con la regla de precios marginales. Rara vez observamos la regla de pago según la oferta implementada en la práctica. Un ejemplo, no obstante, es el mercado RTBM en Italia (TERNA). TERNA liquida el RTBM con la regla de fijación de precios de pago según la oferta. Se estableció desde el principio del mercado y ahora es difícil cambiarlo a pesar de que mucha gente en TERNA y mucha gente en la oficina del Regulador prefieren la regla de fijación de precios marginales. Otro ejemplo son los protocolos NETA del Reino Unido, que también implementan la regla de precios de pago según la oferta.

En la medida en que los distintos oferentes pudieran predecir perfectamente el precio de equilibrio del mercado, en resumen, el ahorro para los consumidores resultante del cambio de las reglas resultaría ser nulo. Por lo tanto, la *única* diferencia entre los precios promedio realmente obtenidos bajo los dos sistemas sería en la medida (y sólo en la medida) en que sus predicciones resulten erróneas.

Dejando de lado, para una consideración posterior, la posibilidad de que los precios de pago según la oferta puedan ser más efectivos para frenar los ejercicios de poder monopólico (si no hay razón para esperar que los precios sean consistentemente más altos o bajos bajo el sistema de pago según la oferta), este esquema tiene los siguientes efectos:

1. **El pago según la oferta introduce cierta reducción inevitable en la eficiencia,** ya que los generadores se ven obligados a dejar de ofertar sus costos marginales si quieren recibir alguna compensación por sus costos fijos o su contribución a las ganancias. Dado que todas las ofertas exceden los costos marginales de todos los bloques de energía, en montos que dependen de las diferentes estimaciones de los diversos oferentes de lo que resultará ser la oferta marginal que equilibra el mercado, el despacho de orden de mérito perfecto y que minimice el costo total, inevitablemente, no estará asegurado: algunas ofertas de menor costo marginal serán rechazadas (porque sus oferentes han sobreestimado el precio de equilibrio del mercado) en favor de otra energía de mayor costo marginal ofrecida con márgenes más conservadores. Dado que hay mucho en juego en términos de que

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

los oferentes recuperen sus costos totales o cualquier beneficio, y dado que las condiciones de oferta y demanda en constante cambio que determinarán el precio de equilibrio del mercado son principalmente impredecibles, sus diversas ofertas variarán correspondientemente en los márgenes por encima del costo marginal que incorporan. Esta observación es aún más cierta debido al hecho de que es probable que la capacidad de los distintos vendedores para predecir el precio de equilibrio del mercado y sus márgenes difieran sustancialmente. **Entonces, al seleccionar las ofertas sobre la base no sólo de los costos marginales que reflejan sino también de estos márgenes variables, las consiguientes ineficiencias derivadas de desviaciones del despacho de sus plantas por orden de mérito probablemente serán grandes.**

Las ineficiencias no serán consecuencia únicamente de errores de pronóstico si los oferentes difieren sustancial y consistentemente en sus costos marginales relativos. La práctica ha demostrado que los resultados ocasionales ineficientes son consecuencia de ofertas estratégicas racionales. [18]Por ejemplo, si hay dos oferentes con costos inciertos (inciertos en el sentido de que los vendedores individuales no conocen los costos del otro) y se sabe que uno tiene costos más bajos que el otro en promedio, es probable que el oferente que tenga costos más altos racionalmente ofertará de manera menos agresiva, con un margen de beneficio menor sobre sus costos operativos que el oferente con costos más bajos; este último se sentirá libre de incorporar un margen de beneficio mayor en su oferta, porque sabe que es relativamente poco probable que su rival haga una oferta inferior. La consecuencia será que el oferente en desventaja será llamado a suministrar con demasiada frecuencia, porque habrá presentado una oferta más baja en algunos casos en los que tiene costos más altos que su rival más eficiente. **En cualquier industria, competitiva o no, son los consumidores quienes terminan cargando con los costos de tales ineficiencias.**

2. **Otra ineficiencia que ineludiblemente introduce la regla de fijación de precios de pago según la oferta es el costo de pronosticar los precios de mercado que impondría a todos los participantes.** Bajo el sistema de precios uniforme y de equilibrio del mercado, como lo hemos experimentado en el mercado internacional durante muchos años, los vendedores tienen toda la motivación para ofertar sus costos marginales, que por supuesto están fácilmente disponibles para ellos. El esquema de pago según la oferta introduce incertidumbres en sus cálculos y en los costos de intentar minimizarlos o deshacerse de ellos pronosticando cuál resultaría ser el precio o precios de equilibrio del mercado. Estos costos también recaerían en última instancia sobre los consumidores.

---

[18] Véase, por ejemplo, Eric Maskin y John Riley. "Asymmetric Auctions." *Review of Economic Studies*, julio de 2000.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

3. Finalmente, y en cierto sentido lo peor de todo, es probable que desaliente la competencia, a cuya consecuencia nos referiremos ahora. Específicamente, el esquema de precios de pago según la oferta no produce las señales de precios adecuadas para el consumo. Si suponemos que los oferentes presentan ofertas cercanas a sus costos, el enfoque de pago según la oferta genera una señal de precio de costo promedio para las cargas en contraposición a la señal de precio de costo marginal más deseable. **El resultado neto son niveles de consumo ineficientes. A medida que la carga se vuelve más elástica, es probable que aumenten los efectos de esta ineficiencia.** Además, si los oferentes intentan adivinar el precio marginal, es posible que muchas o todas las ofertas se agrupen en torno a un precio único según el pronóstico de carga. Esto aumentará la incidencia de ofertas vinculadas y también puede debilitar las señales temporales de precios.

7.2.3 El efecto de la Regla de Precios según la Oferta en el Ejercicio y Disipación del Poder de Mercado

La mayoría de los mercados no son efectivamente competitivos y, en el mejor de los casos, son imperfectamente competitivos. Entonces se hace necesario tratar de decidir, en primer lugar, si es probable que la regla de precio uniforme o de pago según la oferta sea más conducente al ejercicio de dicho poder de mercado. A continuación, analizamos la cuestión del poder de mercado para los actores grandes y pequeños bajo ambas reglas de fijación de precios.

7.2.3.1 Los Pequeños Oferentes están en Desventaja según la Regla de Fijación de Precios de Pago según la Oferta

Bajo la regla de precio uniforme, los competidores prosperan o fracasan basándose únicamente en sus eficiencias de generación relativas; esto no es sólo una consecuencia sino también un requisito previo de un mercado efectivamente competitivo. **En el sistema de pago según la oferta, su rentabilidad depende en gran medida también de sus previsiones exitosas.** Desde el punto de vista de hacer que los mercados sean más efectivamente competitivos, incluso más problemático que el efecto del pago según la oferta al crear incertidumbre e imponer los costos de la previsión, serían las cargas relativas diferenciales de estas incertidumbres sobre las empresas pequeñas y grandes. La experiencia ha demostrado que existen grandes economías de escala en los esfuerzos por reunir la información necesaria y hacer tales pronósticos hora por hora y día por día. La pequeña empresa tendría que realizar el mismo tipo de esfuerzo que una grande; y si esos esfuerzos resultan ser necesarios (y el comportamiento de los participantes en tales mercados sugiere una creencia general de que lo son), el costo por unidad de producción sería mucho mayor para los competidores pequeños que para los grandes. Las incertidumbres introducidas por el pago según la oferta no sólo tenderán a desalentar inversiones futuras, sino que también tendrán un efecto especialmente desalentador en la inversión de las pequeñas empresas. **En este sentido, ciertamente podemos afirmar que las reglas de precios de pago según la oferta desalentarán**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

la mayor competencia que es una parte crítica al largo plazo de la eficiencia económica del mercado energético.

Un poderoso impulso detrás del esquema de pago según la oferta es la concepción (que procederemos a evaluar a continuación) de que el sistema uniforme de precios es susceptible de ser manipulado por los grandes oferentes. Pero bajo un precio uniforme, los competidores más pequeños también se benefician de cualquier ejercicio de poder monopólico: ellos también reciben automáticamente cualquier precio monopolísticamente elevado.

7.2.3.2 La Relativa Susceptibilidad de las Reglas de Precios Uniformes y Pagos según la Oferta para los Juegos Monopólicos

Un número sustancial de estudios internacionales han concluido que los aumentos de precios en muchos mercados se vieron magnificados porque algunos grandes generadores "jugaron" con el sistema aumentando sus ofertas o reteniendo capacidad física. Para que un generador se beneficie de tal estrategia deben cumplirse varias condiciones. En primer lugar, la demanda debe ser, en conjunto, inelástica. En segundo lugar, el generador debe controlar una combinación de capacidad tal que retener una parte de su capacidad del mercado incremente el precio de equilibrio del mercado recibido por su capacidad restante u otras unidades licitadoras exitosas lo suficiente como para compensar con creces los ingresos netos sacrificados en su capacidad retenida. Tenga en cuenta que esta estrategia no requiere un alto grado de concentración en toda la industria. En estas circunstancias, sólo se necesita una cantidad modesta de participación en relación con el tamaño de todo el mercado y la capacidad total del generador que busca jugar con el mercado. [19]La retención puede tomar dos formas: (1) retención física (no ofertar una fracción de la capacidad operable), o (2) retención económica: ofertar una fracción de la capacidad operable a un precio marcadamente por encima de su costo incremental. Ambos pueden tener el mismo resultado: un precio de equilibrio más alto.

Este tipo de comportamiento, en la superficie, puede dar crédito al argumento para sustituir la arquitectura de precios uniforme por la regla de fijación de precios de pago según la oferta. En el sistema de pago según la oferta, dichos generadores tendrían que ofrecer el precio monopolísticamente elevado estimado en todas las ventas ofrecidas

[19] El hecho de que los precios en esos momentos puedan exceder los costos marginales de operación del generador menos eficiente en uso (el indicador habitual de retención monopolística de la producción) no prueba en sí mismo que se haya producido una retención monopolística: cuando la demanda alcanza el límite físico absoluto de capacidad. —es decir, la demanda deja de responder por completo al precio—el precio competitivo aumentará a cualquier nivel necesario para igualar la oferta y la demanda: cuanto más inelástica sea la demanda, en estas circunstancias de un límite absoluto de la oferta, mayor será el margen por el cual el precio de mercado puede exceder el costo marginal de generación.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

para poder cosechar esas ganancias, con el riesgo inmensamente mayor de [20]que algunas o todas esas ofertas más altas resulten excesivas y, por lo tanto, ser rechazado, con la consiguiente pérdida de toda la diferencia entre sus costos marginales reales y el precio final de mercado. Por lo tanto, según este razonamiento, este cambio en el método de fijación de precios alteraría dramáticamente el equilibrio de riesgos y ganancias potenciales de tales ejercicios de poder de mercado.

Esto es similar a la ingenua expectativa de que un cambio hacia el pago según la oferta producirá una reducción sustancial en los precios promedio que pagan los consumidores, la cuál ignora la certeza de que los generadores alterarán radicalmente sus prácticas de licitación para frustrar el logro de ese resultado. Por lo tanto, el argumento de que la regla de precios de pago según la oferta desalentaría las retenciones monopolísticas al cambiar el equilibrio de riesgos y beneficios potenciales no tiene en cuenta las formas en que los oferentes responderán cambiando en consecuencia su comportamiento de oferta. **Esto significa que los oferentes, acorde a la regla de precios de pago según la oferta, intentarán predecir el comportamiento consiguiente de los precios de mercado en sus distintas ofertas y, en la medida en que lo consigan, las ganancias previstas para los consumidores resultarán ilusorias.**

También son ilusorias las afirmaciones de que la norma de precios de pago según la oferta disminuirá la capacidad de las partes de coludirse tácitamente para aumentar los precios. Un proceso de licitación que se repite a diario es precisamente el tipo de juego que se presta a tal colusión; cambiar la regla de fijación de precios no alteraría eso.

Otra diferencia posiblemente importante entre los dos esquemas de fijación de precios es la mayor transparencia del comportamiento de las ofertas bajo precios uniformes que bajo el sistema de pago según la oferta, para detectar precios de colusión o de cuasi colusión. El comportamiento monopolístico sería mucho más fácilmente detectable con precios uniformes que con precios de pago según la oferta. Dado que, como ya hemos enfatizado, si el mercado fuera competitivo todos los oferentes tendrían todos los incentivos para ofertar aproximadamente sus verdaderos costos marginales bajo el sistema anterior, y dado que los costos (al menos los costos marginales de operación) se miden fácilmente con una aproximación de primer orden, en la industria eléctrica, los datos de las ofertas proporcionarían claramente evidencia de competencia imperfecta y abuso de poder de mercado.

En cambio, con el sistema de precio de pago según la oferta, todo vendedor se vería obligado a ofertar por encima de su costo marginal, incluso si el mercado fuera perfectamente competitivo. Por lo tanto, no habría una manera directa para que el

[20] Este riesgo no es grande en las horas pico, con poco exceso de capacidad agregada. Es mucho mayor fuera de las horas pico.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Regulador y los observadores del mercado identifiquen a partir de los datos de la oferta a las partes que parecen estar ejerciendo poder de mercado. Aunque es difícil evaluar el valor de esta transparencia adicional, es otra ventaja de la regla de fijación de precios uniforme.

7.2.4 Recomendación

El cambio de precios uniformes (marginales) a precios de pago según la oferta (que proporcionarían a los compradores de energía eléctrica un alivio sustancial de los altos precios de la energía eléctrica) es simplemente un error. La consecuencia inmediata de la introducción de la regla de fijación de precios de pago según la oferta sería un cambio radical en el comportamiento de las ofertas tal que:

- Impediría el ahorro previsto para el consumidor
- Introduciría ineficiencias inconmensurables en el despacho de energía e impondría nuevos costos a las compañías generadoras, lo que inevitablemente tendería a aumentar en lugar de disminuir los precios promedio.
- Tenderían a debilitar la competencia en generación, que es la mejor salvaguardia contra el ejercicio del poder monopólico; y
- Evitaría, nuevamente en un grado inconmensurable, la expansión de la capacidad y las inversiones futuras.

En resumen, creemos firmemente que la regla de fijación de precios uniforme es muy superior en comparación con el esquema de precios de pago según la oferta. Ofrece las siguientes ventajas:

- Proporciona incentivos para que las ofertas reflejen los costos.
- Es mucho más eficiente
- Es consistente con el despacho óptimo.
- Es menos propenso a la manipulación.
- Proporciona señales de costos marginales para la respuesta del lado de la demanda.
- Es más adecuado para su uso en subastas dobles que incorporan ofertas del lado de la demanda.
- Reduce las ventajas de los grandes actores sobre los más pequeños, fomentando así la competencia.
- Es menos probable que resulte en ofertas empatadas.

7.3 Arquitectura de Mercado DAM (DAM unificado versus dividido

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

por tecnología)

7.3.1 Descripción General de la Bifurcación DAM

Un parámetro de diseño importante que ha surgido principalmente en los mercados energéticos de la UE como resultado de la crisis energética de la UE del año pasado es si las subastas de energía deben ser tecnológicamente neutrales (es decir, múltiples tecnologías compiten dentro de la misma subasta) o si deben ser tecnológicas específicas (es decir, existe cierto grado de discriminación entre tecnologías, ya sea por tipo, ubicación o escala).

La penetración masiva de las plantas de energía renovable en la red ha dado lugar a este debate entre varios responsables políticos sobre si es prudente dividir el DAM por tecnología, dados los diferentes costos operativos y de capital de estos activos en comparación con los costos de las plantas de energía convencionales basadas en combustibles fósiles. Específicamente, en una arquitectura DAM dividida habrá una subasta de energía basada en combustibles fósiles basada en la regla de precios marginales, mientras que se creará un mercado separado para la energía RES donde los precios se definirían en el momento de la subasta. Tenga en cuenta que, en los mercados de la UE, la dinámica de la generación basada en combustibles fósiles es totalmente diferente de la de las energías renovables, donde el precio de las energías renovables generalmente se fija en una subasta y está conectado a un diseño de Contrato por Diferencia (CfD).

La justificación es que las diferencias de precios entre los nuevos combustibles renovables y fósiles pueden ser muy grandes con oscilaciones sustanciales de precios. El objetivo de la Bifurcación DAM es reducir los costos de adquisición. En concreto, el gasto de capital en RES domina su estructura de costo y no hay cambios en el costo unitario cuando se incrementa o disminuye su operación. Recursos con semejantes características incluyen además de RES, nuclear, co-generación de alta eficiencia, almacenamiento electrico e hidro obligatoria incluido con renovables intermitentes (híbridos).

7.3.2 Propuesta de Diseño de Bifurcación DAM

Los defensores del diseño de bifurcación DAM proponen los siguientes principios para las modificaciones de diseño:

- Las plantas RES deberían presentar ofertas basadas en volumen en el Mercado del Día Anterior (DAM), no ofertas económicas. Las ofertas basadas en volumen reflejan las mejores previsiones posibles de su funcionamiento al día siguiente. Con esta oferta asumen la responsabilidad de la operación en tiempo real, están sujetos a costes de desviación y pueden participar en los mercados intradiario y de equilibrio.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- Para sus ofertas basadas en volumen en el DAM, estos recursos obtienen remuneración dependiendo sobre contratos por diferencias concluidos con una tercera parte privada o el sector público, independientemente del DAM.
- En caso de que estos recursos declaren no cobertura por contratos por diferencias bilaterales o públicos, podrán participar en una agrupación no obligatoria (agrupación de potencia verde) operada por un organismo público (o un organismo privado potenciado adecuadamente) actuando como un solo comprador y vendedor para entidades de servicio de cargar y consumidores.
- Ofertas basadas en volumen de estos recursos pueden corresponder a recursos agregados que pueden incluir almacenamiento y posiblemente una agregación de plantas RES.
- El ISO monitorea las ofertas basadas en volumen desde la perspectiva de precisión de proyección y posibilidad de operación del sistema, y puede aceptar o cortar el volumen declarado. La eventual reducción sigue normas de pro-rata.
- En el próximo paso, el DAM considera que los volúmenes aceptados sobre los recursos que opera tienen un estado de DEBE EJECUTAR. De este modo, el ISO resta el volumen aceptado de las declaraciones de carga. La carga restante (carga neta) corresponde a la demanda que los recursos despachables en demanda deben cumplir. Entonces, los recursos presentados combinan ofertas económicas y de volumen de acuerdo con las mismas reglas actualmente aplicadas y el mercado es equilibrado de la misma forma que se hace hoy.
- Las entidades de servicios de carga y consumidores pagan en precios de equilibrio de mercado por la compra de energía en la carga neta del DAM. Ellos pueden también comprar desde la agrupación de energía verde, si esta opera. Ellos también tienen unas obligaciones de pago en el contexto de los CfDs los cuales son concluidos independientemente.
- Los puntos mencionados describen un DAM de dos etapas bifurcado.
- Los mercados intradiarios y de balance se mantienen sin cambios.
- Los consumidores pagan un promedio ponderado de los precios de los dos mercados DAM. De este modo, si el primer escenario del DAM corresponde a apenas dos tercios del consumo de electricidad y por ejemplo tienen un costo promedio de 80 US$/MWh, y la segunda etapa del DAM se liquida a 250 US$/MWh reflejando costos por generación con gas, el consumidor pagaría (2/3 x 80)+(1/3 x 250)=137 US$/MWh.

7.3.3 Análisis de Diseño de Bifurcación DAM

Bajo el enfoque de tecnología neutral, la combinación de tecnologías final se decide a través de subastas de energía basadas en los costos actuales de las tecnologías, tal como se reflejan en las ofertas. Bajo un enfoque tecnológico específico, el regulador debe decidir cuánto aprovechar de cada tecnología. Por lo tanto, mietras los primeros podrían estar sujetos a fallas del mercado, los segundos podrían estar sujetos a fallas

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

regulatorias. Los defensores del enfoque de bifurcación DAM afirman que la neutralidad tecnológica, que minimiza efectivamente los costos actuales, puede resultar en una compensación excesiva para las tecnologías de bajo costo, como las RES, aumentando innecesariamente los costos de adquisición. Además, argumentan que la neutralidad tecnológica favorece las tecnologías cuyos costos son actualmente bajos a expensas de tecnologías menos maduras cuyos costos son más altos. Obviamente, este argumento no es cierto o pronto no lo será, ya que la energía RES actualmente está logrando la paridad de red en muchas jurisdicciones.

Los costos asimétricos de diversas tecnologías pueden dar lugar a rentas elevadas de activos de bajo costo en subastas tecnológicamente neutrales si los activos de alto costo fijan el precio de la subasta. Esto podría evitarse mediante subastas de tecnologías específicas que paguen cada tecnología a su precio de equilibrio del mercado que mitigue las asimetrías existentes entre los proyectos y, por tanto, las rentas resultantes.

Sin embargo, este argumento es contrario al principio bien establecido de diseño y operación de mercados mayoristas de energía durante los últimos veinte años, donde las rentas inframarginales en las subastas de energía independientes de la tecnología son fundamentales para proporcionar una señal de precio de mercado clara y sólida para inversiones en capacidad futura en el largo plazo y operaciones de despacho óptimas en el corto plazo. Además, la opción de bifurcación del DAM separa el DAM en dos segmentos, disminuyendo la liquidez del DAM y produciendo un precio marginal del DAM que no expresa el costo marginal de corto plazo del sistema energético.

Además, el nuevo “precio DAM distorsionado” también creará inconsistencias en los Mercados a Plazo, ya que las unidades generadoras venderán contratos a plazo considerando sus ingresos esperados (irrelevantes con el precio DAM) y los Representantes de Carga comprarán contratos a Plazo considerando el costo promedio ponderado de las unidades generadoras y el precio del DAM. Estos precios serían diferentes, distorsionando los contratos del Mercado a Plazo. Por tanto, surge un problema fundamental con respecto al activo subyacente de los contratos a plazo.

Finalmente, el enfoque de bifurcación DAM se basa en decisiones regulatorias, en lugar de resultados de mercado. Específicamente, se requiere que el regulador tenga información precisa sobre la rentabilidad de las diversas tecnologías, para poder realizar subastas de tecnologías específicas para reducir las rentas de las tecnologías de bajo costo sin distorsionar la asignación entre tecnologías. **En otras palabras, el enfoque de bifurcación DAM intenta sustituir la ventaja relativa de las subastas tecnológicamente neutrales, que es seleccionar inversiones de bajo costo, con el regulador que debería tener suficiente información para replicar el mismo resultado.**

A medida que las tecnologías RES maduran y los costos se reducen y son similares entre

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

ellas (tanto en el valor que proporcionan como en sus costos), la solución del mercado es mucho más preferible y, por lo tanto, la aplicación de bifurcación DAM se considera innecesaria y contraproducente. En este caso, hacer que el regulador decida cuánto aprovechar cada tecnología puede ser muy desafiante y, en última instancia, costoso.

7.3.4 Recomendación

Con base en el análisis anterior, recomendamos claramente rechazar el enfoque de bifurcación DAM por las siguientes razones:

- Creará una incertidumbre regulatoria sustancial
- Conducirá a resultados de mercado ineficientes
- Reduce la liquidez del DAM
- El "precio DAM distorsionado" crea problemas como activo subyacente para los contratos a plazo
- No reducirá el problema de la sobrecompensación
- Supondrá una carga indebida para el regulador que, en esencia, debería sustituir el mercado de la energía.
- Destruirá la propiedad de las rentas inframarginales, que es tan crítica para proporcionar las señales de mercado adecuadas para las inversiones y el buen funcionamiento de los mercados energéticos.

7.4 Contratos PPA a Largo Plazo (físicos y financieros) con CFD Simples frente a Variantes de CFD

7.4.1 Descripción General del Mercado de Contratación Bilateral

Existe evidencia teórica y práctica abrumadora sobre la competitividad de los mercados mayoristas de energía y el impacto de la contratación a plazo y los acuerdos verticales para mitigar el poder de mercado y mejorar los resultados competitivos. **El trabajo teórico muestra que los Contratos Bilaterales (BC), en general, reducen los incentivos para el abuso de poder de mercado y el impacto adverso de dicho abuso, al reducir la rentabilidad de la manipulación de los precios spot y el impacto del alza de los precios spot en las transferencias entre clientes y proveedores.**

La evidencia empírica respalda las predicciones teóricas de que la contratación bilateral reduce el poder de mercado. Además, la presencia de contratos de cobertura financiera también mitiga el poder de mercado. Existe evidencia sustancial de que las empresas que no desinvierten en generación y permanecen integradas verticalmente en la generación de energía y en el servicio de carga minorista se comportan de manera más

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

competitiva en los mercados mayoristas de energía en relación con los propietarios de generación que suministran poca o ninguna carga minorista.

Además, múltiples estudios que utilizaron datos de los mercados PJM, ISO New England y los mercados ISO originales de California, y resultados simulados con y sin acuerdos bilaterales verticales o contratos minoristas de producción de energía al por mayor, han demostrado que los mercados PJM e ISO New England eran mucho más competitivos que el mercado de California, y esta diferencia podría explicarse por la contratación minorista de producción de energía mayorista en PJM e ISO New England, que no estaba permitida en el modelo de mercado reestructurado ISO original de California. De hecho, los estudios demostraron que, si el PJM e ISO New England no hubieran permitido estos acuerdos de contratación bilaterales verticales (como fue el caso en California), esos mercados habrían experimentado aumentos sustanciales de precios. Se estimó que los costos generales de producción hubiesen aumentado un 45% en ausencia de tales acuerdos contractuales bilaterales.

Nuestro análisis a continuación da credibilidad a la afirmación de que la presencia de un mercado de BC a plazo es muy beneficiosa para el mercado. Según nuestra experiencia, los participantes del mercado desean un mercado de este tipo y, si está disponible, lo utilizarán para optimizar su cartera. Si los Participantes del Mercado, por alguna razón, no están dispuestos a realizar transacciones en dicho mercado, recomendamos que el Regulador fuerce dichas transacciones entre productores y proveedores en mercados inmaduros. La introducción de dicho mercado debería hacerse de forma gradual y metódicamente.

Al mismo tiempo, es muy importante garantizar que el mercado de BC a Plazo no agote el mercado spot de tipo "Pool", que crea importantes señales de precios. En los mercados maduros, estos mercados encuentran un equilibrio natural donde los volúmenes que se liquidan en cada mercado se estabilizan.

7.4.2 Análisis de Beneficios de la Contratación Financiera Bilateral

La falta de contratos a plazo significativos en un mercado aumenta los incentivos para que los propietarios de unidades de generación ejerzan poder de mercado en los mercados energéticos spot. Para fundamentar esta afirmación, considere el siguiente ejemplo de una empresa con cierta capacidad para afectar el precio de equilibrio en el mercado spot de electricidad.

Sea QS la cantidad de energía que produce, PS el precio spot de la energía y MC el costo marginal de producir electricidad. Supongamos que esta empresa ha vendido previamente un contrato por diferencias (CFD) bilateral a un precio PC. Sea QC la cantidad de CFD vendidos. El beneficio para el vendedor de un CFD bilateral es (PS – PC)*QC. Si PS es mayor que PC, el vendedor paga al comprador la diferencia entre PS

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

y PC multiplicada por QC. Si PC es mayor que PS, el comprador paga al vendedor la diferencia entre PC y PS multiplicada por QC. Para simplificar, supongamos que MC tiene el mismo valor para todos los niveles de salida. El beneficio variable obtenido por la empresa es entonces:

$$\text{Beneficio variable (PS)} = (PS - MC)*(QS - QC) + (PS - PC)*QC \quad (7\text{-}1)$$

El primer punto a destacar de esta función de beneficio variable es que hasta que el generador cubra su posición de contrato financiero a plazo, QC, con ventas físicas, QS, utilizará su capacidad para influir en el precio de mercado, PS, para fijarlo por debajo de su costo marginal, MC. Este incentivo opera porque cuando QS es menor que QC, la única manera para que el generador haga una contribución positiva a las ganancias variables en la Ecuación (1) es si PS es menor que MC. Un segundo punto a tener en cuenta es que, si QS es mayor que QC y QC es distinto de cero, entonces el generador tiene un incentivo para utilizar su poder de mercado para aumentar los precios. Sin embargo, la presencia de un contrato financiero a plazo debilita este incentivo para aumentar el precio spot, PS, porque el generador sólo gana este precio por sus ventas en el mercado spot más allá de QC. **En consecuencia, en la medida en que QS es mayor que QC, la empresa tiene menos incentivos para aumentar los precios a través de su comportamiento de oferta. Considere el caso en que QC es igual a cero. Aquí el incentivo marginal de la empresa para aumentar PS ejerciendo su poder de mercado es mayor, porque obtiene este precio más alto por todas sus ventas spot, QS.**

Este ejemplo ilustra un punto muy importante asociado con la evaluación de los beneficios de las compras en el mercado a plazo para las entidades que atienden la carga. Específicamente, los Comisionamientos de mercado a plazo asumidos o impuestos al propietario de una unidad de generación alteran significativamente sus incentivos para aumentar los precios o retener capacidad del mercado spot. **Sin embargo, los propietarios de unidades de generación entienden este mecanismo y se muestran reacios a comprometerse con contratos financieros a plazo a precios que no produzcan el mismo flujo de ganancias esperado que podrían obtener de sus ventas previstas en el mercado spot.** En consecuencia, para que una venta en el mercado a plazo sea atractiva para el propietario de una unidad de generación, la entidad que sirve la carga puede tener que ofrecer un precio de mercado a plazo más alto. Sin embargo, una vez firmado este contrato, el propietario de esta unidad de generación ahora ofertará de manera más agresiva en el mercado spot, lo que resultará en precios spot más bajos. Sería inapropiado considerar estos contratos a plazo imprudentes a posteriori debido al precio spot más bajo. La razón es que estos precios spot más bajos no se habrían producido si los contratos a plazo no hubieran estado vigentes. **Este aspecto de la contratación a plazo y el impacto en el comportamiento de las unidades de generación en los mercados spot complica considerablemente cualquier evaluación de la prudencia a posteriori de cualquier compra en el**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

mercado a plazo.

Un beneficio adicional de los contratos financieros a plazo es la protección contra las fluctuaciones de los precios spot que brindan a las entidades que atienden la carga. Una entidad que sirve la carga y que posee el otro lado del CFD bilateral en el ejemplo anterior está completamente cubierta contra el riesgo de precio spot si su consumo es igual a QC. En la medida en que su consumo difiere de QC, asume el riesgo de precio spot sólo por las desviaciones de su consumo real de QC. Una entidad de servicio de carga que posee una fracción significativa de sus ventas esperadas en CFD tiene certeza de precio efectiva en sus obligaciones de energía mayorista y, por lo tanto, puede establecer un precio minorista fijo y estar razonablemente seguro de cubrir sus costos independientemente de lo que suceda con los precios spot de la electricidad. Si todas las entidades de servicio de carga mantuvieran contratos a plazo para todas sus obligaciones energéticas con las pequeñas empresas y los consumidores residenciales, los reguladores sabrían que estas entidades tienen certeza de precios mayoristas para estos clientes. Esta certeza del costo mayorista de la energía permitiría a los reguladores establecer una tarifa minorista fija por defecto para estas dos clases de clientes. Los reguladores también podrían permitir otros planes de precios minoristas en los que estos clientes asuman voluntariamente el riesgo de los precios mayoristas a cambio de la oportunidad de recibir precios promedio de electricidad más bajos (porque alteran su demanda en respuesta a los cambios de los precios mayoristas) que bajo el precio minorista fijo.

Un beneficio final de la contratación financiera a plazo es que efectivamente hace menos importante cualquier discusión sobre las ventajas relativas de los mecanismos de subasta de pago según la oferta versus precio uniforme para los diseños de mercados spot de electricidad. En un mercado de electricidad competitivo, independientemente de si el mercado spot se liquida mediante una subasta de pago según la oferta o de precio uniforme, la electricidad que se produce y entrega dentro de una hora determinada se paga de acuerdo con una amplia variedad de precios de contratos del mercado a plazo.

Por ejemplo, uno esperaría que el propietario de una unidad de bajo costo variable y alto costo fijo prefiriera operarla como una instalación de carga base. En consecuencia, el propietario de esta unidad estaría dispuesto a firmar un CFD bilateral de varios años a un precio cercano al precio promedio anual esperado de la electricidad porque espera operar esta unidad prácticamente todas las horas del año a una tasa de producción constante. El propietario de una unidad de punta, que esperaba operar sólo durante 100 a 200 horas de punta al año, probablemente participaría en un conjunto diferente de ventas a plazo. En cambio, el propietario de esta unidad podría vender un CFD unilateral por una fracción significativa de la producción esperada de la unidad. En un CFD unilateral, a cambio de un pago por adelantado del comprador, el propietario de la unidad paga el máximo de cero y la diferencia entre PS y PC multiplicada por el número de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

unidades del contrato vendidas, QC, al comprador. del CFD, donde PS es el precio spot y PC el precio de ejercicio del contrato. Este CFD proporciona al comprador un seguro contra alzas de precios en el mercado spot para QC unidades de producción, pero no requiere que el comprador realice ningún pago al propietario de la unidad de generación si PS es menor que PC, solo un pago por adelantado en el momento que se firma el contrato. Este pago inicial debería ayudar al propietario de la unidad a cubrir los costos fijos anuales asociados con el funcionamiento de su unidad. Por las horas cubiertas por este CFD unilateral, el propietario de la unidad puede ganar un precio máximo de PC vendiendo unidades QC en el mercado spot. El propietario de la unidad podría cubrir el resto de sus necesidades de ingresos anuales mediante ventas en el mercado spot. Finalmente, el propietario de una unidad que atiende principalmente niveles de carga intermedios puede elegir una combinación de CFD unilaterales y bilaterales, así como algunas ventas en el mercado spot. Cada uno de estos contratos se negociaría con compradores individuales, de modo que el propietario de la unidad tendría una cartera de posiciones de mercado a plazo a una variedad de precios.

En mercados de electricidad competitivos con mercados a plazo activos, en cualquier hora de entrega dada, todos los participantes del mercado (cargas y propietarios de unidades de generación) tienen una cartera de compras y ventas de energía a una variedad de precios. En consecuencia, independientemente de si el mercado spot se liquida mediante una subasta de precio uniforme o una subasta de pago según la oferta, la electricidad se entrega durante una hora determinada de acuerdo con un gran número de precios futuros negociados en distintos momentos del pasado y bajo una variedad de formas de contrato.

Es importante enfatizar la razón por la que la energía se entrega a una variedad de precios en cualquiera de los procesos de fijación de precios del mercado spot. Los contratos a plazo se negocian bajo diferentes términos y condiciones en diferentes momentos antes de que se realice la entrega. Presumiblemente, estos precios reflejan la mejor información en el momento en que se negocia el contrato sobre su valor para el comprador y el vendedor. Continuamente llega nueva información sobre el precio de equilibrio del mercado de la electricidad en un momento dado en el futuro y es procesada por los compradores y vendedores de contratos de electricidad a plazo. **La llegada continua, a lo largo del tiempo, de nueva información sobre las condiciones del mercado spot en la fecha de entrega o compensación de un contrato a plazo es la razón principal del gran número de precios de la electricidad entregada en la misma hora**. Cabría esperar que un contrato financiero a plazo para la entrega de 1 MWh de energía en una hora determinada en el futuro no pudiera venderse consistentemente a un precio más alto a través de un mercado de negociación bilateral de pago según la oferta, en comparación con un mercado de subasta de precio uniforme. De lo contrario, el comprador de este contrato compraría en la subasta de precio uniforme. En cambio, si el precio fuera más bajo en una subasta de precio uniforme,

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

esperaríamos que el vendedor pasara al mercado de negociación bilateral de pago según la oferta.

Por estas razones, así como por muchas otras, prácticamente todos los diseñadores de mercados están totalmente de acuerdo en que unos mercados financieros a plazo sólidos desempeñan un papel importante en el mercado. Sin embargo, actualmente existen varios impedimentos, regulatorios o de otro tipo, para el desarrollo de este mercado en varios lugares. Por ejemplo, en algunos mercados el principal impedimento es el hecho de que los precios de la energía y los servicios complementarios en los mercados ISO reflejan el ejercicio de un poder de mercado significativo. En consecuencia, cualquier precio de contrato a plazo que el propietario de una unidad de generación ofrecería voluntariamente a una entidad de servicio de carga reflejaría este poder de mercado. Esto exige la implementación de reglas de mercado de mitigación específicas para garantizar que se reduzca o elimine el potencial de ejercicio del poder de mercado.

7.4.3 Contratación Bilateral de Largo Plazo y Generación Baja en Carbono

7.4.3.1 Descripción General

Ahora analizamos cómo los BC corporativos entre propietarios de generación de RES y cargas importantes, como industrias intensas o incluso consumidores más pequeños, pueden facilitar la evolución del mercado, reducir costos y mejorar la eficiencia del mercado. Discutimos los desafíos para ejecutar dichos contratos y proponemos formas de mejorar la liquidez y reducir la incertidumbre del mercado. Finalmente, propondremos cómo el método de prima móvil (actualmente el mecanismo de remuneración dominante para la generación de RES) podría estructurarse como un contrato por diferencias (CFD) para facilitar los PPA corporativos. Demostraremos que los CFD proporcionan incentivo para una amplia gama de actores para invertir en renovable energía, habilitandolos a ellos a participar en la transición energética y garantizar costos totales más bajos para los consumidores.

7.4.3.2 Análisis de un Mercado Mayorista Privado de RES-PPA

Las plantas de RES se han vuelto significativamente más asequibles en los últimos años. Como analizamos en la Sección 7.3, las plantas de RES tienen costos variables bajos, pero costos de capital relativamente altos. Es por eso que los costos de financiamiento de la inversión son una parte clave de su costo total. A su vez, los costos de financiamiento dependen del nivel de certeza que implican los ingresos futuros de la generación eléctrica. Los ingresos inciertos aumentan significativamente el costo de financiamiento en comparación con los diseños de mercado con mecanismos de remuneración de energía renovable que reducen esta incertidumbre al evitar el riesgo político y servir como cobertura para las incertidumbres de los precios del mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Si los ingresos procedentes de la producción de electricidad están garantizados en el momento de la decisión de inversión, los inversores pueden utilizar este flujo de ingresos determinado para obtener capital de bajo costo a partir de bonos o deuda para financiar su inversión. Por el contrario, en la medida en que los ingresos sean inciertos en el momento de la decisión de inversión, los inversores requieren mayores proporciones de capital social que asuman riesgos. Esto aumenta el costo general de financiar su inversión.

Un mercado mayorista para la negociación de contratos bilaterales privados (físicos o financieros) de diversas características de duración, condiciones de equilibrio, precio de ejercicio y diversos perfiles entre un minorista o un comerciante y una empresa de RES puede crear las condiciones para contener el costo de financiar el Inversión en RES En este caso, los desarrolladores de RES utilizarán los BC como garantía para recaudar fondos de bancos o inversores.

El contrato bilateral puede ser financiero (como un CFD) o un contrato con entrega física entre un comprador (una carga importante, por ejemplo) y un generador de RES. Estos contratos no deberían disfrutar de ningún subsidio de apoyo público y deberían especificar varios parámetros, como duración, cláusulas, condiciones de equilibrio y la definición exacta del precio de ejercicio del contrato o de los límites o condiciones del precio de ejercicio.

Según nuestra experiencia, existen varias barreras para el desarrollo de dicho mercado. Estas incluyen: a) incertidumbre en el financiamiento de los proyectos RES, b) vacilación por parte de los compradores a la hora de firmar contratos a muy largo plazo (desajuste de preferencias de generadores y cargas), c) falta de liquidez del mercado de PPA-RES. La evolución del mercado, como las inversiones en almacenamiento, la reducción de los costos de adquisición de energías renovables, etc., pueden poner de relieve algunos de estos problemas, pero persiste un asunto clave: la disponibilidad de energía de equilibrio y complementaria en los mercados mayorista y de ajuste con suficiente liquidez e instrumentos de cobertura para facilitar la competencia en el mercado minorista. Un objetivo clave de este mercado organizado es proporcionar las herramientas para gestionar el desajuste entre la volatilidad de las RES y los perfiles de carga y mitigar las incertidumbres a través de economías de escala.

Para que se desarrolle ese mercado organizado, es necesario celebrar una masa crítica de contratos bilaterales para establecer ciertos niveles de liquidez y permitir condiciones de financiamiento favorables para las inversiones en energías renovables. En este mercado voluntario se pueden negociar contratos bilaterales típicos con CFD con opción de entrega física. **Inicialmente, el Gobierno tiene un papel clave que desempeñar en el establecimiento de dicho mercado: a) convirtiéndose en cierto sentido en el "creador de mercado", b) asegurando un financiamiento eficiente de los proyectos**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de energías renovables, y c) subsidiando una parte de los costos incurridos por los pequeños compradores.

El mecanismo de remuneración de las RES más frecuente en muchas ISO se basa en **la prima móvil**. El objetivo es impulsar la integración del mercado de RES y, al mismo tiempo, salvaguardar los bajos costos de financiamiento para los inversores. Antes de la inversión, los promotores de RES presentan su precio de ejercicio en una subasta. Los proyectos que presentan los precios de ejercicio más bajos ganan la subasta y, por tanto, una garantía de este precio durante 20 años. Durante el funcionamiento, los operadores de RES venden su producción de electricidad en el mercado. Periódicamente (digamos mensualmente) se calcula el ingreso promedio de todas las plantas de una tecnología, por ejemplo, fotovoltaica, el llamado "valor de mercado de la electricidad". Si el valor de mercado es inferior al precio de ejercicio especificado por el desarrollador de RES, el proyecto recibe la diferencia entre el precio de ejercicio y el valor de mercado, lo que se denomina "prima móvil".

Con las continuas caídas del costo de las tecnologías RES, así como una mayor probabilidad atribuida a escenarios de aumento de los precios de la electricidad, desencadenados por el aumento de los precios del gas y del carbono, es cada vez más probable que el valor de mercado supere el "precio de ejercicio" de las subastas. Como resultado, el precio de la electricidad por encima y más allá de este precio de ejercicio contribuirá con una proporción cada vez mayor a los posibles ingresos. Al mismo tiempo, la parte de los ingresos que se asegura con el precio de ejercicio caerá. Dado que los ingresos del mercado de la electricidad por encima del precio mínimo son inciertos, esto implica que se requiere una proporción cada vez mayor de capital para las inversiones. **Esto significa que los costos de financiamiento aumentarán y los consumidores de electricidad ya no podrán beneficiarse al máximo de la caída de los costos de la tecnología RES.**

Dadas las circunstancias cambiantes del mercado, proponemos dos opciones para el diseño del mecanismo de remuneración de RES a considerar para el mercado de RES-PPA:

1. Prima móvil
2. Desarrollarlos aún más como PPA con CFD

Analizamos brevemente ambas opciones a continuación.

Opción 1: Los costos de financiamiento con un aumento gradual de las primas contrarrestan las reducciones de costos

El actual sistema de primas reforzará el proceso por el cual los ingresos inciertos del mercado de la electricidad se incluyen cada vez más en los cálculos de las ofertas, lo que en última instancia dará lugar a un aumento de los costes de financiamiento.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

En el caso de valores de mercado realizados más bajos, el precio de ejercicio será efectivamente el precio mínimo, porque los valores del mercado de la electricidad se complementan con la prima móvil. Se materializan ingresos adicionales por las ventas en el mercado de la electricidad si el valor de mercado realizado es superior al precio de ejercicio. Pero a diferencia del precio de ejercicio, estos ingresos adicionales son inciertos y, por lo tanto, no pueden utilizarse para financiar deuda de bajo costo. Por esta razón, se requiere más capital para el financiamiento. Por lo tanto, los mayores costos de financiamiento compensan parte de los menores costos tecnológicos de las energías renovables, y los consumidores no se benefician plenamente del ahorro de costos.

Opción 2: Contratos por diferencias - cobertura para inversores y protección para consumidores

Con sólo unos pocos ajustes, la prima móvil podría estructurarse como un contrato por diferencia (un CFD). En lugar de ofrecer únicamente a los inversores una cobertura contra los bajos valores del mercado, los inversores y el público podrían firmar un CFD. El Reino Unido ya está utilizando este mecanismo de remuneración. Los CFD son PPA a largo plazo a precios de ejercicio determinados en subastas. Al igual que con la prima variable, los operadores de RES reciben ingresos adicionales cuando el valor de mercado de la electricidad que generan está por debajo del precio de ejercicio acordado. Sin embargo, si el precio de la electricidad que obtienen los operadores de plantas RES es superior al precio de ejercicio, los operadores deben devolver la diferencia al ISO. Esto reduce el impuesto a las energías renovables e incluso puede volverlo negativo a largo plazo. Esto puede aumentar la aceptación de la transición energética, ya que los consumidores de electricidad, que durante muchos años han protegido a los operadores de energías renovables contra los bajos precios de la electricidad, en el futuro estarán protegidos contra los altos precios de la electricidad en la misma medida que los CFD existentes.

Los CFD garantizan que los promotores de proyectos RES no esperen ingresos del mercado eléctrico además del precio de ejercicio. Como resultado, ya no es necesario incluir en el cálculo de financiamiento los ingresos inciertos, lo que provocaría un aumento de los costos de financiamiento.

La opción CFD implica que cuando los costos de la tecnología caen, el precio de ejercicio bajo la prima móvil cae más fuertemente que el precio de ejercicio de los CFD. Pero en el caso de la prima móvil, los consumidores de electricidad tienen costos adicionales por el consumo de electricidad en caso de precios altos o cuando el valor de mercado de la energía renovable es alto. En ese caso, la caída de los costos de la tecnología se compensa parcialmente con los crecientes costos de financiamiento y, por lo tanto, los clientes de electricidad se beneficiarán sólo de una parte de la reducción de los costos de la tecnología.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.4.4 Recomendación

La comparación de instrumentos políticos muestra que los consumidores de electricidad a través de RES-PPA privados sólo se benefician plenamente de la caída de los costos de la tecnología en el caso de los CFD. Sólo los CFD ofrecen incentivos para que una amplia gama de actores invierta en energías renovables, permitiéndoles participar en la transición energética. **Se deben tener en cuenta los ingresos inciertos del mercado de la electricidad al refinanciar inversiones cuando la prima es móvil o fija o en ausencia de mecanismos de remuneración de las energías renovables. Esto requiere mayores porcentajes de capital para el financiamiento.** Esto puede ir en detrimento de la variedad de actores, ya que los actores pequeños tienden a no tener grandes balances de los grandes proveedores de energía que están en mejor posición para dedicar mayores participaciones de capital a un proyecto de RES. Una participación reducida puede resultar en una disminución del apoyo de los grupos locales en la transición energética.

La reducción de la participación también reduce la competitividad de las subastas de RES. Por lo tanto, es de particular relevancia un sistema de remuneración que permita a todos los actores (grandes y pequeños) financiar inversiones con bajos requisitos de capital.

A falta de CFD, los inversores con las expectativas más optimistas del mercado ganan cada vez más las subastas de energía RES. **La "maldición del ganador" podría provocar una caída en las tasas de realización de proyectos RES. Las caídas significativas en los precios esperados de la energía a más largo plazo entre el momento de las RES y la elección final de inversión (cierre) pueden llevar a los inversionistas a revisar sus supuestos anteriores y abandonar un proyecto de RES y pagar las penalidades correspondientes.** Este escenario pondría en peligro los objetivos de expansión de Chile en materia de energías renovables.

Los cambios en el precio de la electricidad o las tendencias del valor de mercado en el período entre la subasta y la construcción de la planta no influyen en los ingresos del operador de RES en un sistema CFD. Esto conduce a mayores tasas de realización. Los CFD también conducen a una cobertura simétrica de inversores y consumidores de electricidad. Los inversores obtienen una protección contra los bajos valores de mercado de la energía renovable, y los consumidores de electricidad obtienen una protección contra el aumento de los precios mayoristas de la energía.

En resumen, recomendamos encarecidamente los PPA a largo plazo con CFD para fomentar la transición energética. Los CFD garantizan que se devuelvan ingresos adicionales a los consumidores. Además, los inversores tienen una cobertura de ingresos bajo el sistema CFD, lo que permite costos de financiamiento favorables y, a su vez, un costo total más bajo de la electricidad renovable.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.5 Mercado Financiero versus Mercados Físicos

7.5.1 Descripción General

La experiencia internacional en los mercados de electricidad reestructurados en Estados Unidos y en todo el mundo ha demostrado que depender del mercado spot para fijar el precio de una gran parte del consumo de electricidad es problemático. La contratación a largo plazo entre proveedores y la demanda es necesaria por tres razones principales:

1. Los contratos a largo plazo incentivan y apoyan la inversión en capacidad de generación para lograr la suficiencia y confiabilidad de los recursos, al reducir la incertidumbre para los proveedores y facilitar el capital para dichas inversiones.
2. Los contratos a largo plazo proporcionan instrumentos de cobertura para el suministro de combustible, condiciones climáticas adversas y contingencias de sistemas y garantizan el suministro de electricidad a precios razonables.
3. La contratación a largo plazo reduce los incentivos para la manipulación de precios y el ejercicio del poder de mercado, **explotando la concentración del mercado** y las incertidumbres a corto plazo por el lado de la oferta y la demanda. **Si bien los precios spot seguirán reflejando condiciones de escasez y brindarán incentivos a los productores y consumidores para responder a estas condiciones, los contratos a largo plazo minimizan las transferencias de los consumidores a los productores afectados por las variaciones de los precios spot y, por lo tanto, reducen las ganancias potenciales de los proveedores por la manipulación de precios**.

En California, por ejemplo, durante la crisis energética de 2000-2001, la disposición de recursos de generación sin contratos de adjudicación adecuados, combinada con fallas en el diseño del mercado, condiciones climáticas adversas y falta de incentivos para que las entidades de servicio de carga aseguraran su suministro a través de contratos a largo plazo, resultó en aumentos de precios catastróficos debido al abuso de poder de mercado, el colapso del mercado y el fracaso financiero de las principales entidades de servicio de carga. En Colombia, durante El Niño de 2015-2016, el diseño defectuoso y los mecanismos inadecuados de aplicación de los Contratos de Energía Firme que se suponía garantizarían la suficiencia de los recursos, resultaron en un casi colapso del mercado, el incumplimiento de una importante empresa de generación (Termocandelaria de 900MW) y un “sacar de apuro” por cuenta del cliente.

Dadas las lecciones de los mercados internacionales, está claro que **los contratos a plazo de largo plazo deben ser una parte integral del diseño del mercado**; sin embargo, es importante diferenciar entre los distintos objetivos de adecuación de recursos y cobertura de precios, como lo hacemos a continuación. Un mecanismo de adecuación de recursos tiene como objetivo garantizar una inversión suficiente en recursos de generación e incentivar la combinación deseada de recursos que tendrá en

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

cuenta eventos climáticos extremos, proporcionará reservas adecuadas guiadas por consideraciones técnicas y apoyará los objetivos ambientales de la descarbonización.

Los mecanismos de adecuación de recursos no deben diseñarse para mitigar el poder de mercado o mitigar el alto precio de la energía, lo cual debe abordarse por separado con los contratos financieros de cobertura del precio de la energía que se analizan más adelante. En consecuencia, los precios máximos que sirven como precio de ejercicio deberían ser suficientemente altos (normalmente entre 1.000 y 2.000 dólares por MWH). Las obligaciones de Capacidad o Energía Firme con precios de ejercicio bajos, como las Opciones de Confiabilidad implementadas en el ISO-NE y las Opciones de Energía Firme de Colombia, fracasaron porque el **precio de ejercicio no fue lo suficientemente alto como para absorber los aumentos en el costo del combustible**. En momentos de escasez, los generadores llamados a producir energía bajo los mecanismos de adecuación de recursos al precio de ejercicio optaron por el incumplimiento porque el costo del combustible excedía el precio de ejercicio (como fue el caso de Termocandelaria en Colombia). El ISO-NE intentó solucionar el problema indexando el precio de ejercicio al costo del combustible y teniendo en cuenta las opciones de cambio de combustible, pero esa solución falló y el precio de ejercicio finalmente se restableció al precio máximo del sistema.

7.5.2 Contratos de Energía a Largo Plazo: Físicos versus Financieros

Los contratos a plazo de largo plazo son acuerdos entre dos entidades para vender y comprar energía durante un período de tiempo específico a un precio fijo acordado. Estos contratos suelen especificar cantidades fijas a un precio fijo; sin embargo, las cantidades especificadas pueden adoptar la forma de totales mensuales, semanales o diarios o distribuirse en horas. Los contratos también pueden especificar una tarifa de entrega fija o permitir variaciones de tarifa dentro de límites. Normalmente, las entidades de servicio de carga que prestan servicios a clientes minoristas asumen el riesgo volumétrico debido a las fluctuaciones de carga y ajustan las cantidades que adquieren mediante contratos de cantidad fija a través de transacciones en el mercado spot. Sin embargo, algunos “Contratos de Seguimiento de Carga” pueden comprometerse a suministrar un porcentaje de la carga de las LSE, en cuyo caso el riesgo de cantidad corre a cargo del proveedor.

Los contratos a plazo de largo plazo, que normalmente se denominan Acuerdos de Compra de Energía (PPA), pueden ser físicos o financieros. Los PPA físicos se ejercen en el Mercado del Día Anterior como transacciones autoprogramadas presentadas al ISO y liquidadas directamente entre las partes del contrato. Por otro lado, los PPA financieros, se liquidan entre las partes como **Contratos por Diferencias o CfDs**, independientemente de las transacciones físicas programadas por las partes del contrato y liquidadas con el ISO. En otras palabras, las partes de un PPA financiero compran y venden energía a través del Mercado del Día Anterior (DAM) operado por el ISO y

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

liquidan su transacción a los precios del día anterior del ISO. Posteriormente, liquidan directamente entre ellos las diferencias entre los precios del DAM y el Precio del Contrato pactado. Si el precio DAM en una hora particular excedió el precio del contrato, entonces el vendedor paga al comprador la diferencia de precio y viceversa, por lo que el efecto neto es equivalente a negociar la cantidad del contrato al precio del contrato. **La liquidación financiera entre las partes del contrato es independiente de los cronogramas físicos, por lo que, si el vendedor o el comprador están cubiertos por el contrato en comparación con su cronograma físico, las diferencias de cantidad están sujetas a los precios DAM. En consecuencia, una entidad financiera que no represente demanda o capacidad de generación podría celebrar un PPA financiero con un recurso energético o LSE participando en el mercado ISO y brindar cobertura financiera sin estar involucrada en el mercado físico.**

Los PPA financieros que permiten la participación de entidades financieras deberían estar estrechamente regulados para evitar la manipulación del mercado por parte de los especuladores. **Sin embargo, desvincular el mercado físico del acuerdo financiero es beneficioso por varias razones**. Este desacoplamiento proporciona flexibilidad tanto al proveedor como a la demanda para comprar y vender energía de manera eficiente sin estar sujetos a obligaciones físicas. Por ejemplo, del lado de la demanda, un fabricante puede reducir el consumo cuando los precios spot son altos debido a la escasez, y ganar la diferencia entre el precio spot y el precio contractual por la parte no utilizada de la energía contratada. Por el lado de la oferta, con el aumento de la oferta de energía renovable, un generador de gas puede optar por reducir la producción cuando la energía renovable es abundante y los precios spot son bajos, y depender de los recursos renovables para proporcionar el suministro de energía contratado no satisfecho.

Permitir que los participantes financieros participen en el mercado de contratos, lo cual recomendamos encarecidamente, aumenta la liquidez del mercado y mejora la eficiencia de la cobertura al eliminar las oportunidades de arbitraje. Estos participantes financieros también facilitan la disponibilidad de capital para invertir en recursos energéticos. También permiten **la cobertura cruzada de productos básicos** al participar en otros mercados que están correlacionados con los precios de la electricidad o que impactan en ellos. Por ejemplo, **los forwards y opciones Spark Spread** son instrumentos que rastrean el diferencial entre el precio de la electricidad y el gas natural, lo que captura la rentabilidad de los generadores de gas y, por lo tanto, proporciona una cobertura para la inversión en dicho recurso. **Los derivados meteorológicos** son otro ejemplo de instrumentos financieros negociados fuera del ámbito de los contratos de electricidad, que se utilizan para protegerse contra el riesgo de pérdidas relacionadas con el clima, lo que permite una cobertura cruzada entre agricultura, turismo y energía. Las nuevas inversiones en electrolizadores para la producción de hidrógeno verde e instalaciones para el amoníaco verde pueden verse facilitadas en gran medida mediante la cobertura cruzada de productos básicos entre los

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

mercados de productos relacionados con el hidrógeno, las industrias de fertilizantes y la electricidad. Estas prácticas de cobertura son poco comunes en los mercados de contratos que están restringidos a productores y consumidores de electricidad.

7.5.3 Contratos de Energía a Plazo Estandarizados

Los Contratos Financieros de Energía a largo plazo normalmente se negocian extrabursátilmente entre productores y consumidores con posible participación de entidades financieras. **Recomendamos la adopción de dichos contratos para complementar un mecanismo de adecuación de recursos** para proporcionar cobertura y estabilidad de los precios de la energía. Además, dado el importante papel de dichos contratos para garantizar el suministro de energía a los consumidores a precios razonables y protegerse contra el riesgo de aumentos de precios, **recomendamos el establecimiento de Contratos Estandarizados de Energía a Plazo (SFEC)** negociados a través de una cámara de compensación central organizada por el regulador del sistema o una bolsa privada que esté en condiciones de gestionar el riesgo de contraparte de manera eficiente. Dichos contratos especificarán los precios de la energía, la fuente y el destino, así como el período de cumplimiento, pero excluirán la cobertura del riesgo de congestión que puede manejarse a través de FTR, tratados por separado. **También recomendamos que la negociación de dichos contratos esté abierta a la participación de actores financieros**, sujeta a supervisión regulatoria. Según este enfoque propuesto, la cobertura por parte de entidades que brindan servicio de carga que están sujetas a regulación de precios minoristas debería incentivarse y posiblemente exigirse mediante requisitos de cobertura sobre un porcentaje (por ejemplo, 90%) de la carga prevista que será cubierta por contratos. Deben evitarse **las prácticas regulatorias que permiten a los minoristas regulados traspasar los precios mayoristas a sus clientes y al mismo tiempo responsabilizarlos por los resultados adversos de los contratos de cobertura,** ya que crean desincentivos para la contratación a largo plazo y alientan a los minoristas a subestimar su carga o presentar ofertas bajas que pueden no despejar el mercado SFEC. Por el contrario, se debe alentar e incentivar a los minoristas regulados a gestionar el riesgo del mercado spot en nombre de sus clientes y recompensarlos por sus prácticas exitosas de gestión de riesgos. Los clientes minoristas no regulados son libres de gestionar su propio riesgo y decidir cuánta cobertura de contrato adquieren y se les debe permitir diversificar su riesgo a través de múltiples contrapartes.

Por el lado de la oferta, las nuevas plantas normalmente requieren contratos a plazo de largo plazo a precio fijo o indexados para una parte importante de la producción esperada de la planta a fin de obtener el financiamiento inicial necesario para construir la planta. Las plantas existentes firman contratos a plazo fijo o indexados para reducir su exposición a los precios de corto plazo y reducir la volatilidad de sus resultados financieros. Estos contratos complementan los ingresos provenientes de mecanismos de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

adecuación de recursos, como pagos por capacidad o cargos por confiabilidad para contratos de energía firme. Los propietarios de unidades de generación y los minoristas también pueden participar en mercados extrabursátiles (OTC) bilaterales para cubrir su riesgo de precios a mediano plazo. **Recomendamos, sin embargo, que se exija a los proveedores que ofrezcan una fracción obligatoria (por ejemplo, el 90%) de su capacidad instalada o de su obligación de energía firme por el mecanismo de adecuación de recursos como SFEC** con posible exención para contratos bilaterales a largo plazo verificados. Estos requisitos de contratación impuestos a los compradores y vendedores regulados de energía mitigarán el ejercicio del poder de mercado por parte de los generadores y controlarán la autocontratación en las empresas integradas verticalmente. Por otro lado, es importante dejar suficiente margen para que los participantes del mercado se expongan al mercado spot para facilitar la eficiencia del mercado a través de incentivos para que la oferta y la demanda respondan a los precios spot. Observamos que las cantidades obligadas a través de los mecanismos de adecuación de recursos están guiadas y respaldadas por la capacidad de generación física, la energía firme y la demanda prevista. Sin embargo, si permitimos la participación financiera, los generadores pueden, como cualquier entidad financiera, vender SFEC por encima de su capacidad física y los representantes de la demanda pueden comprar SFEC por encima de su demanda prevista de acuerdo con sus estrategias de cobertura.

Una ventaja de un mercado de contratos centralizado que negocia SFEC en comparación con el comercio OTC de contratos bilaterales es la transparencia de los datos que permite estimar una curva a plazo que facilita la gestión de riesgos. Un mercado compensado centralmente también permite el anonimato de vendedores y compradores, lo que **desvincula el riesgo del precio de la energía del riesgo crediticio de los participantes**, proporcionando así a los pequeños participantes acceso indiscriminado a recursos baratos. El riesgo crediticio puede manejarse mediante requisitos de garantía y normas estrictas de aplicación que pueden implicar **el seguimiento y la verificación de las prácticas de gestión del riesgo del suministro de combustible** por parte del proveedor y la verificación de las previsiones de carga. Uno de los problemas con el incumplimiento de Termocandelaria durante la crisis colombiana de 2015-2016 fue la falta de cumplimiento de los contratos, lo que resultó en que los consumidores asumieran el costo excesivo del combustible.

7.5.4 Mecánica de Adquisición y Liquidación Centralizada de SFEC

La adquisición de SFEC se puede realizar a través de una subasta anual escalonada de precios de equilibrio uniforme para contratos mensuales con un cumplimiento anticipado de 3 a 5 años. Las subastas trimestrales bilaterales de precios uniformes permitirán a compradores y vendedores ajustar sus posiciones, teniendo en cuenta pronósticos de carga actualizados, disponibilidad de recursos, inversiones en transmisión y volatilidad de los mercados de combustible. Las ofertas de suministro y demanda de SFEC deben

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

segregarse por ubicación en nodos de suministro y puntos de agregación de carga (LAP) y las subastas deben realizarse simultáneamente para todas las ubicaciones. Las ofertas de recursos nodales se ajustarán hacia arriba o hacia abajo mediante una prima de ubicación que refleje los precios marginales locales promedio a largo plazo, y también lo hará el precio del contrato pagado al recurso. Asimismo, las ofertas de carga se ajustarán según la prima LAP promedio a largo plazo y también lo hará el precio spot pagado por la carga. Las liquidaciones de contratos entre el asegurador central y el titular del contrato se basan en la realización del precio LMP o LAP por hora, donde el titular del contrato y el asegurador central liquidan la diferencia entre el precio del contrato y el precio por hora local como un contrato por diferencias (CfD). Por lo tanto, la diferencia entre el precio promedio LMP o LAP a largo plazo utilizado en la subasta del contrato y los precios horarios correspondientes corre a cargo del titular del contrato como riesgo de base.

7.5.5 Recomendaciones

1. Implementar un mecanismo de adecuación de recursos físicos con una capacidad o energía firme que deba ofrecer una obligación con un precio máximo alto. También es posible un enfoque mixto con una obligación de capacidad para los recursos térmicos y una obligación de energía firme para la hidráulica. Este mecanismo está restringido a participantes físicos o inversionistas en recursos y carga futuros y está sujeto a verificación.
2. Introducir un mercado energético financiero a plazo estandarizado con un asegurador central que este abierto a participantes financieros con supervisión regulatoria.
3. Imponer un requisito de adquisición de contratos de energía a plazo a las entidades que atienden carga regulada y a los recursos con capacidad o energía obligadas bajo el mecanismo de adecuación de recursos.
4. Eliminar las disposiciones de transferencia de precios spot para entidades que prestan servicios de carga regulada, exponiéndolas al riesgo de precios spot, e instituir incentivos para gestionar el riesgo de precios de la carga regulada.
5. Instituir solvencia crediticia y cumplimiento de contratos para los contratos de energía a plazo estandarizados con posible verificación de la cobertura del suministro de combustible.

7.6 Mercados Exclusivamente Energéticos con suministros de Escasez versus Mecanismos de Adecuación de Recursos (o ambos)

7.6.1 Descripción General del “Problema del Dinero Faltante”

La competitividad de los mercados energéticos depende de la diversidad de la estructura de costos del sistema de generación y esencialmente de la diversidad de los costos

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

marginales de los generadores. Sólo en tiempos de escasez de oferta los costos fijos importan y pueden impulsar los precios de mercado muy por encima de los costos marginales. En condiciones normales de mercado, los costos marginales prevalecen en la gran mayoría de los casos de mercado. Entonces, los ingresos por encima de los costos marginales dependen exclusivamente de la diversidad de los costos marginales. En otras palabras, los ingresos de un generador determinado dependen de si los competidores con costos marginales más altos están incluidos en el despeje del mercado energético.

Los mercados dominados por la energía renovable con costos marginales cero y las centrales eléctricas de gas exhiben una curva de duración del precio de mercado que es plana la mayor parte del tiempo, excepto en raras condiciones de escasez. Estos mercados no pueden garantizar la recuperación de capital y costos fijos para las plantas de gas despachables. Los ingresos por encima de los costos marginales son muy inciertos ya que ocurren solo durante tiempos de escasez debido a la baja diversidad de costos marginales entre las unidades operativas restantes. Los precios de escasez pueden ayudar, pero según nuestra experiencia, los inversionistas son reacios a depender de flujos de ingresos inciertos que pueden ocurrir esporádicamente y en intervalos de tiempo inciertos sólo cuando el sistema alcanza condiciones de escasez. En estas condiciones, los mercados energéticos presentan, en diversos grados, problemas de "**dinero faltante**".

El término "dinero faltante" se refiere a una situación en la que los ingresos por energía inframarginal que exceden los costos de operación y mantenimiento son sistemáticamente menores que el costo amortizado de una nueva entrada para un generador marginal. Un análisis exhaustivo del desempeño de los mercados mayoristas organizados exclusivamente de energía indica que no parecen producir suficientes ingresos netos para respaldar la inversión en nueva capacidad de generación en los lugares correctos y de manera consistente con los criterios de confiabilidad administrativa que son aplicables en cada región. En algunos casos, incluso sumando los ingresos por capacidad, los ingresos netos totales que habría obtenido una nueva planta habrían sido menores que los costos fijos que los inversionistas necesitarían recuperar para hacer rentable la inversión en nueva capacidad de generación. **Todos los mercados organizados que hemos estudiado muestran una brecha similar entre los ingresos netos producidos por los mercados energéticos y los costos fijos de invertir en nueva capacidad medidos a lo largo de varios años.**

¿Cuáles son las causas de estas deficiencias? Nos centramos en aquellos que deprimen los ingresos del mercado energético. A continuación, se proporciona una lista ilustrativa, pero no exhaustiva:

- Límites de precios en los mercados energéticos
- Mecanismos de mitigación del poder de mercado que no permiten que los precios aumenten lo suficiente durante condiciones en las que la capacidad de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

generación está totalmente utilizada.

- Acciones tomadas por el ISO que tienen el efecto de evitar que los precios aumenten lo suficientemente rápido y lo suficientemente alto como para reflejar el valor de pérdida de carga.
- Las acciones de confiabilidad tomadas por el ISO que dependen de llamadas Fuera del Mercado (OOM) sobre los generadores que pagan precios superiores a algunos generadores para resolver ciertos problemas, pero reducen los precios de mercado pagados a otros generadores.
- Pagos realizados por el ISO para mantener en servicio generadores ineficientes debido a la transmisión y limitaciones relacionadas en lugar de permitir que se retiren o suspendan
- Generadores regulados que operan dentro de un mercado competitivo (por ejemplo, generadores que "DEBEN FUNCIONAR" y que tienen pocos incentivos para tomar decisiones de retiro eficientes, lo que deprime los precios de mercado de la energía).

Todas las acciones tomadas en conjunto reducen los ingresos del mercado energético y crean el problema del "dinero faltante". La falta de dinero es uno de los muchos factores que podrían obstaculizar la inversión en nueva capacidad cuando sea necesaria, pero no el único. Las incertidumbres debidas a la futura regulación ambiental, la expansión de la transmisión, la penetración de las energías renovables, las políticas de respuesta a la demanda y las intervenciones del ISO, el regulador y los supervisores del mercado pueden crear una prima de riesgo que indirectamente aumentará el requisito de ingresos para nuevas entradas y, por ende, el nivel de dinero faltante, si existe.

7.6.2 Mercados Exclusivamente Energéticos versus Enfoques de Adecuación de Recursos

Según un mecanismo de Sólo Energía, los generadores solo reciben una remuneración por las ventas de energía (con pagos adicionales por la prestación de servicios complementarios). En los mercados estadounidenses, si los generadores se despachan centralmente en un DAM o como parte de RUC, existe una disposición de "completar" que garantiza la recuperación del costo de puesta en marcha y sin carga durante un ciclo de 24 horas. **Desde una perspectiva económica, el enfoque exclusivamente energético representa el "estándar de oro" teórico y ha sido fuertemente defendido en algunas jurisdicciones, especialmente en algunos países de Europa, Australia, Nueva Zelanda y Estados Unidos en ERCOT**. Sin embargo, existen ciertas realidades relacionadas con los mercados de electricidad que presentan obstáculos para el funcionamiento adecuado de un marco tan idealizado, al menos en algunas jurisdicciones. Una característica de los mercados de electricidad que los distingue de otros mercados de productos básicos es la presencia de un "Operador del Sistema, es

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

decir, el ISO", que es responsable de garantizar la confiabilidad y, por lo tanto, mitigar las condiciones de escasez. Esto generalmente se hace mediante acciones fuera del mercado como "Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad" (RUC), despliegue de reservas y recursos del lado de la demanda. Tales acciones tienden a enmascarar las condiciones de escasez y reducir las rentas inframarginales, lo que puede resultar en "dinero faltante" para los generadores y reducir los incentivos a la inversión. Los mecanismos limitados de respuesta a la demanda que permitirían que los precios de escasez sean fijados por la carga, como lo atribuye la teoría, **así como la incapacidad de establecer un mercado de confiabilidad individual debido a la falta de tecnología e infraestructura de ingeniería**, también impiden la capacidad del mercado para establecer verdaderos precios de escasez.

Para evitar dicha interferencia del mercado y la obstrucción de las señales de precios de escasez, el ISO podría determinar las condiciones de escasez basándose en el uso de reservas y otras acciones de mitigación o estados de emergencia, y luego fijar administrativamente los precios de equilibrio hasta el límite de precios durante las condiciones de escasez. En ERCOT, por ejemplo, el ISO ha adoptado **una curva de demanda de reservas operativas administrativas (ORDC) para calcular un sumador de precios de energía que refleja el costo del agotamiento de las reservas operativas.** Sin embargo, algunas jurisdicciones han rechazado tales reglas e insisten en que los precios de escasez deben basarse únicamente en los precios de oferta. Esta política requiere efectivamente que los generadores ejerzan poder de mercado durante la escasez. Específicamente, si el precio máximo es muy alto, puede ser suficiente para atraer capacidad futura a niveles aceptables. Mantener el límite de precios en niveles muy altos ayuda al mercado a lograr el perfil volátil de un mercado de productos básicos típico y crea las condiciones para que las inversiones futuras se inclinen más hacia el capital y menos hacia la deuda. **La relación deuda-capital es definitivamente un factor importante que afecta la inversión en un mercado exclusivamente energético.**

En algunas jurisdicciones no se fomenta la alta volatilidad. Se podría argumentar que los efectos adversos de la volatilidad de los precios podrían mitigarse en un mercado que funcione bien mediante la contratación a plazo y otras prácticas de gestión de riesgos. Esto es cierto, sin embargo, las realidades de los mercados de electricidad sugieren que la desintegración vertical en muchos mercados de electricidad reestructurados y la nueva regulación de algunos segmentos (por ejemplo, el mercado minorista) ha resultado en una distribución inadecuada del riesgo a lo largo de la cadena de suministro de electricidad. **Esta mala asignación del riesgo da como resultado una gestión inadecuada del riesgo, como fue el caso en el diseño original del mercado de California en los años 90.** En consecuencia, podría ser necesaria alguna intervención regulatoria en algunos mercados, al menos de forma temporal, para lograr una gestión de riesgos socialmente eficiente. Tal intervención regulatoria requiere cautela, ya que las

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

medidas adoptadas para garantizar la suficiencia de la generación pueden tener el efecto de contener los precios de la energía debido al exceso de capacidad o a incentivos perversos, de modo que la necesidad de tales medidas se perpetúe a sí misma. Éste ha sido claramente el caso en varios mercados reestructurados, como en Argentina, por ejemplo, donde un gran pago por capacidad pagado sobre la base de la energía generada induce a los generadores a ofertar por debajo del costo marginal para aumentar la producción y, en consecuencia, los ingresos por pagos por capacidad. Como puede verse, la opción del mercado de Sólo Energía requiere un diseño de mercado sólido y prácticas efectivas de gestión de riesgos.

En algunas jurisdicciones, los formuladores de políticas plantean varias preocupaciones cuando se recurre a los precios de la energía para cubrir los costos de capacidad a través de rentas de escasez. La falta de almacenamiento de electricidad a gran escala, la incertidumbre sobre la oferta y la demanda, la demanda inelástica y la inclinación de la curva de oferta en su extremo superior contribuyen a una alta volatilidad de los precios cuando los márgenes de reserva son bajos. Si bien algunos precios altos temporales reflejan señales económicas legítimas que son necesarias para atraer inversiones, son políticamente inaceptables en muchas jurisdicciones, especialmente porque es imposible diferenciar entre rentas de escasez legítimas y precios altos resultantes del abuso de poder de mercado o de estrategias como la de oferta “Palo de hockey” que explota la demanda inelástica y las reglas del mercado defectuosas o incompletas. Además, afirman que, incluso si los precios altos reflejan rentas de escasez legítimas, que inducen a la inversión, niveles sostenidos de rentas de escasez **mientras se construye nueva capacidad** resultarán en una transferencia inaceptable de riqueza de los consumidores a los productores.

Estas preocupaciones han provocado la imposición de topes (límites máximos) de precios y procedimientos de mitigación del mercado que desincentivan la inversión al suprimir las señales legítimas de escasez de precios.

Además, la dependencia de las rentas de escasez para recuperar el costo de la inversión también tiene un efecto secundario indeseable con respecto a la implementación de mecanismos innovadores de respuesta a la demanda. El objetivo principal de tales mecanismos es mitigar el impacto de la incertidumbre en el suministro y reducir el creciente costo de los servicios complementarios debido a la penetración masiva de recursos renovables intermitentes. Sin embargo, uno de los subproductos de la respuesta de la demanda es la reducción de los precios de escasez y, por lo tanto, dichas iniciativas de respuesta a la demanda, particularmente aquellas que implican un pago por capacidad para cargas interrumpibles, enfrentan la objeción de los generadores que consideran dichos pagos como un tratamiento preferencial de los recursos del lado de la demanda.

Actualmente, algunos mercados energéticos en Europa, como Nordpool y el grupo

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

australiano Victoria, son mercados de Sólo Energía, pero en los últimos años hemos visto un surgimiento de mercados de capacidad en lugares como el Reino Unido y Alberta, Canadá, así como un debate a favor de dichos mercados en Alemania, aunque en Alemania los mercados de capacidad están disfrazados bajo el mercado de "Reservas estratégicas". Todos los mercados estadounidenses tienen mercados de capacidad, excepto el mercado ERCOT en Texas.

En resumen, si se adopta el marco del mercado exclusivamente energético, es fundamental incorporar una fijación sólida de precios de escasez a través de precios de energía altamente limitados y curvas de demanda de reservas operativas (ORDC, por sus siglas en inglés) como en ERCOT. Pero debemos enfatizar que dicha arquitectura de mercado conduce a un perfil volátil y crea las condiciones para que las inversiones futuras se inclinen más hacia el capital y menos hacia la deuda, como discutimos anteriormente.

Incluso en mercados exclusivamente energéticos con precios de escasez muy generosos, es dudoso que ese suministro pueda garantizarse sin un mecanismo de adecuación de los recursos. Esta es una observación práctica importante debido al hecho de que no se espera que la fijación de precios de escasez por sí sola proporcione el grado necesario de certeza a los flujos de ingresos para asegurar inversiones suficientes.

El enfoque alternativo es un enfoque de suficiencia de recursos que compensa a los generadores por la capacidad instalada con suministros que limitan los precios de la energía y, por lo tanto, reducen las rentas de escasez. Estos enfoques están motivados por el hecho de que los mercados energéticos encuentran dificultades para encontrar precios eficientes durante los períodos de escasez, como analizamos en la sección 7.6.1 sobre el Dinero Faltante. Estos enfoques de suficiencia de recursos se determinan de diversas maneras, desde pagos por capacidad administrativa hasta pagos incluidos en contratos bilaterales en respuesta a una obligación de capacidad obligatoria o pagos determinados a través de un mercado de capacidad centralizado. Algunos defensores de los pagos por capacidad han caracterizado la capacidad de generación o la "confiabilidad del suministro" proporcionada por dicha capacidad como un producto distinto de la energía proporcionada por la capacidad. En la siguiente sección analizaremos varios enfoques de adecuación de recursos que pueden ser aplicables al mercado chileno.

7.6.3 Recomendación

Según el análisis anterior, recomendamos encarecidamente lo siguiente:

1. Garantizar una sólida metodología de precios de escasez implementada a través de precios de energía con límites de precios muy altos y curvas de demanda de reservas operativas (ORDC) como en ERCOT.
2. Implementar un Mecanismo de Remuneración por Capacidad (CRM) además de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

los precios de escasez. La aplicación de un CRM puede tomar diferentes formas, como veremos en la siguiente sección, como en PJM, CAISO o CREG en Colombia.

7.7 Mercado de Capacidad con Mejoras de Flexibilidad versus Enfoques de Adecuación de la Capacidad (como mercado de capacidad optimizado o esquemas de pago de capacidad u opciones de confiabilidad centralizada)

7.7.1 Mercado de Capacidad con Mejoras de Flexibilidad

Los Mercados de Capacidad para un solo producto pueden proporcionar suficiente capacidad para cumplir con los requisitos de confiabilidad, pero puede no ser suficiente para garantizar que se busque suficiente capacidad "flexible" para hacer frente a la imprevisibilidad e intermitencia de los recursos RES. En el nuevo entorno se debe valorar y perseguir la generación flexible mediante el despliegue de Mercados de Capacidad con disposiciones específicas para ese fin.

Una forma de recompensar la flexibilidad es incorporar servicios de rampa como elemento en el mecanismo del Mercado de Capacidad. Esto es importante porque, según nuestra experiencia, es probable que los mercados de capacidad tradicionales garanticen una cierta *cantidad* de capacidad, pero a menudo no logran incentivar el tipo flexible de capacidad que el sistema necesita. Esta consideración apunta al valor sustancial de las plantas de energía flexibles que pueden proporcionar capacidad flexible en una situación ideal para hacer frente a la intermitencia de la generación basada en energías renovables.

Por lo tanto, recomendamos encarecidamente tener en cuenta el análisis anterior y diseñar el Mercado de Capacidad de tal manera que resulte en una remuneración más alta para aquellos generadores que están en mejores condiciones de cambiar su producción de manera rápida, confiable y en grandes incrementos. Una forma de hacerlo es crear múltiples “segmentos de capacidad”, que tengan diferente valor y estén sujetos a subastas de capacidad separadas. En un sistema de este tipo, existen múltiples categorías de capacidad y cada una de ellas contiene recursos con un nivel específico de capacidades de rampa. El segmento con la capacidad de generación más flexible se subasta primero y se liquida al precio más alto. Luego, el segundo segmento, con capacidad firme menos flexible, se subasta y se liquida a un precio más bajo. Este proceso de compensación de capacidad firme cada vez menos flexible continúa hasta que se adquiere la cantidad necesaria de capacidad firme. Todos los generadores ofertan en el segmento de mayor capacidad para el que califican y reciben el precio de equilibrio de ese segmento.

A diferencia de un sistema de precio de equilibrio único en el que toda la capacidad firme

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

recibe el mismo precio, un sistema de compensación múltiple recompensa a los generadores convencionales según el tipo de servicios de rampa que tienen para ofrecer. **En ambos tipos de subastas, se adquiere la misma cantidad de capacidad firme y el costo total puede permanecer igual siempre que el aumento de los pagos por capacidad más flexible se compense con una disminución de los ingresos por capacidad menos flexible.**

Una segunda forma de adquirir el tipo de recursos que necesita un sistema de energía es buscar estos recursos específicamente. Identificar las necesidades exactas de recursos del sistema eléctrico nacional o regional no es un ejercicio sencillo. Sin embargo, el ISO puede hacer una previsión de la demanda y producción total de electricidad mediante energías renovables variables. Al tomar la diferencia entre los dos –y tomar en consideración las importaciones y exportaciones– el ISO encontraría la "demanda neta". En pocas palabras, la demanda neta indica cuánta capacidad firme debe estar disponible en el sistema eléctrico y qué cualidades de rampa debe poseer esta capacidad.

Sobre la base de esta previsión de demanda neta, el ISO puede definir los productos específicos que necesita para garantizar la gestión eficiente de las redes eléctricas en los próximos años. Por ejemplo, en un sistema con una alta capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, uno puede imaginar una licitación para un producto en rampa que esté disponible entre las 6 y las 8 p. m., el período en el que es probable que la producción fotovoltaica disminuya y donde el consumo de electricidad está alcanzando su punto máximo diario. Al licitar estos productos a plazo, el ISO ofrecería contratos plurianuales a los oferentes ganadores y garantizaría la confiabilidad al penalizar la no entrega de los servicios de flexibilidad contratados. Dichos sistemas de licitación deberían permitir la participación equitativa de las partes que ofrecen oportunidades de almacenamiento o gestión del lado de la demanda.

Un sistema de este tipo conlleva dos ventajas clave: en primer lugar, alinea las necesidades del sistema eléctrico con los productos eléctricos que los actores del mercado están apostando por ofrecer y, en segundo lugar, da a aquellos generadores que pueden ofrecer los servicios de flexibilidad que el mercado necesita acceso a servicios ingresos a largo plazo adicionales.

Ambas soluciones proporcionan marcos claros que permiten una entrega óptima de los servicios de flexibilidad que los ISO requieren para gestionar eficientemente la red eléctrica. Sin embargo, es necesario adaptarlos para satisfacer las necesidades nacionales y regionales. La urgencia de incentivar la flexibilidad, así como la forma más eficiente de alcanzar el nivel deseado, diferirán entre países y regiones en función de su combinación eléctrica, la disponibilidad de capacidad de interconexión, la antigüedad y vida útil de los activos de generación y las prerrogativas legales vigentes.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.7.2 Enfoques de Adecuación de la Capacidad

Presentamos tres opciones de adecuación de capacidad:

1. El Mercado Bilateral con contratación de capacidad obligatoria impuesta a las entidades de servicio de carga, con una combinación de recursos y flexibilidad posiblemente prescritas, como en CAISO.
2. Mercados de Capacidad con subasta para Comisionamientos de capacidad de generación futura y posible participación del lado de la demanda para reducción de la demanda, como en PJM.
3. Opciones de Energía Firme con un precio de ejercicio regulado, adquiridas centralmente por el regulador y financiadas a través de un "cargo de confiabilidad" impuesto a la demanda, tal como lo implementa la CREG en Colombia.

7.7.2.1 Mercado Bilateral con Contratación Obligatoria de Capacidad

Un ejemplo de este mecanismo de mercado de capacidad es el implementado en California. El mecanismo de adecuación de la generación de California se basa en la adquisición bilateral de capacidad de generación por parte de las Entidades de Servicio de Carga (LSE) jurisdiccionales de la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) (es decir, los Servicios Públicos) en respuesta a un requisito regulatorio de "presentación" anual. El requisito de presentación se basa en los aportes del Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) y la Comisión de Energía de California (CEC). El CAISO revisa y complementa la capacidad adquirida mediante un mecanismo de adquisiciones de respaldo. Una ventaja de este mecanismo es que otorga control jurisdiccional a la CPUC y le permite hacer cumplir objetivos ambientales como el Estándar de Cartera Renovable (RPS), como parte del requisito de presentación. Sin embargo, el principal problema de este mecanismo es el corto horizonte de planificación de un año, que no permite una previsión suficiente para permitir una nueva entrada oportuna en caso de un déficit de capacidad. Aumentar el horizonte de visualización a tres o cuatro años, como sugirió el CAISO en un procedimiento reciente, perjudicaría **a las LSE no reguladas** que no tienen contratos de carga a largo plazo suficientes para cubrir contratos de capacidad a largo plazo y están expuestas al riesgo de migración de carga. En consecuencia, la CPUC decidió mantener el mecanismo actual de forma temporal hasta una nueva revisión, aprovechando el hecho de que no hay escasez de capacidad en California por el momento.

En general, uno de los argumentos clave en contra del Mercado Centralizado de Capacidad (CCM) es que no hay ningún beneficio para el consumidor al pagar el precio de equilibrio por toda la capacidad que se compensa, incluso si permite que los recursos existentes obtengan un rendimiento superior a sus costos de permanecer en el negocio. **Si bien un Mercado Bilateral puede parecer rentable en el corto plazo, fácilmente puede resultar en una cantidad excesiva de retiros por parte de instalaciones que**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

no pueden ganar lo suficiente para invertir en mejoras ambientales o repotenciación. Un buen ejemplo de este hecho son ciertas características de diseño de las centrales eléctricas existentes que tienen importantes impactos ambientales adversos y necesitan ser mejoradas. Bajo un Mercado de Capacidad Centralizado donde dicha capacidad pueda ganar el precio de equilibrio, los propietarios de estos recursos podrán tomar decisiones económicamente eficientes sobre cesar operaciones o invertir en mejoras ambientales en respuesta a cualquier iniciativa política para desarrollar capacidad ambientalmente sostenible.

Según el enfoque del Mercado Bilateral, que evita pagar un precio de capacidad de compensación del mercado, estos recursos existentes pueden tener poca o ninguna opción más que salir del mercado, eliminando una cantidad potencialmente grande de capacidad de generación que tiende a concentrarse en bolsas de carga y que podría, si sus ingresos justificaron la inversión, permanecen en funcionamiento con un impacto ambiental final menor que el desarrollo de capacidad de generación alternativa para estas áreas.

Además, la ausencia de un mercado transparente brinda oportunidades para que terceros intermediarios capturen una parte importante de los excedentes de consumidores y productores que, según afirman los defensores del Mercado Bilateral, se convertirán en ahorros para los consumidores. Una amplia experiencia ha demostrado que cuando no se dispone de mercados transparentes con compensación centralizada, como un CCM, dichos intermediarios prestan valiosos servicios de "creadores de mercado" al reducir los costos de transacción para compradores y vendedores, pero lo hacen de manera menos eficiente que un CCM porque cada uno de dichos intermediarios controla sólo una parte del mercado.

Por lo tanto, la distinción entre Mercado Bilateral y CCM puede verse como una distinción entre mercados no transparentes y menos eficientes en los que los excedentes de consumidores y productores son capturados por creadores de mercado privados, versus mercados transparentes y eficientes donde los excedentes son obtenidos por compradores y vendedores. **El resultado es que los supuestos ahorros de costos derivados de la adopción de un enfoque de mercado bilateral en lugar de un CCM tienen pocas posibilidades de ser conseguidos realmente por los consumidores.**

La ventaja del enfoque de Mercado Bilateral es su flexibilidad para permitir la intervención regulatoria para establecer objetivos específicos para políticas ambientales como la reducción de GEI y la promoción de la generación renovable. Específicamente, la preocupación es que una política que tenga un gran grupo de generadores compitiendo entre sí por un producto de capacidad estándar pueda brindar una consideración insuficiente a los aspectos ambientales y operativos del recurso. La intervención de los responsables de las políticas para hacer cumplir los objetivos de capacidad por tipo de recurso puede complicar sustancialmente la subasta. De hecho, una subasta

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

centralizada a través de un CCM puede no tener éxito en ese sentido. Si bien un enfoque de subasta centralizada puede ser adecuado para lograr la confiabilidad del sistema, no está tan claro que esto sea cierto para satisfacer objetivos ambientales específicos en múltiples áreas de capacidad local. Por lo tanto, parece que un régimen de Mercado Bilateral es más propicio para el desarrollo de recursos especializados que puedan apoyar los objetivos ambientales de una jurisdicción específica. Un ejemplo de implementación de objetivos específicos es el mandato de 1,4 GW de almacenamiento en California como parte de la obligación de contratación de adecuación de recursos (RA), impuesta a las entidades de servicio de carga. Otro ejemplo es el requisito de que un tercio de la capacidad de RA cumpla con una capacidad de rampa específica y se ofrezca como recursos flexibles a través de ofertas económicas (en lugar de físicas).

7.7.2.2 Mercados de Capacidad con Subasta de Comisionamientos de Capacidad de Generación a Futuro

El principal objetivo de los Mercados Centralizados de Capacidad (CCM) es garantizar la disponibilidad de capacidad de generación adecuada (determinada en base a criterios técnicos) en una fecha futura y establecer un precio uniforme para toda la capacidad existente basado en el costo marginal de capacidad del nuevo entrante (CONE). Una ventaja importante del CCM en comparación con los enfoques bilaterales es la aceptación del riesgo crediticio por parte del ISO, lo que permite contratos de capacidad a más largo plazo en horizontes temporales que permiten la participación de nuevos inversores potenciales o generadores existentes que ofrecen nueva capacidad que estará lista en tres o cuatro años en el futuro. El ISO está en la mejor posición para asumir dicho riesgo ya que, independientemente de la migración de carga, el ISO está en condiciones de cobrar el pago por la capacidad de la carga en el momento del consumo y pagar al vendedor de la opción en el momento en que se consume la energía entregada.

Sin embargo, no es necesario que toda la capacidad del mercado se liquide a través de un CCM. Son posibles varias formas de procedimientos de autoaprovisionamiento o de exclusión voluntaria. Por ejemplo, las entidades de servicio de carga pueden contratar bilateralmente con generadores su capacidad (como parte de un contrato a largo plazo) y deducir esa capacidad de su obligación de adquisición o liquidar esa capacidad a través del mercado centralizado como tomador de precios ofreciéndola a un precio cero. Un CCM puede cumplir su propósito incluso si funciona como mercado residual para una porción de la capacidad instalada y el nuevo ingreso. Sin embargo, es importante proteger a un CCM contra el ejercicio del poder de mercado por parte del comprador (poder de monopsonio). **Si confiamos en un CCM para fijar los precios de toda la capacidad instalada, las entidades de servicio de carga podrían tener un incentivo para mantener ese precio bajo y lograr ese objetivo mediante la adquisición de nueva capacidad bilateralmente y luego ofrecerla a bajo costo en el CCM para**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

colapsar el mercado, bajando el precio de equilibrio para toda la capacidad. Tal ejercicio del poder de monopsonio fue intentado por el estado de Connecticut en el FCM de ISO New England, lo que desencadenó un fallo de la FERC que prohibió tal práctica y la institución de reglas para prevenir tal abuso de mercado.

Como aspecto general, hemos observado a lo largo de los años que un CCM promovería una mejor inversión, en comparación con el mecanismo de Mercado Bilateral, y lo haría de manera más rentable, porque conduce a una mayor transparencia de precios y simetría de la información disponible para los participantes del mercado. Estas propiedades ayudan a reducir los costos de transacción y a mitigar el poder de mercado.

Independientemente de cómo se establezca el pago por capacidad, los destinatarios de los pagos por capacidad asumen una "obligación de ofrecer". Los contratos de capacidad adquiridos centralmente también implican un "precio de ejercicio" para la energía, que puede fijarse en un precio máximo relativamente bajo ($1000 por MWh para la mayoría de los ISO en los EE. UU. Es importante señalar que el objetivo del precio de ejercicio no es abordar las preocupaciones sobre el poder de mercado y fijarlos en niveles muy bajos.

En el diseño inicial del mercado de capacidad a plazo en el ISO-New England, el precio de ejercicio se fijó al costo de un CT genérico con una tasa de calor de 22.000 Btu/kWh. Los ingresos acumulados por dicha unidad genérica cuando los precios exceden el precio de ejercicio se denominan "**Rentas de energía de punta**" y se deducen de los pagos por capacidad. (Las versiones posteriores del FCM aumentaron el precio de ejercicio y finalmente eliminaron las rentas máximas de energía en el FCM 10). Esta es una forma de mecanismo de recuperación.

Un mercado de capacidad puede enmarcarse como una adquisición de opciones físicas de compra de energía (también conocidas como Opciones de Confiabilidad, o RO sobre entregas futuras de energía), siendo un límite de precio de la energía el precio de ejercicio de la opción y el pago de capacidad o componente de capacidad del contrato obligatorio siendo la prima de la opción (ver Figura 7-1).

En esencia, un RO es un **contrato por diferencias 'CfD'** entre el ISO y los proveedores de capacidad; Las RO son compradas por el ISO como instrumento de cobertura para proteger a los proveedores de los altos precios. En otras palabras, los ROs limitan la exposición de los Proveedores al precio de ejercicio. La obligación de Recuperación de la Opción de Confiabilidad (es decir, la obligación de recuperación) puede basarse en un **precio de ejercicio flotante mensual que refleje el costo de una unidad hipotética de punta de baja eficiencia**. Se aplicará el mismo precio de ejercicio en todos los mercados (del Día Anterior, intradiario y de equilibrio). El fundamento de un precio de ejercicio flotante es garantizar que los precios del combustible se reflejen en el cálculo y, por lo tanto, el precio de ejercicio no caiga por debajo de los costos marginales de las plantas, promoviendo así la seguridad del suministro y el despacho

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

eficiente.

Además del pago por energía, los generadores reciben una “prima de confiabilidad” como pago complementario al precio spot mayorista. Se determina mediante una subasta de reloj ascendente. Esta prima de opción se cobra a los consumidores como un “cargo por confiabilidad”, por MWh comprometido. El precio de equilibrio de la subasta fija el cargo por confiabilidad en función de las ofertas de los nuevos participantes, mientras que las unidades incumbentes son tomadoras de precios, exactamente como se prevé en el mercado de capacidad en Colombia.

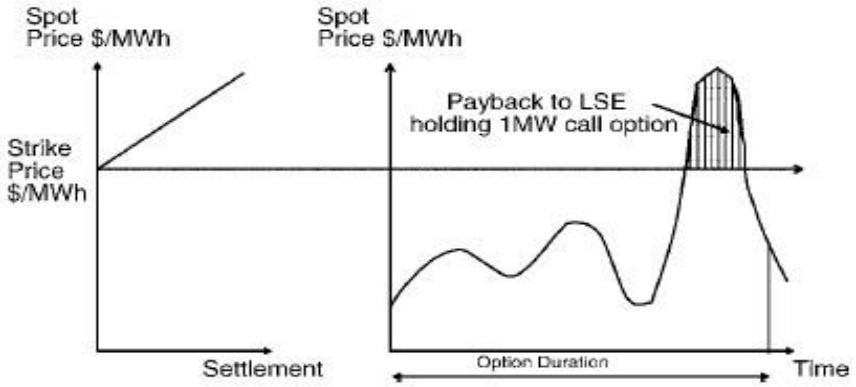


Figura 7-1: Pagos de las Opciones de Confiabilidad desde Proveedores de Capacidad a las Entidades de Servicio de Carga o ISO

La elección del precio de ejercicio de la opción de compra es un parámetro de diseño crítico en esta configuración. En un extremo, un precio de ejercicio de cero correspondería a un contrato a plazo obligatorio entre el ISO o las LSE y los proveedores de capacidad, lo que posiblemente interferiría excesivamente con las prácticas de gestión de riesgos de las partes interesadas, que pueden no estar dispuestas a cubrir todo su suministro/demanda en un acuerdo a plazo obligatorio. En el otro extremo, un precio de ejercicio excesivamente alto invalida la opción de compra, ya que la opción rara vez o nunca se ejerce y esencialmente queda nula.

Basándonos en nuestra experiencia en los mercados ISO-NE y Colombia, recomendamos encarecidamente que el precio de ejercicio se establezca en niveles altos. Cualquier intento de acercarlo al costo marginal de un generador térmico hipotético para hacer frente a las preocupaciones sobre el poder de mercado es erróneo. Debería exceder el precio spot por un amplio margen, excepto quizás durante eventos extremadamente raros. **El principio general aquí es que la confiabilidad está asegurada incluso si la energía disponible es costosa, mientras que para asegurar precios bajos se debe lograr un acuerdo de compra de energía o una cobertura de precios de energía.**

Un precio de ejercicio tan alto puede fijarse en un nivel fijo que no debe ajustarse en

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

función de los costos del combustible y es independiente del tipo particular de combustible utilizado. Por lo tanto, el precio de ejercicio debería ser independiente de la tecnología. Por último, debería establecerse a un nivel que fomente la participación en la respuesta a la demanda.

7.7.2.3 Opciones de Energía Firme con Precio de Ejercicio Regulado

Como comentamos anteriormente, los enfoques alternativos para la adecuación de los recursos incluyen:

1. Precios de escasez en mercados exclusivos de energía, implementados a través de precios de energía con límites de precios muy altos y curvas de demanda de reservas operativas (ORDC) como en ERCOT (presentado en la Sección 7.6.5)
2. Contratación obligatoria de capacidad impuesta a las entidades de servicio de carga, posiblemente con una combinación de recursos y flexibilidad prescritas, como en CAISO (presentado en la Sección 7.6.2.1)
3. Mercados de Capacidad con subasta para Comisionamientos de capacidad de generación futura y posible participación del lado de la demanda para la reducción de la demanda, como en PJM (presentado en la Sección 7.6.2.2)
4. Opciones de Energía Firme con un precio de ejercicio regulado, adquiridas centralmente por el regulador y financiadas a través de un “cargo de confiabilidad” impuesto a la demanda, tal como lo implementa la CREG en Colombia (que se analiza en esta Sección).

También existe la opción del mercado exclusivo de energía con contratos a plazo de energía de precio fijo de largo plazo estandarizados y obligatorios adquiridos a través de una cámara de compensación central, como propone Frank Wolak en: https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M372/K082/372082582.PDF

Como analizamos en la Sección 7.7.2.2, las alternativas basadas en la capacidad, ya sea que se implementen a través de un mercado de capacidad o de una adquisición obligatoria, pueden interpretarse como la adquisición de opciones físicas de compra de energía (también conocidas como **opciones de confiabilidad o RO**) con un límite de precio de la energía siendo el precio de ejercicio de la opción y el pago de capacidad o componente de capacidad del contrato obligatorio siendo la prima de la opción. El objetivo principal de estos mecanismos es asegurar la confiabilidad en el sentido de garantizar la disponibilidad de suficiente capacidad de recursos para evitar cortes debido a la escasez de recursos y proporcionar ingresos a los generadores e inversionistas establecidos para mantener suficiente “hierro en el suelo” y cubrir el “dinero faltante” debido a los límites de precios. Se puede gestionar una mayor cobertura para proteger a los clientes contra los altos precios a través de contratos financieros a plazo de energía, como analizamos en la Sección 7.5.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

En los sistemas dominados por la energía hidroeléctrica que están sujetos a posible escasez de energía impulsada por el clima en lugar de escasez de capacidad, es apropiado introducir un mecanismo de adecuación de recursos basado en **Opciones de Energía Firme** como en Colombia. Dicha Opción de Energía Firme se puede utilizar como alternativa o en paralelo con opciones de confiabilidad basadas en capacidad.

El regulador o el ISO adquirirán Opciones de Energía Firme a través de una subasta periódica de un solo comprador para su cumplimiento en un año futuro (por ejemplo, de cinco a quince años en el futuro) para cubrir un alto porcentaje de la carga pronosticada, con una subasta de ajuste periódico adicional para las actualizaciones de pronóstico. Los vendedores incluirán recursos existentes e inversores en nueva generación. Las nuevas ofertas de generación están sujetas a la supervisión del progreso de la construcción, mientras que los recursos existentes con limitaciones energéticas, como la hidráulica, deben mantener niveles mínimos de energía en sus embalses, sujetos a altas sanciones. Los pagos de primas por las Opciones de Energía Firme basados en los precios de equilibrio de la subasta están cubiertos por un cargo por confiabilidad impuesto sobre la carga de forma prorrateada. Las Opciones de Energía Firme están diseñadas para asegurar la disponibilidad de recursos (independientemente del precio), por lo que el cargo por confiabilidad debe cubrir el costo de inversión o los costos de retención de agua, pero no pretenden cubrir el suministro de combustible o el costo de oportunidad del agua, por lo que el precio de ejercicio de las Opciones de Energía Firme será de la magnitud del precio máximo. La intención es proporcionar suficiente margen de maniobra a los recursos para que puedan cubrir los costos de cumplimiento cuando se soliciten sus Opciones de Energía Firme. Las variaciones de precios hasta el precio de ejercicio de la opción se pueden cubrir por separado mediante contratos financieros a plazo descritos en la Sección 7.5.

En resumen, al igual que los mecanismos de capacidad, las Opciones de Energía Firme deben verse como una forma de seguro catastrófico que garantiza la confiabilidad del sistema y la disponibilidad de energía independientemente del precio, mientras que la cobertura de precios y la mitigación del poder de mercado deben manejarse por separado. Como tal, es apropiado orientar los mecanismos de adecuación de recursos a los participantes físicos del mercado en el lado de la oferta y la demanda, y hacer que el regulador o el operador del sistema administre y garantice dicha garantía. Se puede proporcionar un seguro de precios adicional para clientes y entidades de servicio de carga a través de un contrato bilateral financiero o un mercado de contratos centralizado, como analizamos en la Sección 7.8.

Recomendamos no combinar el seguro de adecuación de recursos y la cobertura del precio de la energía.

7.7.3 Recomendación

Con base en el análisis anterior recomendamos lo siguiente:

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

1. Implementar una subasta de capacidad centralizada de un solo comprador con Comisionamientos de capacidad de generación futura como en la mayoría de los mercados de EE. UU.
2. Definir las subastas de capacidad como Opciones de Confiabilidad, como la mejor forma de gestión de riesgos.
3. Asegurar de que los precios de ejercicio sean independientes de la tecnología y muy altos. No deberían utilizarse para mitigar el poder de mercado; Para este fin deben utilizarse otros mecanismos, como contratos bilaterales u otros mecanismos de cobertura.
4. La definición de las cantidades adquiridas sigue siendo un desafío importante y requiere atención especial (abordaremos este importante tema en la Tarea 3 de este Estudio).
5. Los precios de escasez deberían complementar los mecanismos de CRM
6. También se pueden adoptar Opciones de Energía Firme con un precio de ejercicio regulado para recursos con limitaciones energéticas, como los recursos hídricos, como alternativa o en paralelo con Opciones de Confiabilidad basadas en la capacidad.

7.8 Competencia en Mercados Concentrados (Mitigación del Poder de Mercado Ex-ante versus Mitigación del Poder de Mercado Ex-post) (o ambas)

7.8.1 Descripción General

Este elemento de diseño de mercado contiene un análisis de la eficacia de las opciones de medidas de mitigación **ex ante** versus **ex post**, las condiciones bajo las cuales cada opción puede ser preferible, especialmente en mercados concentrados, los costos de cada opción para el mercado y detalla un potencial enfoque híbrido donde una combinación de ambas opciones puede ser eficaz.

7.8.2 Análisis de Mitigación del Poder de Mercado Ex ante y Ex post

La mitigación de mercado de ofertas de energía **ex -ante** se aplica antes del equilibrio del mercado mediante el despliegue de tres tipos de pruebas: **estructura, conducta e impacto.** (En la Tarea 3 se propondrá un diseño detallado de estos monitoreos de mitigación).

- **Prueba estructural**: Representa una determinación de que las circunstancias del mercado pueden conferir una ventaja a un proveedor. Esto puede resultar de (1) un proveedor que sea “fundamental” (es decir, la carga no puede satisfacerse sin ese proveedor) o (2) un proveedor que opere dentro de un área de importación restringida (con competencia reducida).

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

- **Prueba de conducta**: Representa una determinación de que los parámetros financieros de una oferta de suministro parecen ser excesivamente altos, en relación con un valor de oferta de referencia (un valor de "referencia"). La prueba de conducta se aplica a todos los tipos de mitigación.
- **Prueba de impacto:** Representa una determinación de que la oferta de suministro original tendría un impacto significativo en los precios del mercado de energía (LMP). Esta prueba solo se aplica a los tipos de mitigación de energía de umbral general y de energía de área restringida.

En el enfoque **ex post**, las ofertas no se mitigan y el regulador interviene si se observa un comportamiento perjudicial. Específicamente, la aplicación de medidas contra los abusos de poder de mercado puede surgir en forma de restricciones **ex ante** especificadas previamente sobre las empresas y su comportamiento (como límites de precios, restricciones de licitación o precios obligatorios que reflejen los costos anticipados) o la disuasión **ex post** de conducta dañina a través de la perspectiva de investigaciones, mitigación a posteriori y castigos costosos (por ejemplo, multas, pagos de daños, etc.). En cualquier caso, la elección de regímenes de mitigación específicos (así como los métodos de selección que activan la mitigación) tiene mucho que ver con las creencias del Regulador sobre dos cuestiones clave:

- ¿Cuál es la probabilidad y el costo de aplicar por error controles preventivos que puedan impedir que los vendedores cobren precios que realmente mejoren la eficiencia económica? En términos de diagnóstico, este problema (es decir, la identificación falsa de abuso de poder de mercado cuando no existe) se conoce como "**falso positivo" o error "tipo I".**

- Por el contrario, ¿cuál es la posibilidad de que el régimen de aplicación no logre detectar el abuso de poder de mercado, o no lo haga de manera oportuna, y cuál será el costo económico y político de este fracaso? En términos de diagnóstico, este problema (es decir, la imposibilidad de identificar el abuso de poder de mercado cuando existe) se conoce como un **"falso negativo", al que a veces se hace referencia como "error tipo II".**

Para elegir el régimen de mitigación óptimo, los formuladores de políticas y los reguladores deben desarrollar una comprensión de las "**funciones de pérdida**" que representan con precisión su evaluación de la probabilidad de falsos positivos o falsos negativos y los costos asociados de tales errores. Esto es especialmente relevante en mercados concentrados donde se magnifica el potencial de abuso de poder de mercado. También es necesario considerar los costos de los regímenes de aplicación en relación con las alternativas, que incluyen los costos asociados con el seguimiento, la evaluación y la mitigación del poder de mercado, así como los costos de evaluar y modificar los procesos de seguimiento y mitigación a medida que se gana experiencia y las condiciones del mercado. cambian con el tiempo.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Una vez que se desarrolla dicha información, o se toma una decisión basada en consideraciones políticas y políticas, se puede elegir entre regímenes de aplicación para reducir los errores de mitigación y los costos esperados. Por ejemplo, un formulador de políticas/regulador que crea que los falsos negativos están asociados con un costo social mucho mayor que los falsos positivos podría elegir un enfoque de mitigación que se decante por evitar los falsos negativos (es decir, un enfoque relativamente más "estricto" desde la perspectiva de los participantes de mercado siendo examinados). Por el contrario, un formulador de políticas/regulador preocupado porque la mitigación de falsos positivos crea costosas ineficiencias (por ejemplo, uso distorsionado de recursos y desincentivos a la inversión) podría elegir un enfoque que se equivoque al evitar falsos positivos (es decir, un enfoque menos estricto desde la perspectiva de los participantes del mercado examinados). En la práctica, en todos los mercados ISO de EE. UU. se aplica una mitigación **ex ante** del poder de mercado, seguida de una mitigación **ex post** si es necesario.

Si bien es bien sabido que los daños a los consumidores resultantes de falsos negativos y de un abuso inadvertido de poder de mercado sin mitigar pueden ser extensos, no se debe subestimar el costo a largo plazo de los falsos positivos y la sobremitigación asociada, especialmente en mercados concentrados. Las acciones de mitigación, si son erróneas o innecesarias, pueden promover la ineficiencia tanto a corto como a largo plazo. Esto puede conducir a cambios costosos en las operaciones de las plantas generadoras y precios distorsionados que afectan negativamente los incentivos a la inversión, el comportamiento de contratación, la respuesta de la demanda, la innovación y la eficiencia dinámica (es decir, de largo plazo). **Incluso si la sobremitigación no tiene impactos significativos en los precios, puede crear una percepción de tener tales impactos en los precios, lo que a su vez puede crear una percepción de riesgo regulatorio y socavar la confianza de proveedores e inversores, lo que también puede resultar en inversiones insuficientes y mayores costos a largo plazo para los consumidores.**

La implementación de una mitigación automática **ex ante** en los mercados eléctricos organizados de Estados Unidos (o, más precisamente, la adición de una mitigación **ex ante** a la capacidad de vigilancia y aplicación de la ley **ex post**) difiere significativamente de la dependencia casi exclusiva de regímenes de mitigación **ex post** (por ejemplo, , aplicación de las leyes antimonopolio) utilizadas en la mayoría de los demás mercados, incluidos todos los mercados de electricidad organizados en la región de la UE. La combinación de mitigación **ex ante** y **ex post** también se considera generalmente como un régimen de aplicación más estricto que los que surgen en la mayoría de los demás mercados, ya que los mercados de electricidad presentan desafíos únicos. Como cuestión teórica, la rigurosidad de un régimen combinado de mitigación **ex ante** y aplicación **ex post** depende de los métodos de evaluación especificados y de la naturaleza de la mitigación (o sanciones) elegida por el formulador de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

políticas/regulador.

En general, los defensores de la mitigación **ex ante** argumentan que los participantes del mercado prefieren este enfoque debido a su mayor transparencia y el menor riesgo regulatorio en comparación con la dependencia exclusiva de la aplicación **ex post**. Además, la mitigación **ex ante** evita las investigaciones a menudo lentas, potencialmente costosas, inciertas y onerosas asociadas con los regímenes de aplicación **ex post**. También se teme que, debido a sus costos y demoras, los procesos de aplicación **ex post** no disuadan o mitiguen de manera confiable los abusos de poder de mercado (particularmente en mercados donde es probable que tales abusos surjan con frecuencia, como en mercados concentrados o mercados donde el regulador no tiene suficientes poderes para hacer cumplir la ley o incluso carecen de suficientes recursos expertos) o no pueden reparar completamente el daño causado por tales abusos. Por lo tanto, naturalmente surge la preocupación de que la dependencia exclusiva de la aplicación **ex post** pueda conducir a un riesgo regulatorio excesivo y a una insuficiente mitigación del abuso de poder de mercado en mercados donde las condiciones están maduras para abusos frecuentes de esta naturaleza. ECCO apoya claramente estas preocupaciones y favorece la mitigación del poder de mercado **ex ante** en combinación con la mitigación del poder de mercado **ex post**.

Los defensores de la mitigación **ex post** sólo afirman que, si bien la mitigación **ex ante** puede ser comparativamente transparente, rápida y muy analítica basada en metodologías matemáticas predeterminadas, corre el riesgo de ser demasiado prescriptiva, demasiado amplia y tener consecuencias no deseadas (en particular, una fracción mayor) de falsos positivos (es decir, la implementación de acciones de mitigación cuando no existe abuso de poder de mercado). Por lo tanto, afirman, la arquitectura de mercado **ex ante** puede imponer costos que excedan sus beneficios correspondientes si obligan a los participantes del mercado a alterar su comportamiento en condiciones en las que el mercado se está desempeñando eficientemente. Por el contrario, la mitigación **ex post** es menos transparente, puede ser menos analítica y adaptarse más específicamente a aquellos casos en los que se demuestra que un participante del mercado ha incurrido en un comportamiento anticompetitivo o ineficiente. Al realizar una investigación completa que considere los hechos y circunstancias específicos de un supuesto abuso de poder de mercado, los regímenes de mitigación **ex post** pueden evitar de manera más confiable los falsos positivos y los costos de una mitigación excesiva.

A pesar de estas afirmaciones, basándonos en nuestra experiencia práctica, defendemos la implementación de metodologías de mitigación de poder de mercado **ex ante** incluso con el riesgo de dar lugar a algunos **falsos positivos.** Este problema puede abordarse eficazmente aplicando metodologías de mitigación **ex ante más indulgentes**, como NY ISO en lugar de otras más estrictas como CAISO y PJM. Además, nuestra experiencia de la crisis energética de los mercados energéticos de la

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

UE en 2022 y 2023 da crédito a la afirmación de que la mitigación del poder de mercado **ex ante** es necesaria y, si estuviera disponible en el análisis de simulación basado en los mercados de la UE realizado por ECCO, daría como resultado en precios de mercado un 30% más bajos en promedio.

7.8.3 Comentario Adicional

Todas las ISO en los EE. UU. implementan enfoques de monitoreo estructural y de conducta e impacto como elementos centrales de sus procesos de mitigación del poder de mercado. En términos simples, estos enfoques en última instancia alteran las ofertas de ciertos generadores a un nivel de referencia predefinido para evitar abusos de poder de mercado. Las pruebas estructurales se utilizan para: (i) identificar regiones geográficas que estarán sujetas a pruebas de conducta más estrictas y (ii) identificar las restricciones de transmisión particulares que estarán sujetas a mitigación predeterminada (no aplicable en los mercados de la UE). Cuando no se supera una prueba estructural, las ofertas suelen limitarse a un nivel de referencia que pretende impedir el ejercicio de un poder de mercado significativo. Alternativamente, en ciertos casos se utilizan monitoreos estructurales para identificar mercados en los que se aplican procesos de mitigación de conducta e impacto más estrictos.

PJM, CAISO y ERCOT implementan un enfoque estructural a lo largo de la secuencia de monitoreo del mercado e implementan mitigación de precios cuando se considera que las ofertas se presentan en lo que se considera un mercado no competitivo. **Sin embargo, existe una variación importante en el momento en que se aplican las pruebas estructurales a los mercados energéticos.** En PJM, hay una mitigación automática de las ofertas de las unidades generadoras enviadas para aliviar la congestión a menos que se pase una prueba estructural (**la prueba de los tres proveedores fundamentales conjuntos o 3JPS**) con un día de antelación y en tiempo real. Por lo tanto, el monitoreo estructural en PJM es único porque se realiza después de que se presentan las ofertas en los Mercados del Día Anterior y en tiempo real. Por el contrario, según sus nuevos diseños de mercado, ERCOT y CAISO utilizarán sus monitoreos estructurales sólo periódicamente (mucho antes de que los participantes del mercado presenten ofertas) para identificar cuándo el mercado no es competitivo y estará sujeto a mitigación de incumplimiento.

Los monitoreos de conducta e impacto se pueden utilizar para la mitigación **ex ante** sólo después de que se presenten las ofertas en los Mercados del Día Anterior y en Tiempo Real. Bajo estos enfoques de conducta e impacto, las ofertas de cada generador se comparan con un nivel de referencia predefinido que se aproxima a las ofertas competitivas. Si dichas ofertas exceden los umbrales predefinidos sobre esos niveles de referencia, se dice que el generador no pasó la prueba de conducta. Luego, se mide el impacto en el precio de mercado del comportamiento de oferta observado, y si las ofertas no mitigadas resultan en aumentos de precios por encima de algún umbral de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

impacto en el mercado predefinido, los generadores que no pasaron la prueba de conducta tampoco pasaron la prueba de impacto. Los proveedores que no pasan las pruebas de conducta e impacto ven sus ofertas reemplazadas por un nivel de referencia, llamado Ofertas de Energía Predeterminadas (DEB, por sus siglas en inglés), que pretende aproximarse a las ofertas en condiciones competitivas.

Los ISO-NE, NYISO y MISO se basan en dichas pruebas de conducta e impacto para la mitigación **ex ante**. Sin embargo, las pruebas de conducta e impacto basadas en umbrales más estrictos a menudo se aplican en subregiones con transmisión limitada y más propensas a abusos de poder de mercado. Estas subregiones se seleccionan mediante técnicas estructurales. Por ejemplo, las ofertas de energía y capacidad de los generadores ubicados en la zona de carga con transmisión restringida de la ciudad de Nueva York están sujetas a umbrales más estrictos. De manera similar, las ofertas de generadores ubicados en regiones de New England con transmisión limitada, como el área metropolitana de Boston, también están sujetas a umbrales más estrictos. MISO emplea una prueba estructural para definir áreas estrechas restringidas, a las que se aplican pruebas de conducta e impacto más estrictas. **Un tema común une a todas las ISO: las pruebas estructurales identifican de alguna forma regiones con transmisión limitada que requieren más mitigación.**

7.8.4 Recomendación

1. Recomendamos encarecidamente la implementación de un enfoque de mitigación del mercado **ex ante**, especialmente dado que el mercado chileno está altamente concentrado.
2. También recomendamos la aplicación de medidas **ex post** para disuadir comportamientos perjudiciales del mercado, además de la arquitectura ex ante de mitigación del poder de mercado.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.9 Mercados de Ofertas Virtuales versus Mercados Únicamente Físicos

7.9.1 Descripción General

Los mercados de electricidad de dos liquidaciones constan de dos mercados interrelacionados: el Mercado del Día Anterior (DAM) y el Mercado en Tiempo Real (RTM). El mercado DAM es un mercado a plazo, donde la energía se puede comprar a precios diarios a plazo, también llamados LMP diarios (DAM LMP). El mercado RTM es un mercado spot físico, donde se puede comprar energía a precios spot, también llamados LMP en tiempo real (RTM LMP). Los LMP DAM suelen ser más estables que los LMP RTM, como se ilustra en la Figura 7-2.

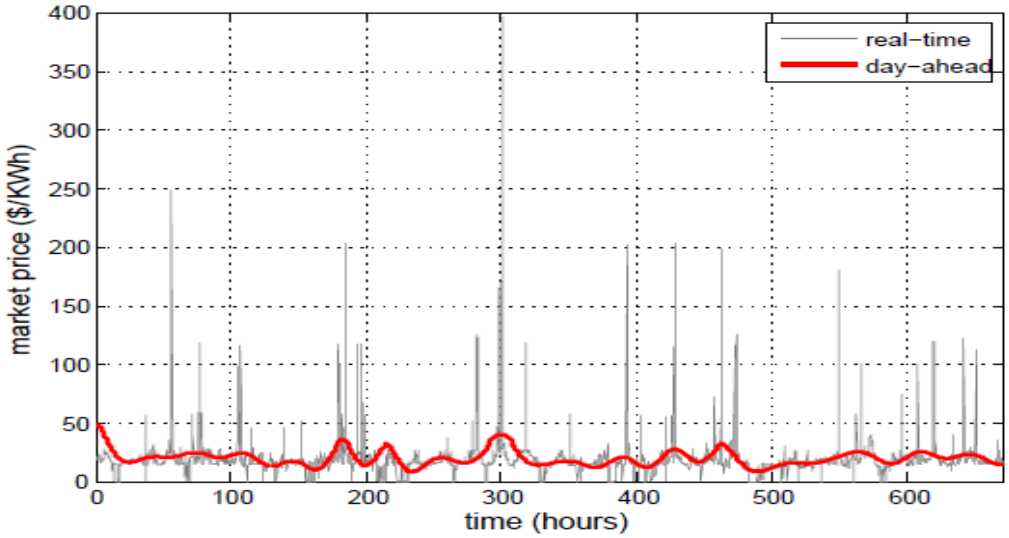


Figura 7-2: Diferencial de precios de Mercado en Tiempo Real frente a Día Anterior

En el mercado de RTM, los aumentos de precios suelen ser provocados por interrupciones no planificadas de las plantas de generación e instalaciones de transmisión, y por condiciones climáticas impredecibles, mientras que el mercado de DAM se ve menos afectado debido a un horizonte de planificación más largo. El mercado DAM incluye tres procesos secuenciales: mitigación del poder de mercado y determinación de requisitos de confiabilidad (MPM-RRD), Mercado a Plazo Integrado (IFM) y comisionamiento de unidad residual (RUC). El MPM-RRD comienza el día antes de la entrega.

En los mercados puramente físicos, los participantes pueden presentar ofertas de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

suministro y demanda y posturas el día anterior, lo que da como resultado una adjudicación en el mercado a plazo que son contratos vinculantes para cantidades y precios específicos. Posteriormente, pueden presentar ofertas y posturas en tiempo real que modifican las adjudicaciones del día anterior. Las adjudicaciones incrementales en tiempo real se liquidan a los precios de equilibrio en tiempo real. La combinación del Comisionamiento del día anterior y las recompensas en tiempo real se convierten en instrucciones de despacho físicas. Las desviaciones de estas instrucciones se tratan como “desviaciones no instruidas” y se liquidan de acuerdo con las reglas especificadas en la tarifa.

En mercados como el CAISO se permite la participación tanto física como virtual (financiera) hasta el inicio del MPM-RRD. En el MPM-RRD, el ISO mitiga las ofertas de recursos físicos que ejercen poder de mercado local y garantiza la disponibilidad de recursos físicos cuyos resultados son necesarios para mantener la confiabilidad local. Los resultados del MPM-RRD son un pool de ofertas que está listo para el IFM. En el IFM, el ISO compensa económicamente las ofertas de suministro contra las ofertas de demanda con las restricciones de transmisión aplicadas, determina los cronogramas de DAM y los LMP de DAM, y contrata servicios complementarios. Cuando el pronóstico de demanda excede el suministro físico total autorizado en el IFM, la capacidad adicional es adquirida por el ISO en el RUC para satisfacer los requisitos de confiabilidad. Tenga en cuenta que los recursos adicionales adquiridos en el RUC no se utilizan directamente para la producción y, por lo tanto, no reciben DAM LMP. Sin embargo, todavía existen costos para mantener estos recursos en línea, a saber, costos de puesta en marcha y costos mínimos de carga, como se analiza más adelante.

En el mercado RTM, el ISO ejecuta el proceso de despacho económico cada 5 minutos para reequilibrar la demanda residual, que es la desviación entre la demanda instantánea y la demanda programada en el mercado DAM. Durante una hora, los LMP de RTM son los promedios aritméticos de 12 precios de 5 minutos durante la hora para liquidar la demanda residual y la oferta utilizada para equilibrar la demanda residual. Si bien los LMP de DAM y RTM reflejan el costo de producción de energía, las plantas de generación también incurren en costos de puesta en marcha y carga mínima que presentan como parte de sus ofertas. Los costos de puesta en marcha son los costos en los que se incurre cuando se encienden las plantas de generación, y los costos de carga mínima son los costos que mantienen las plantas de generación para operar al nivel de carga mínimo. El CAISO garantiza que todos los recursos despachados que presenten ofertas económicas cubrirán sus costos en los mercados DAM y RTM. Por lo tanto, si un recurso no cubre su costo total, incluido el costo de puesta en marcha y carga mínima a través de sus ingresos de energía en los LMP de DAM y RTM, su déficit se cubre mediante un pago adicional que se asigna a los participantes del mercado en función de un costo en dos niveles de asignación directa que considera tanto la causalidad como la socialización. Los costos de aumento del nivel 1 representan la causalidad de los costos,

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

y los costos de aumento del nivel 2 representan la socialización de los costos. Algunos costos adicionales se asignan a ofertas virtuales, como se analiza más adelante.

7.9.2 Ofertas de Convergencias (CB) en Mercados Eléctricos de Dos Liquidaciones

El proceso de CB permite a los participantes del mercado arbitrar entre los mercados DAM y RTM a través de un mecanismo financiero, eximiéndolos de consumir o producir energía físicamente. Una oferta de demanda virtual consiste en realizar compras financieras de energía en el mercado DAM, con el requisito explícito de volver a vender esa energía en el mercado RT en el mismo lugar. Por el contrario, una oferta de suministro virtual consiste en realizar ventas financieras de energía en el mercado DAM, con el requisito explícito de recomprar esa energía en el mercado RTM en el mismo lugar. En el lado físico, las posiciones tomadas en el mercado DAM se compensan con las posiciones opuestas en el mercado RTM, lo que deja a los participantes del mercado sin obligación física. Anticipándose a que los LMP de DAM sean inferiores a los LMP de RTM, los participantes del mercado pueden obtener ganancias utilizando ofertas de demanda virtuales para comprar energía de manera efectiva en el mercado DAM y venderla nuevamente en el mercado RTM. Estas ofertas de demanda virtual dan como resultado una demanda adicional en el mercado DAM que aumenta los LMP de DAM y la oferta adicional en el mercado de RTM que disminuye los LMP de RTM. Esto produce el resultado deseado del CB: la convergencia de precios. La convergencia de precios se considera un beneficio para los mercados DAM y RTM. Reduce los incentivos para que los participantes del mercado difieran sus recursos físicos al mercado RTM en espera de LMP favorables para RTM. La estabilidad mejorada del mercado DA es beneficiosa desde la perspectiva de la confiabilidad. Para garantizar la confiabilidad de la red eléctrica, el operador del sistema está obligado a adquirir capacidad suficiente en el RUC, cuando el suministro físico total autorizado en el IFM no sea suficiente para satisfacer la previsión de demanda del operador del sistema. Dado que los recursos físicos están en manos de los participantes del mercado, el operador del sistema tiende a adquirir en exceso capacidad en el RUC. Esto eleva los costos de aumento del RUC y aumenta el riesgo de liberar recursos programados en el mercado RTM cuando aparecen recursos físicos diferidos.

El beneficio de CB también proviene del hecho de que evita que los participantes del mercado utilicen recursos físicos para arbitrar las diferencias de precios entre los mercados DAM y RTM, también llamado **licitación virtual implícita** en alguna literatura. La licitación virtual implícita es la estrategia de licitación en la que los participantes del mercado difieren intencionalmente sus recursos físicos al mercado RTM para aprovechar los LMP favorables de RTM, al ofertar a precios que es poco probable que se liquiden en el mercado DAM en lugar de sus costos y beneficios económicos.

Si bien la licitación virtual implícita puede lograr la convergencia de precios en ausencia

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de CB, también puede generar problemas de confiabilidad que pongan en peligro la eficiencia de los mercados DAM y RTM. Sin la revelación de los verdaderos costos y beneficios económicos de los recursos físicos, es difícil para el operador del sistema asignar recursos de manera eficiente y óptima. Además, los precios a los que los participantes del mercado ofrecen sus recursos físicos dependen en gran medida de su propia anticipación de los LMP de DAM y RTM, y esto introduce incertidumbre en el mercado de DAM. En algunos casos, el operador del sistema puede programar demasiado el suministro físico en el IFM que debe venderse nuevamente en el mercado RT, o programar menos el suministro físico en el IFM que depende de las adquisiciones en el RUC para equilibrarse. Estas variaciones disminuyen la estabilidad del mercado DAM y podrían socavar la confiabilidad de la red eléctrica.

El proceso de CB se puede realizar tanto en los nodos como en los hub comerciales. En comparación con los nodos, los hubs comerciales brindan más liquidez para negociar grandes volúmenes de ofertas virtuales. En CAISO, por ejemplo, hay tres hubs comerciales que corresponden a tres zonas de gestión de la congestión. Los LMP de DAM y RTM en el hub comercial representan el promedio ponderado de los precios en los nodos de generación dentro de la zona de gestión de congestión correspondiente. Los pesos se determinan anualmente en función de la generación estacional del año anterior, y se diferencian por horas de punta y valle. Las ofertas virtuales presentadas al hub de negociación se distribuyen a los nodos de generación en proporción a sus pesos y se unen para que se compensen en su conjunto en el mercado DAM.

La política de crédito para los CB requiere que la exposición actual de las ofertas virtuales presentadas por un participante del mercado no pueda exceder la garantía establecida con el ISO. La exposición actual de las ofertas virtuales se calcula por la suma del producto de la cantidad y el precio de referencia correspondiente de cada oferta virtual. Para un nodo, el precio de referencia se puede establecer, por ejemplo, el valor del percentil 95 de las diferencias históricas de precios entre DAM y RTM LMP. Después de la liquidación de las ofertas virtuales, la garantía se ajusta en función de las ganancias y pérdidas realizadas de las ofertas virtuales.

No recomendamos imponer una tarifa de transacción a las ofertas virtuales ofertadas, pero se debe exigir que las ofertas virtuales aprobadas paguen los costos adicionales. Los costos asignados a las ofertas virtuales aprobadas pueden incluir los costos de aumento de nivel 1 de IFM y los costos de aumento de nivel 1 de RUC. En particular, las ofertas de demanda virtual aprobadas deberían estar obligadas a pagar una proporción de los costos de mejora del nivel 1 del IFM, ya que las ofertas de demanda virtual tienden a aumentar la oferta física adquirida en el IFM. Las ofertas de suministro virtual aprobadas deben estar sujetas a una proporción de los costos de aumento del nivel 1 del RUC, ya que las SO tienden a programar menos el suministro físico en el IFM debido a las ofertas de suministro virtual y aumentan la capacidad adicional adquirida en el RUC. En CAISO, los costos asignados a 1 MWh de posición virtual compensada se estiman

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

entre $0,065 y $0,085.

La reforma inicial del mercado de CAISO (MRTU) excluyó las licitaciones virtuales por temor a que el mercado pueda ser manipulado por especuladores. Después del primer año, se introdujo la oferta de convergencia y la Figura 7-2 ilustra el volumen de transacciones y las diferencias de precios ponderadas (spread) entre DAM y RTM durante un trimestre. En general, el volumen de ofertas virtuales ha sido aproximadamente el 10% del volumen total negociado por DAM. También vemos que las cadenas de arbitraje y las pérdidas de las transacciones virtuales se distribuyeron de manera bastante uniforme.

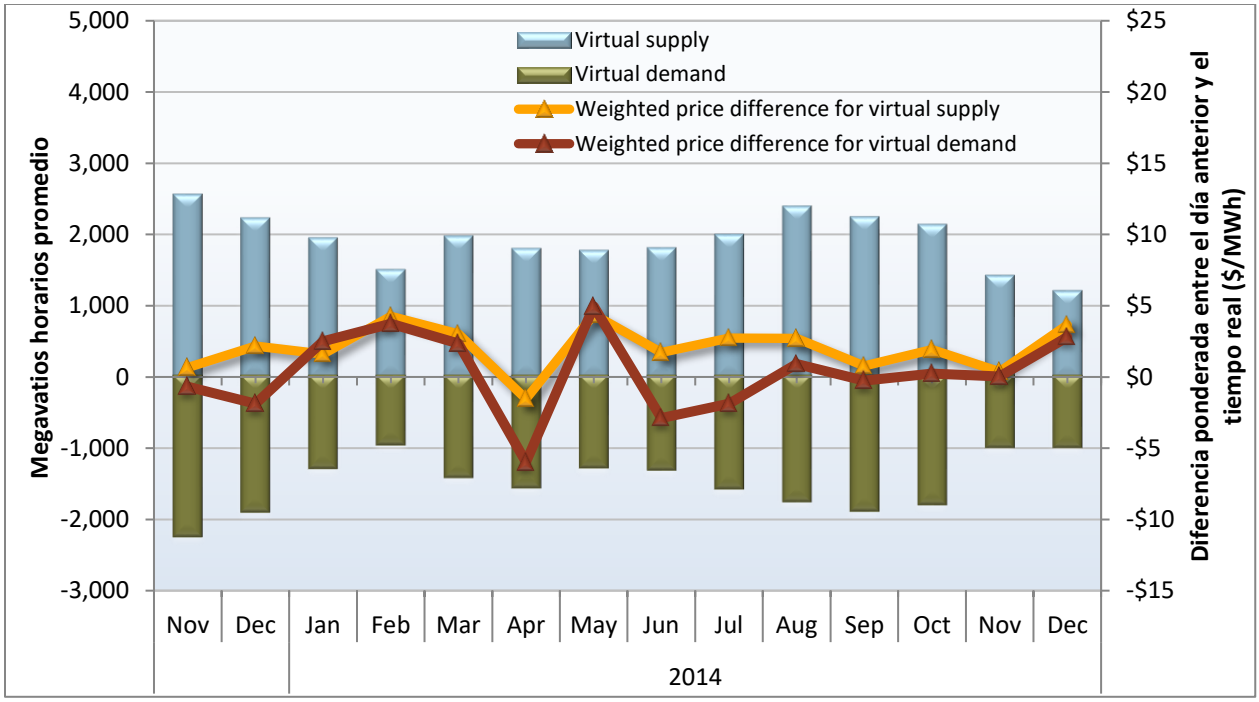


Figura 7-3: **Volumen de Operaciones Virtuales y Diferencial de Precios Ponderado**

El análisis del año anterior y posterior a la adopción de la oferta de convergencia en varios artículos académicos muestra una clara reducción del diferencial y las oportunidades de arbitraje entre los precios del día anterior y en tiempo real. La figura 7-3 adoptada de un artículo de Li, Oren y Svoboda (2016) [21]muestra la fuerte disminución

[21] Li Ruoyang, Alva J. Svoboda, Shmuel S. Oren, " Efficiency Impact of Convergence Bidding on the California Electricity Market", Journal of Regulatory Economics vol. 48, núm. 3 (2015) págs.245-284.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

del beneficio potencial del arbitraje entre los precios DAM y RTM después de la adopción de la oferta de convergencia en CAISO, lo que indica convergencia de precios y eficiencia financiera.

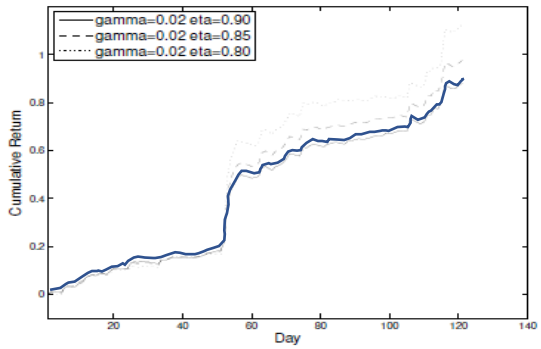


Fig. 10 Pre-CB In-Sample Performance under a CVaR constraint

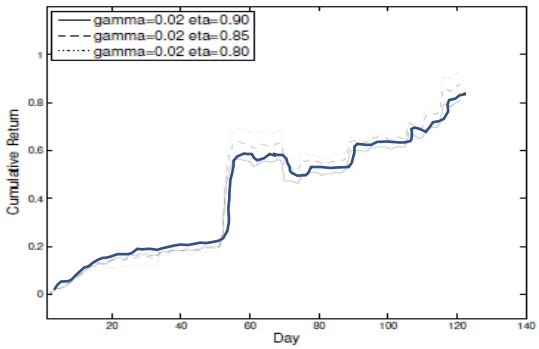


Fig. 11 Pre-CB Out-of-Sample Performance under a CVaR constraint

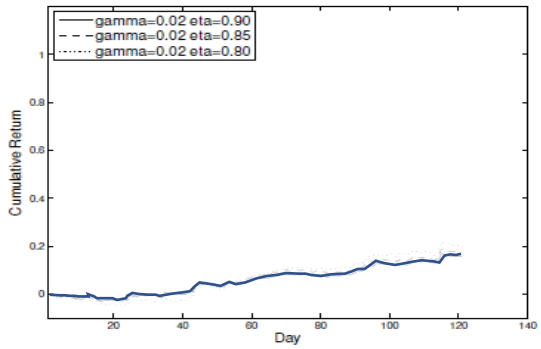


Fig. 12 Post-CB In-Sample Performance under a CVaR constraint

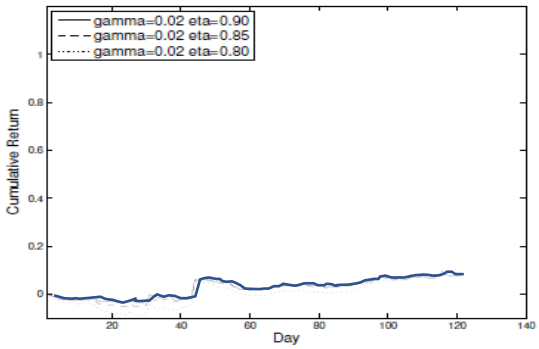


Fig. 13 Post-CB Out-of-Sample Performance under a CVaR constraint

Figura 7-4: Rentabilidad Acumulada del Arbitraje entre los precios DAM y RTM en CAISO antes y después de la licitación de convergencia bajo la optimización de cartera restringida CvaR

La discusión anterior demuestra claramente el beneficio de permitir las ofertas de convergencia en un mercado con un sistema de dos liquidaciones como el implementado en todos los mercados ISO de EE. UU. Sin embargo, una alternativa que puede lograr objetivos similares puede ser un mercado físico con negociación intradiaria. Esta negociación intradiaria, que permite a los participantes del mercado reajustar sus posiciones horarias anticipadas antes del tiempo real, puede reducir el diferencial de precios entre los precios de equilibrio a plazo ajustados y los precios en tiempo real, lo que puede hacer innecesarias las ofertas de convergencia. Sin embargo, dada la experiencia en EE.UU., **recomendamos un sistema de dos liquidaciones con ofertas**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

de convergencia abiertas a los participantes financieros.

7.9.3 Recomendación

1. Instituir un sistema de dos liquidaciones
2. Permitir transacciones virtuales
3. Licitación virtual abierta a entidades financieras

7.10 Costos de Comisionamiento de Unidades (costos de puesta en marcha/sin carga) y Formato de Licitación de Servicios complementarios

7.10.1 Descripción General

El mercado del Día Anterior adquiere recursos para 24 horas de energía y servicios complementarios. Los servicios complementarios deben incluir regulación hacia arriba y hacia abajo, reservas sincronizadas que pueden activarse con un aviso de 10 minutos, reservas en giro no sincronizadas que pueden activarse con un aviso de 30 minutos y reservas de arranque rápido de reemplazo que pueden comprometerse con un aviso a corto plazo. Los productos adicionales adquiridos en el Mercado del Día Anterior pueden incluir reservas de rampa flexible como en CAISO o reservas de contingencia como en ERCOT. Estos productos se adquieren a través de subastas de adquisiciones simultáneas para cumplir con los requisitos de carga y reserva previstos o de licitación que determina el operador del sistema con base en criterios de confiabilidad. **Recomendamos que estas subastas de adquisiciones sean subastas de precio de equilibrio uniforme.**

Las subastas de pago según oferta son posibles, como se implementó en el Reino Unido, pero este enfoque de compensación del mercado es problemático desde una perspectiva de incentivos si adoptamos un enfoque de oferta en lugar de un enfoque basado en costos, **lo cual recomendamos** y requeriría una determinación administrativa de todo el precio de venta cobrado a la demanda. Este enfoque también es incompatible con LMP, **que recomendamos**. Por lo tanto, durante el resto de esta sección asumiremos una compensación uniforme de precios.

7.10.2 Ofertas del Lado de la Demanda de Energía

La oferta de la demanda (o carga) debe especificarse por ubicación, que puede ser un nodo o un punto de agregación de carga (LAP) que representa una zona o conjunto de nodos, para cada una de las 24 horas cubiertas por el Mercado del Día Anterior. Dichas ofertas de la carga pueden ser presentadas directamente por entidades de servicio de carga y clientes mayoristas o a través de **Coordinadores de programación** como en CAISO o **Entidades de servicio calificadas** como en ERCOT. Las ofertas de la carga pueden especificar un precio máximo para los incrementos de carga. Las transacciones

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

bilaterales autoprogramadas pueden tratarse como ofertas de la carga emparejadas y ofertas de suministro donde el precio máximo de la carga es muy alto (por encima del límite de oferta) y la oferta de suministro tiene un precio muy bajo. Dichos programas bilaterales pueden controlar su exposición a los cargos por congestión presentando "ofertas hasta" (como en PJM) que ponen un límite a la diferencia LMP entre su fuente y su destino, que es el cargo por congestión que enfrentarán para la transacción bilateral programada.

7.10.3 Ofertas de Energía del Día Anterior

En un **mercado despachado centralmente, tal como recomendamos,** los recursos que están programados se comprometen en el día anterior, en incrementos de una hora, durante 24 horas, utilizando el Comisionamiento de unidades con restricciones de seguridad (SCUC). Las entradas al problema del SCUC generalmente incluyen parámetros de costos como costo de puesta en marcha, costo sin carga, carga mínima y costo de energía incremental, a menudo representados por una función lineal convexa por partes. El SCUC también tiene en cuenta los parámetros técnicos para cada unidad de generación, incluidos la producción máxima, la velocidad de rampa, el tiempo mínimo de funcionamiento, el tiempo mínimo de apagado y otras limitaciones tecnológicas específicas, así como limitaciones de transmisión. Los parámetros de recursos técnicos generalmente los envía cada recurso o unidad y se actualizan periódicamente, sujetos a verificación. Algunos de estos parámetros se ven afectados por las condiciones climáticas, como la temperatura ambiente, los protocolos de mantenimiento y las restricciones de emisiones, pero su actualización debe ser poco frecuente para evitar su manipulación. Por ejemplo, en la etapa inicial de los mercados desregulados del Reino Unido, las unidades usaban sus declaraciones de flexibilidad, las que variaban cada hora, para manipular los precios y ejercer poder de mercado.

Los componentes de costos, como el costo de puesta en marcha, el costo sin carga y el costo de energía, pueden basarse en costos o en ofertas. En un enfoque basado en costos, que prevalece actualmente en Chile, los componentes de costos están sujetos a verificación y generalmente no reflejan el costo de oportunidad. Por otro lado, según el enfoque basado en la oferta, los componentes del costo están determinados por las ofertas presentadas por los recursos que pueden reflejar el costo de oportunidad determinado por los propietarios de los recursos. Esto es particularmente relevante para los recursos hídricos donde el valor del agua está guiado por consideraciones de planificación a largo plazo y el costo de oportunidad. Por otro lado, en la oferta, los componentes de costos basados en la oferta aún pueden estar sujetos a monitoreo del mercado y revertirse a valores predeterminados basados en costos cuando el mercado se considera no competitivo.

En algunos sistemas como el colombiano antes del 2009, el despacho se basaba únicamente en una optimización simplificada utilizando únicamente ofertas de energía

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

lineal diaria ignorando los costos de puesta en marcha y sin carga. **Las normas fueron modificadas en 2009 mediante la Resolución CREG 51/2009 que introdujo los costos de puesta en marcha y sin carga en la optimización del despacho**. Un estudio de análisis económico realizado por Riascos, Bernal, de Castro y Oren[22] demostró ganancias de eficiencia resultantes de la transición a la contabilidad de despacho central para los costos de puesta en marcha y sin carga. **Por lo tanto, recomendamos que los costos de puesta en marcha y sin carga se contabilicen en el despacho como es común en el SCUC.**

Otro aspecto que vale la pena señalar es que es posible tener costos de puesta en marcha y sin carga basados en costos sujetos a verificación, en combinación con energía basada en oferta. Este enfoque se ha adoptado en el mercado ERCOT como condición de elegibilidad para realizar pagos laterales que garanticen la recuperación de costos de los recursos sujetos al Comisionamiento central. El resultado de implementar dicha verificación de costos en ERCOT ha sido un aumento significativo en la autoprogramación. En otros sistemas como CAISO, los costos de puesta en marcha y sin carga se basan en la oferta, pero están sujetos a la supervisión del mercado con límites prescritos y se controla la frecuencia de cambio en estos componentes de la oferta. Como transición de un enfoque basado en costos a uno basado en ofertas, podemos considerar un enfoque provisional en el que los costos de puesta en marcha y sin carga sigan basados en costos como en ERCOT con un período de extinción que permitirá que el mercado se ajuste a un enfoque basado en la oferta completa.

En general, ya sea que el costo de puesta en marcha y el costo sin carga se basen en la oferta o en el costo, la oferta del día anterior tiene un formato de tres partes, como se ilustra en la Figura 7-5. Esta estructura de oferta que **recomendamos** especifica el costo de puesta en marcha, el costo sin carga, la carga mínima y un costo de energía incremental convexo que consta de segmentos lineales por partes.

[22] Riascos, Alvaro, Miguel Bernal, Luciano de Castro y Shmuel Oren, " Transition to Centralized Unit Commitment: An Econometric Analysis of Colombia's Experience ", Energy Journal, Vol 37, No. 3, (2015), págs. 271-291

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

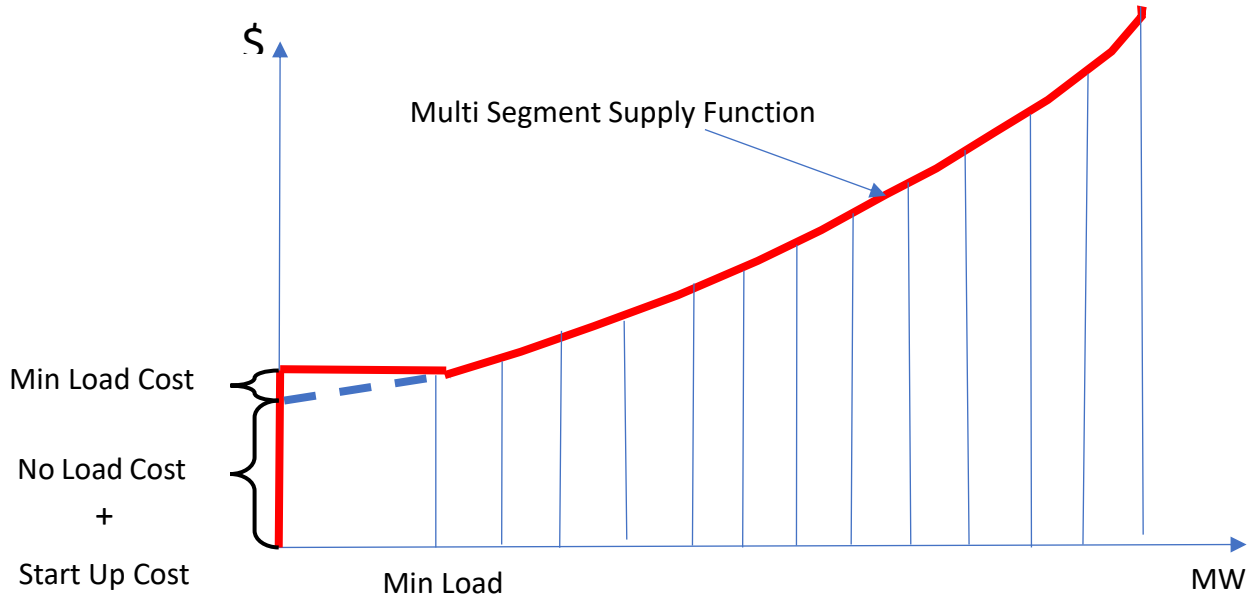


Figura 7-5: Formato de Oferta por Hora de Tres Partes

El operador del sistema utiliza el Comisionamiento de Unidad de confiabilidad (o Residual) (RUC) para comprometer recursos adicionales cuando el Comisionamiento del Mercado del Día Anterior parece no ser suficiente para cumplir con el pronóstico de carga del operador del sistema. Los recursos comprometidos de RUC se seleccionan para minimizar el costo ofrecido para la carga mínima (que consiste en arranque, sin carga y costo de carga mínima), aunque el RUC representa la capacidad energética total de estos recursos comprometidos de RUC.

7.10.4 Formato de Oferta de Servicios complementarios

7.10.4.1 Servicio de Regulación

El servicio de regulación horaria puede ofrecerse como un servicio bidireccional o separarse en Regulación Hacia Arriba y Regulación Hacia Abajo. Estos productos están destinados a proporcionar carga siguiendo el control de energía y frecuencia dentro de cada intervalo de cinco minutos. En cualquier caso, los recursos que pueden proporcionar dicho servicio presentan ofertas de capacidad que consisten en cantidad y precio en una subasta de adquisición de precio de equilibrio uniforme unilateral con cantidades totales de adquisición determinadas por el operador del sistema, en función de consideraciones técnicas. Además, las ofertas de regulación deben especificar una oferta de “kilometraje” para la suma de la desviación absoluta en la desviación de energía proporcionada por el recurso de regulación ofrecido. La liquidación de millas puede basarse en precios de oferta o en un precio uniforme de compensación de millas.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.10.4.2 Reservas

Los recursos presentan ofertas de recursos de acuerdo con sus capacidades para cumplir con los requisitos de los diferentes tipos de reservas, que se clasifican por tiempo de respuesta y posiblemente por granularidad geográfica aproximada que refleja un acceso posiblemente limitado, debido a restricciones de transmisión sistemática. Los diferentes productos de reserva son jerárquicos, de modo que los productos superiores en la jerarquía pueden cumplir los requisitos de un producto inferior. La subasta de todos los productos de reserva es simultánea para cumplir con todos los requisitos de reserva al costo mínimo "según lo ofrecido", con precios de equilibrio uniformes para cada producto de reserva. Las ofertas de recursos deben especificar un precio de capacidad por hora, capacidad ofrecida, ubicación geográfica (con la misma granularidad que la caracterización del producto de reserva), así como el producto de reserva más alto en la jerarquía que el recurso puede proporcionar. Las ofertas de reserva también deben especificar ofertas de energía para la energía que puede ser despachada desde la capacidad de reserva compensada. La sustituibilidad descendente de los productos garantiza que los productos superiores en la jerarquía obtengan precios de equilibrio más altos para la capacidad de reserva compensada.

La liquidación recibida por cada recurso ofrecido por reservas para la capacidad liberada se basa en el precio de equilibrio de la subasta para el producto de reservas más alto (en la jerarquía) que el recurso puede servir independientemente de cómo se utilice. Además, los recursos de reserva que se despliegan para producir energía también tienen derecho al pago por la energía que producen con base en el LMP correspondiente. La cooptimización de la energía y las reservas puede reducir aún más el costo de despacho al combinar ofertas de energía con capacidad de reserva de modo que la demanda de energía sea atendida por la energía más barata disponible, independientemente de cómo se ofrezca (es decir, como oferta de energía u oferta de reserva). Con la cooptimización de energía y reservas, la capacidad no desplegada de recursos ofrecidos como energía o reservas, que está "in the money" (es decir, con una oferta de energía por debajo del LMP correspondiente) tiene derecho al pago del costo de oportunidad por la capacidad no desplegada. Algunos sistemas como PJM que emplean dicha cooptimización con liquidaciones de costos de oportunidad requieren que los recursos de reserva reduzcan su oferta de capacidad de reserva a cero. CAISO también adoptó esta restricción para reservas de rampa flexible.

7.10.5 Basado en Costos versus Basado en Ofertas

En todos los formatos de oferta descritos anteriormente, las ofertas se pueden establecer administrativamente en componentes de costos verificables o se puede permitir que los recursos presenten ofertas libremente, lo que reflejaría los costos de oportunidad, pero aún estaría sujeto a una mitigación del poder de mercado ex -ante. Muñoz, Wogrin, Oren

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

y Hobbs [23] proporcionan una discusión extensa que defiende el enfoque basado en ofertas. Repetimos aquí los argumentos claves.

En pocas palabras, los diseños de mercados spot basados en costos tienen dos características principales que los hacen ineficientes. En primer lugar, el ejercicio del poder de mercado todavía es posible en mercados concentrados donde existen barreras de entrada, ya que las empresas tienen incentivos para subinvertir o aumentar la proporción de la tecnología en su punto máximo, desviándose de la cartera de generación socialmente óptima. Por tanto, un diseño basado en la oferta puede ser más eficiente que uno basado en los costos, incluso si las empresas pueden comportarse estratégicamente en el mercado spot.

En segundo lugar, auditar los verdaderos costos marginales de generación es difícil en un entorno de mercado en el que las empresas enfrentan importantes costos de oportunidad que no son directamente atribuibles a los gastos en combustible y otros costos directos de operaciones y mantenimiento. Los costos de oportunidad pueden ser grandes en situaciones donde, por ejemplo, los generadores enfrentan contratos de combustible inflexibles, las empresas están sujetas a regulaciones ambientales o los generadores renovables pueden obtener ingresos adicionales de créditos fiscales o de las ventas de REC, y donde existen restricciones intertemporales para los generadores, como límites de rampa o límites sobre el número de inicios durante un período limitado. Estos se vuelven más relevantes en sistemas con proporciones cada vez mayores de generación variable e impredecible a partir de recursos de energía renovables.

Finalmente, las distorsiones en los cronogramas y precios de despacho a corto plazo debido a que no se tienen en cuenta los costos de oportunidad podrían afectar las opciones de contratación e inversión a largo plazo. Se podría esperar que las señales de corto plazo influyan inevitablemente en los precios de los contratos de largo plazo y, posiblemente, en la elección de tecnologías, pero la magnitud de este efecto dependerá de las actitudes frente al riesgo de las empresas generadoras presentes en el mercado eléctrico y de las magnitudes relativas. de costos de oportunidad para diferentes tecnologías de generación.

Con base en lo anterior, recomendamos el enfoque basado en ofertas con una posible transición gradual en espera de la implementación de un monitoreo adecuado del mercado.

---

1. [23] Francisco D. Muñoz, Sonja Wogrin, Shmuel S. Oren y Benjamin F. Hobbs, "Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs", The Energy Journal, vol. 39, núm. 3, (2018) págs. 51-68

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

7.10.6 Recomendaciones

1) Implementar ofertas de energía de tres partes basadas en ofertas en el Mercado del Día Anterior, incluido el costo de puesta en marcha, el costo sin carga y el costo de energía incremental lineal por partes de múltiples segmentos, sujeto a una mitigación del poder de mercado ex ante.
2) Alternativamente, implementar costos de puesta en marcha y sin carga basados en costos (como en ERCOT) para los primeros tres (3) y luego hacer la transición a una arquitectura energética completamente basada en oferta para los tres componentes.
3) Las ofertas de energía también deben incluir parámetros de recursos técnicos, como tiempo mínimo de funcionamiento, tiempo mínimo apagado, velocidad de rampa, carga mínima y carga máxima, que pueden estar sujetos a verificación y frecuencia de cambio limitada.
4) Las ofertas de regulación deben especificar un costo de capacidad por hora y un costo de "kilometraje"[24]
5) Las ofertas de reservas deben especificar un costo de capacidad por hora, un precio incremental de energía o una curva de precios, así como la capacidad de recursos para cumplir con los requisitos de productos de reserva.

[24]Panagiotis Andrianesis, Alex Papalexopoulos, "Performance-based Pricing of Frequency Regulation in Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Sección especial sobre operación de mercados de electricidad, Vol. 29, no. 1, 2014, págs. 441-449.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

8 Relación de la Propuesta de Diseño de Mercado con la Arquitectura Actual del Mercado Energético Chileno

En esta Sección analizamos y presentamos la arquitectura actual del mercado energético chileno en relación con el análisis que presentamos sobre los elementos del mercado presentados en las Secciones anteriores propuestas. Este análisis brinda claridad sobre los posibles cambios del mercado energético sobre la arquitectura existente del mercado energético, que requerirán las recomendaciones propuestas en este Capítulo. Nuestro objetivo es garantizar que exista una comprensión clara del impacto en el mercado de los cambios propuestos.

Para cada elemento del mercado analizado en las secciones anteriores hay un análisis directo de la arquitectura del mercado energético chileno existente.

Es importante señalar que no formaron parte de nuestro análisis en el Capítulo 7 diversos elementos fundamentales del mercado energético chileno existente y que son claves para el funcionamiento de los mercados. Estos incluyen:

- el Mercado del Día Anterior (DAM)
- el Mercado en Tiempo Real (RTM) (no como mercado en tiempo real sino como mercado de ajuste de los cronogramas del DAM para incorporar información en tiempo real de los activos de generación y transmisión para asegurar confiabilidad)
- los Contratos Bilaterales Físicos y Financieros
- el Mercado de Capacidad en forma de Pagos por Capacidad
- la Arquitectura del Mercado Nodal
- el precio de transmisión LMP, y
- la cooptimización de la energía con los Servicios complementarios (AS) en el DAM

Nota:

- Un RTM formal es de vital importancia y se propondrá como parte de la Tarea 3.
- Un elemento importante del mercado, no incluido en el Capítulo 7, es el sistema de dos liquidaciones y se incluye un análisis detallado en la Sección 2.4.5.

8.1 Operación Actual del Mercado Eléctrico Chileno y Estructura de Propiedad

La demanda eléctrica en Chile es de unos 75 TWh al año, con una demanda máxima de alrededor de 11,5 GW (2023). Por el lado de la oferta, hay 34,68 GW de capacidad instalada; propiedad de empresas generadoras de diferentes tecnologías. Hasta octubre de 2023, había 9,27 GW (26,7%) de energía solar fotovoltaica, 7,5 GW (21,7%) de hidráulica, 5,38 GW (15,5%) de gas natural, 4,6 GW (13,2%) de eólica, 4 GW (11,5 %) de carbón, 3 GW (8,6%) de capacidad instalada de diésel. La Figura 8-1 muestra la combinación energética por tecnología en el mercado chileno.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

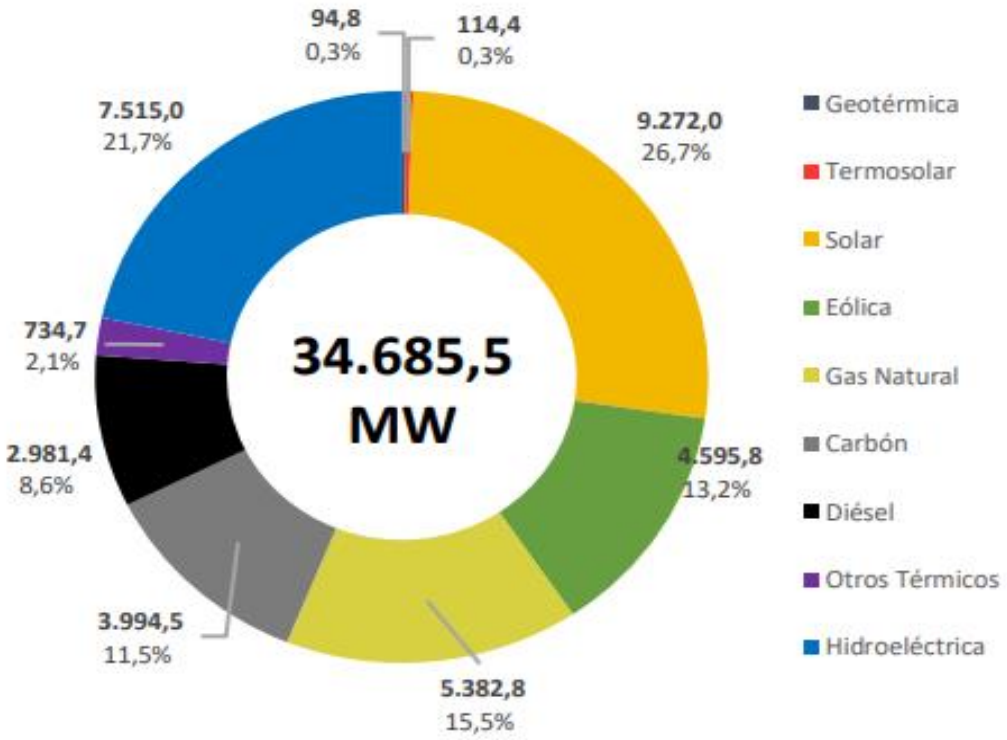


Figura 8-1: Mix energético en el mercado chileno

Fuente: CEN, 2023. Informe Energético. Noviembre, 2023. Disponible en línea en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/11/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Nov23.pdf

A octubre de 2023, 744 empresas de generación participaban en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile. Sin embargo, sólo 5 empresas cuentan con más de 1 GW de capacidad instalada. **Enel Generación Chile SA posee 5,1 GW (15%) de capacidad, Colbún SA posee 3,6 GW (10%) de capacidad, Engie Energía Chile SA posee 2 GW (6%) de capacidad, Aes Andes SA posee 1,8 GW (5%) de capacidad, y Enel Green Power del Sur SpA posee 1,3 GW (4%) de capacidad**.

Esta participación de propiedad en el mercado da crédito a la afirmación de que no existe un participante dominante en el mercado basado en participaciones de propiedad. Esto significa que el mercado chileno pasará las pruebas estructurales (Ver diseño detallado de la Mitigación del Poder de Mercado, en Tarea 3). Sin embargo, todavía necesitamos aplicar una rigurosa mitigación del poder de mercado ex ante basada en el comportamiento de los actores en el proceso de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

ofertas diarias.

El mercado eléctrico de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile es un mercado mayorista (de tipo pool) multinodal, centralizado, basado en costos auditados y programación de operación del día anterior no vinculante. En este mercado, los agentes declaran y respaldan información relevante sobre sus recursos de generación, como costos variables de operación y mantenimiento, carga mínima, costos de puesta en marcha, entre otros parámetros técnicos, al Coordinador (operador del mercado). Esta información, junto con la disponibilidad de recursos de la red de generación y transmisión de energía, deberá ser presentada antes de la realización del DAM (en el día N-2).

Al mismo tiempo (es decir, antes de la realización del DAM, en el día N-2), también existe un mercado de servicios complementarios (AS) que se basa en costos y se despeja de manera cooptimizada con el DAM utilizando ofertas basadas en costos. El Coordinador toma una decisión cada hora sobre si el mercado de AS es competitivo para realizar una subasta de AS con ofertas competitivas o no. En caso de que el Coordinador determine que el mercado de AS no presenta suficiente competencia en las próximas horas, los AS son instruidos directamente a algunas empresas coordinadas y pagados en base a un costo auditado. **En el caso particular de los servicios de control de frecuencia, que se ofertan únicamente por los costos de desgaste de las centrales eléctricas, se realizan pagos laterales existentes por costos de oportunidad y generación por orden de mérito.**

Además, cada generador deberá informar periódicamente la disponibilidad de combustible y sus precios, o pronóstico de generación en el caso de plantas de energía renovable variable (VRE). Sin embargo, existen regulaciones específicas que permiten asignar a determinadas tecnologías un costo operativo variable diferente al costo declarado. Tal es el caso de unidades que operan con GNL asociado a contratos de largo plazo, para los cuales se utiliza como costo variable el costo alternativo de la energía determinado por el Coordinador. En el caso de los embalses hidroeléctricos, el Coordinador determina el costo variable de los generadores estimando el precio sombra del agua resolviendo un problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años), como se explica más adelante en la Sección 8.11.1.

Es importante señalar que las plantas hidroeléctricas son propiedad de empresas privadas que poseen los embalses y operan las turbinas, pero siempre siguen estrictas instrucciones del CEN; es decir, las empresas hidroeléctricas no toman ninguna decisión estratégica ni autoprograman sus operaciones en tiempo real. Consideramos que esto no es óptimo y propondremos ciertas modificaciones menores más adelante en esta Sección que ofrecen cierta flexibilidad limitada a los propietarios de energía hidroeléctrica para ofrecer ofertas y controlar sus decisiones de despacho.

Todas las variables asociadas a costos y parámetros técnicos se utilizan para resolver el problema de comisionamiento de unidades del día anterior (UCP) cooptimizando energía

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

y reservas para el control de frecuencia, modelando el sistema con un alto grado de detalle y restricciones técnicas, como restricciones asociadas a centrales térmicas, series hidráulicas y convenios de riego, y con un horizonte de 7 días. Como resultado de este proceso se obtiene una lista de orden de mérito, la cual se utiliza para actualizar la operación UCP (pre-despacho) del día anterior. Todas estas actividades se desarrollan en el Mercado del Día Anterior (día N - 1).

No hay operación de Mercado en Tiempo Real, pero el Coordinador puede realizar reasignaciones o ajustes en tiempo real (utilizando la lista de órdenes de mérito obtenida de la UCP) y enviar instrucciones a las empresas coordinadas para garantizar la seguridad del sistema eléctrico y el mínimo costo de las operaciones. en base a la última información de activos de generación y transmisión, pronósticos, etc.

Actualmente, sólo los generadores pueden participar en el mercado spot y todas las cargas deben tener un contrato de suministro de energía con los generadores. Se trata de acuerdos físicos bilaterales privados. Los generadores también pueden celebrar contratos financieros bilaterales privados con cargas industriales para cubrir sus posiciones en el mercado.

El mercado de la energía se basa en precios marginales locales (precios LMP), **pero estos precios nodales se determinan ex post en función del funcionamiento actual del sistema**.

Es importante mencionar que este mercado eléctrico de corto plazo se complementa con contratos de largo plazo, tanto en forma de contratos bilaterales entre generadores y grandes consumidores industriales, como en forma de subastas realizadas por empresas distribuidoras para abastecer su demanda estimada por parte de los consumidores finales. Los contratos bilaterales de generadores con las grandes cargas industriales podrían ser físicos o financieros. **Estos contratos de largo plazo son fundamentales para brindar estabilidad al mercado, por lo que en todas las recomendaciones para el mercado de corto plazo asumimos que estos contratos de largo plazo se mantienen como en el sistema actual.**

En el mercado eléctrico chileno, la mayor parte de la regulación se detalla en la Ley, que actualmente deja poco espacio para que el CEN tome decisiones sobre asuntos claves. Esto es muy importante ya que un mercado eficiente basado en ofertas requiere que el CEN, como operador del mercado, tome importantes decisiones operativas y de mercado siempre, por supuesto, respetando las regulaciones y leyes aprobadas.

Por ejemplo, es muy crítico que los mecanismos ex ante de mitigación del poder de mercado introducidos en el mercado basado en ofertas propuesto sean implementados y gestionados por el ISO (CEN), que consiste en las nuevas reglas de regulación codificadas en las Tarifas aprobadas por el regulador. Esta es la práctica internacional estándar en todo el mundo. Cualquier desviación de dicha práctica irá en detrimento de los beneficios de la transición a un mercado basado

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

en ofertas. Por ejemplo, no tiene sentido y será muy ineficiente que el regulador (o una institución como el "Panel de Expertos") emprenda tal actividad de mercado debido a la falta de información operativa y de mercado diaria.

Por supuesto, el regulador puede tener acceso a los datos del mercado, si así lo solicita, y administrar cualquier investigación ex post sobre abuso de poder de mercado.

A continuación, presentamos un análisis de cada elemento de mercado clave en el diseño de mercado propuesto, identificado en el Capítulo 7, y una comparación de estas opciones con la arquitectura de diseño de mercado chileno actual.

8.2 Formación de Precios (Fijación de Precio Uniforme o Marginal frente a Pago según Oferta)

Como se explicó en la sección anterior, nuestra recomendación es implementar un mecanismo de fijación de precios uniforme dado que este mecanismo incentiva a ofertar el verdadero costo marginal de cada empresa. El mercado eléctrico chileno ya cuenta con un **mecanismo único de liquidación de precios de fijación de precio uniforme** (con la particularidad de que se basa en costos auditados y programación de operación del día anterior no vinculante). Como tal, la filosofía de diseño del mercado con respecto a este importante elemento del mercado sigue siendo la misma, lo que proporciona una clara ventaja para la transición al sistema propuesto basado en ofertas.

Sin embargo, es importante señalar que no existe un Mercado en Tiempo Real (RTM) formal en el mercado eléctrico chileno. Actualmente, el CEN resuelve el UCP del día anterior y como resultado de este proceso se obtiene **una lista de orden de mérito.** En tiempo real no se resuelve ningún despacho óptimo, pero el CEN realiza reasignaciones en tiempo real (o ajustes cuando sea necesario) basándose únicamente en esta lista de orden de mérito obtenida del UCP, sin volver a calcular el despacho óptimo. Estos ajustes son necesarios para garantizar que el despacho sea físicamente realizable en función de la información más reciente en tiempo real. Esto implica que el CEN envía instrucciones a las empresas coordinadas para garantizar la seguridad del sistema eléctrico y operaciones de costo mínimo, con base en sus propios pronósticos intradiarios bajo las condiciones operativas actuales. Por lo tanto, en Chile no se implementa ningún mecanismo de fijación de precio uniforme en el despacho en tiempo real.

La existencia de un Mercado en Tiempo Real (en el que el despacho óptimo se calcula cada 5 o 15 minutos y los precios se forman mediante un mecanismo de fijación de precio uniforme) es fundamental en cualquier mercado eléctrico para evitar despachos ineficientes. Por lo tanto, la dependencia de ajustes basados en la lista de orden de mérito del DAM como sustituto de un RTM basado en optimización es subóptima. **Esto**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

es independiente de la implementación de un mercado basado en ofertas o en costos.

En la Tarea 3 proponemos el diseño y la implementación de un RTM formal basado en ofertas para hacer frente a eventos imprevistos a medida que se materializan cerca de las operaciones en tiempo real.

Otra característica del mercado eléctrico chileno es que los precios se calculan a **nivel nodal**. El mercado eléctrico de corto plazo en Chile es un mercado mayorista (de tipo pool) centralizado y multinodal basado en costos auditados. Dado que estamos proponiendo un sistema de precios marginales locales para el mercado basado en ofertas, consideramos que las modificaciones requeridas en el mercado son consistentes, en este sentido, con el mercado energético chileno actual.

8.3 Arquitectura del Mercado DAM

En el mercado eléctrico chileno, el CEN resuelve el UCP del día anterior cooptimizando energía y reservas para el control de frecuencia, modelando el sistema con un alto grado de detalle y restricciones técnicas, como restricciones asociadas a centrales térmicas, series hidráulicas, y acuerdos de riego, y utilizando un horizonte de 7 días. Este UCP se resuelve de forma unificada; es decir, sin división por tecnología. **Esta es una ventaja importante del sistema chileno actual que recomendamos mantener, ya que nuestra recomendación es implementar un DAM unificado, sin dividir UCP por tecnología de generación. Los beneficios de las subastas DAM basadas en ofertas e independientes de la tecnología se analizan en detalle en la Sección 7.3.**

Sin embargo, como se mencionó, es importante señalar que no existe un Mercado en Tiempo Real formal basado en optimización en el mercado eléctrico chileno y que es fundamental implementar dicho Mercado en Tiempo Real, independientemente de la implementación de un Mercado en Tiempo Real basado en oferta o una arquitectura de mercado basada en costos. El uso actual de la lista de orden de mérito (obtenida del UCP), sin volver a calcular el despacho óptimo basado en información actualizada para eventos imprevistos, da fuerte credibilidad a la afirmación de que el CEN produce instrucciones a las empresas coordinadas que son subóptimas, en comparación con el despacho óptimo utilizando información en tiempo real en una formulación de optimización de las operaciones en tiempo real.

8.4 Contratos de PPA de Largo Plazo

El mercado eléctrico chileno ya permite contratos PPA bilaterales a largo plazo. El sistema chileno tiene dos tipos de contratos bilaterales de largo plazo. Por un lado, los

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

contratos bilaterales entre generadores y grandes consumidores industriales se producen de forma espontánea en el mercado. Estos contratos a largo plazo son acuerdos privados entre partes, por lo que sólo se informa al CEN la cantidad de energía y capacidad contratada (y sus requisitos específicos). **Estos contratos pueden ser físicos o financieros.** Por otro lado, las empresas distribuidoras están obligadas por Ley a subastar en licitaciones públicas la energía que estiman que necesitarán sus clientes para los próximos 10, 15 o más años. Estas licitaciones públicas se llevan a cabo de manera centralizada y se aplican algunas reglas particulares a algunas licitaciones para facilitar las ofertas de VRE (por ejemplo, hay algunas licitaciones en las que las empresas de generación pueden ofrecer suministro de energía solo durante las horas del día). **Los contratos entre los generadores y las empresas distribuidoras son contratos físicos.**

Estos contratos de largo plazo son fundamentales en el mercado chileno para brindar estabilidad de precios y certeza financiera. Como se mencionó en Secciones anteriores, nuestra recomendación es mantener estos contratos físicos de largo plazo como en el sistema chileno actual y complementarlo con el mercado basado en ofertas de corto plazo que se propondrá. **También proponemos contratos financieros del tipo CFD, como se analiza detalladamente en la Sección 7.4.**

Es importante que los contratos de largo plazo en Chile mantengan los siguientes dos principios que tienen actualmente: (i) la autoridad regulatoria debe realizar todas las tareas necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de suministro y balance de pagos (responsabilidades del contrato) y (ii) la autoridad reguladora debe fomentar la neutralidad tecnológica.

Sin embargo, existen algunas mejoras en los contratos a largo plazo que pueden implementarse. **Por ejemplo, la autoridad reguladora puede considerar instrumentos financieros, como los Derechos de Transmisión Financiera, que permitan a los participantes del mercado gestionar los riesgos de congestión. Esto permitiría una mejor gestión de los contratos de largo plazo en Chile.**

8.5 Mercados Financieros versus Mercados Físicos

En Chile, actualmente, sólo los generadores pueden participar en el mercado spot y todas las cargas deben tener un contrato de suministro de energía, que son acuerdos físicos bilaterales privados. Los generadores también pueden celebrar contratos financieros bilaterales privados con grandes cargas industriales para cubrir sus posiciones en el mercado.

Planeamos ampliar el alcance de los mercados financieros en el diseño propuesto del mercado energético basado en licitaciones. **Esto incluirá un mercado energético financiero a plazo estandarizado con un asegurador central que esté abierto a**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

participantes financieros con supervisión regulatoria. Los beneficios de dicho mercado se analizan en detalle en la Sección 7.5. También recomendamos instituir la solvencia crediticia y el cumplimiento de los contratos para los contratos de energía a plazo estandarizados con una posible verificación de la cobertura del suministro de combustible.

En términos de mercados físicos, recomendamos la implementación de un **mecanismo de adecuación de recursos físicos** con una capacidad o energía firme que debe ofrecer obligaciones con un precio máximo alto. También es posible un enfoque mixto con una obligación de capacidad para los recursos térmicos y una obligación de energía firme para la energía hidroeléctrica. Recomendamos que este mecanismo esté restringido a participantes físicos o inversionistas en recursos y carga futuros y debe estar sujeto a verificación.

También recomendamos imponer un requisito de adquisición de contratos de energía a plazo a las entidades que atienden cargas reguladas y a los recursos con capacidad o energía obligadas según el mecanismo de adecuación de recursos. Con respecto a las entidades que prestan servicios de carga, recomendamos la eliminación de las disposiciones de transferencia de precios spot para las entidades que atienden cargas reguladas, exponiéndolas al riesgo de precios spot e instituyendo incentivos para gestionar el riesgo de precios de la carga regulada. Los detalles de estos importantes cambios se incluyen en la sección 7.5.

8.6 Mercados Exclusivamente Energéticos con suministro de Escasez versus Mecanismos de Adecuación de Recursos (o ambos)

El mercado eléctrico de corto plazo en Chile es un mercado mayorista centralizado, multinodal, basado en costos auditados, que cooptimiza energía y reservas para control de frecuencia considerando todas las restricciones técnicas y utilizando un horizonte de 7 días.

Para resolver el problema del dinero faltante, el mercado eléctrico chileno ha implementado un pago por capacidad centralizado. El pago por capacidad es una cantidad fija que se distribuye a todas las empresas de generación que participan en el mercado a prorrata de su "capacidad firme". La autoridad reguladora es la encargada de definir la capacidad que se considera firme y, por tanto, que está sujeta a pagos por capacidad.

Ya que el mercado actual se basa en costos, no hay un tope de precios en el mercado spot en Chile porque, actualmente, los precios se basan en costos auditados y las

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

empresas de generación son las únicas a las que se les permite participar en el mercado spot. Además, no existen precios de escasez de ningún tipo.

Sin embargo, la transición a una arquitectura de mercado basada en ofertas requiere la aplicación de límites máximos de precios. Además, planeamos recomendar un mecanismo de fijación de precios de escasez además de un mecanismo de adecuación de recursos. Todos los mercados de EE. UU. y muchos de la UE tienen ahora una combinación de ambos mecanismos. Los detalles de los beneficios del mecanismo de escasez se proporcionan en la Sección 7.6.

8.7 Mecanismos del Mercado de Capacidad

No existe un mercado de capacidad organizado en el mercado eléctrico chileno. El mercado eléctrico chileno ha implementado un **pago centralizado por capacidad**. **El pago por capacidad es una cantidad fija que se distribuye a todas las empresas de generación que participan en el mercado a prorrata de su "capacidad firme". La autoridad reguladora es la encargada de definir la capacidad que se considera firme y, por tanto, la capacidad que está sujeta a pagos por capacidad**. Este tema (la definición de capacidad firme) ha sido controversial en Chile, especialmente en los casos de VRE y servicios de almacenamiento, debido a su intermitencia.

En la Sección 7.7 analizamos en profundidad los beneficios y los detalles de un mercado de capacidad y sus variantes con la introducción de un mercado de energía basado en ofertas. **Específicamente, recomendamos una subasta de capacidad centralizada de un solo comprador con Comisionamientos de capacidad de generación futura, como en la mayoría de los mercados estadounidenses. Planeamos definir las subastas de capacidad como Opciones de Confiabilidad, como la mejor forma de gestión de riesgos. También se pueden adoptar Opciones de Energía Firme con un precio de ejercicio regulado para recursos con limitaciones energéticas, como los recursos hídricos, como alternativa o en paralelo con opciones de confiabilidad basadas en la capacidad.**

Finalmente, como discutimos en la Sección 8.5, también recomendamos la implementación de un mecanismo de precios de escasez para complementar el mecanismo CRM.

8.8 Mitigación del Poder de Mercado (Ex-ante frente a Ex-post)

En Chile, el mercado de generación de electricidad se basa en la competencia de mercado, lo que permite a las empresas de generación una consideración libre (aunque limitada) de las oportunidades y riesgos del mercado. **Dentro de este entorno operativo y regulatorio, el acceso abierto al sistema de transmisión y la neutralidad de la tecnología de generación han sido dos pilares importantes del funcionamiento del**

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

mercado chileno. Estas características del mercado eléctrico chileno deben mantenerse.

En un mercado basado en ofertas, la mitigación del poder de mercado ex ante es obviamente más difícil que en un mercado basado en costos. Sin embargo, algunas características del sistema chileno, como el acceso abierto al sistema de transmisión, la neutralidad de la tecnología de generación, el mecanismo de fijación de precios marginales locales y la obligación de las cargas de tener contratos de suministro de energía de largo plazo, facilitan la implementación de mitigación del poder de mercado ex ante, como se recomienda en la Sección 7.8. Esta Sección demuestra claramente los beneficios de la mitigación del poder de mercado ex ante en comparación con la mitigación del poder de mercado ex post, que siempre puede ser ejercida por el regulador si los resultados del mercado justifican tal acción.

En este contexto, es importante mencionar que la práctica de mercado estándar internacional (para fines de eficiencia) es que los mecanismos ex ante de mitigación del poder de mercado sean diseñados, implementados y administrados diariamente por el ISO, con base en la transparencia de normas de la mitigación del poder de mercado ex ante que hayan sido aprobadas por el regulador.

En Chile, dada la naturaleza detallada de la regulación chilena, esto podría representar un cambio importante en la práctica estándar actual del mercado. **Es crucial entender que el CEN debe diseñar los detalles de la implementación de las medidas de mitigación del poder de mercado ex ante y proponer las reglas de mitigación al regulador para su aprobación**.

Cualquier desviación de las prácticas de mitigación del mercado estándar internacional creará ineficiencias en detrimento de la introducción de una arquitectura del mercado energético basada en ofertas. El CEN opera el mercado energético a diario y cuenta diariamente con toda la información técnica de los participantes del mercado. Si el regulador (o una institución como el “Panel de Expertos”) intenta gestionar el mecanismo ex ante de mitigación del poder de mercado, podemos prever fácilmente importantes ineficiencias, retrasos y resultados potencialmente inexactos debido a la falta de información y datos diarios que se presentan al CEN para gestionar el mercado.

En resumen, recomendamos encarecidamente la implementación de un enfoque de mitigación del mercado ex ante, especialmente dado que el mercado chileno está altamente concentrado. Esto es especialmente importante dada la estructura de propiedad de los embalses. El riesgo de colusión es real y esto hace que la implementación inmediata de la mitigación del poder de mercado ex ante sea aún más crítica desde el inicio de la arquitectura del mercado energético basado en ofertas. También recomendamos que este mecanismo de mercado sea administrado diariamente por el CEN.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Finalmente, recomendamos la aplicación de medidas **ex post** (en forma de investigaciones ex post, sanciones, multas, etc.) administradas por el regulador para disuadir comportamientos dañinos en el mercado, además de la arquitectura de mitigación del poder de mercado ex ante, como es la practica en todos los mercados energéticos internacionales en las regiones de EE.UU. y la UE.

8.9 Mercados de Ofertas Virtuales frente a Mercados Únicamente Físicos

Actualmente, no se permiten mercados de ofertas virtuales en Chile.

Como analizamos en la Sección 7.9, las ofertas virtuales producen el resultado deseado de convergencia de precios entre los LMP de DAM y los LMP de RTM. La convergencia de precios se considera un beneficio para los mercados DAM y RTM. Reduce los incentivos para que los participantes del mercado difieran sus recursos físicos al mercado RTM en espera de LMP favorables para RTM. La estabilidad mejorada del mercado DA también es beneficiosa desde la perspectiva de la confiabilidad. Una amplia experiencia ha demostrado que, en ausencia de un mercado visible de ofertas virtuales, los participantes del mercado pueden recurrir a ofertas virtuales implícitas para lograr la convergencia de precios. Sin embargo, esta práctica también puede generar problemas de confiabilidad y comprometer la eficiencia de los mercados DAM y RTM. Sin la revelación de los verdaderos costos y beneficios económicos de los recursos físicos, es difícil para el operador del sistema asignar recursos de manera eficiente y óptima. Además, los precios a los que los participantes del mercado ofrecen sus recursos físicos dependen en gran medida de su propia anticipación (pronóstico) de los LMP de DAM y RTM, y esto introduce incertidumbre en el mercado DAM.

En algunos casos, el operador del sistema puede programar demasiado suministro físico en el DAM, que deberá venderse nuevamente en el mercado RTM, o programar menos suministro físico en el DAM, que depende de la adquisición en el RUC para equilibrarse. Estas variaciones disminuyen la estabilidad del mercado DAM y podrían socavar la confiabilidad de la red eléctrica.

En resumen, recomendamos el diseño y establecimiento de a) un mercado RTM formal como analizamos en las secciones anteriores, b) un sistema de dos liquidaciones, c) un mercado de ofertas virtuales, y d) permitir que las entidades financieras participen en el mercado de ofertas virtuales.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

8.10 Formato de Ofertas de Costos de Comisionamiento de Unidades y Servicios complementarios

Para resolver el UCP del día anterior, el CEN recibe periódicamente información de los agentes del mercado sobre sus costos variables de operación y mantenimiento, carga mínima, sin carga y costos de puesta en marcha, entre otros parámetros técnicos. Esta información, junto con la disponibilidad de recursos de la red de generación y transmisión de energía y otras restricciones técnicas (como restricciones asociadas a centrales térmicas, series hidráulicas y acuerdos de riego), se incorpora al despeje del Mercado del Día Anterior. **En este contexto, el DAM chileno ya considera costos de comisionamiento de unidades en el despeje de su DAM. Por lo tanto, la presentación de una oferta de tres partes (costo de puesta en marcha, sin carga y energía incremental) por parte de los participantes del mercado, como se propone en el mercado de energía basado en ofertas que proponemos, no se considera un desafío importante.**

El UCP resuelto por el CEN cooptimiza energía y reservas para el control de frecuencia y modela el sistema con un alto grado de detalles técnicos. Sin embargo, los servicios complementarios (AS) actualmente son proporcionados por dos mecanismos alternativos diferentes disponibles en el sistema chileno. Por un lado, existe un mercado de AS basado en ofertas del día anterior (si hay suficiente competitividad en el mercado), donde los agentes del mercado pueden presentar sus ofertas para la provisión de AS. En el caso particular de los servicios de control de frecuencia, estos se licitan únicamente por los costos de desgaste de las centrales eléctricas. También se realizan pagos laterales existentes para cubrir los costos de oportunidad y de generación necesaria fuera del orden de mérito. Por otro lado, algunas empresas coordinadas también pueden proporcionar AS si el CEN les ordena directamente que proporcionen esos AS. En este caso, las empresas coordinadas reciben su remuneración en función de un costo auditado.

El CEN diariamente decide si el mercado de AS para el día siguiente es competitivo. En caso de que el mercado de AS sea competitivo, los agentes del mercado pueden presentar sus ofertas para la provisión de AS para el día siguiente y el CEN puede liquidar el mercado de AS basado en las ofertas del día anterior. En caso de que el CEN determine que el mercado de AS no es competitivo, el CEN instruye directamente a empresas coordinadas específicas para que ofrezcan servicios complementarios y les paga en función de sus costos auditados. En caso contrario, utiliza los resultados del mercado competitivo de AS.

Este aspecto del mercado actual debería cambiar con la transición a una arquitectura de mercado basada en ofertas porque el Mercado de AS del Día Anterior debería ser totalmente compatible con el Mercado de Energía del Día Anterior.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

La regla de distribución de los costos de la provisión de AS es un tema muy crítico en el actual funcionamiento del mercado de AS chileno. La regla de causalidad entre generadores con prorrateo de retiros de energía suele aplicarse en el sistema chileno actual. Sin embargo, si se implementa un mercado de AS basado en ofertas que sea totalmente compatible con el Mercado Energético del Día Anterior, entonces no hay necesidad de que el CEN implemente dicha regla de distribución de costos (al menos no cuando el mercado basado en ofertas esté completamente implementado). La razón es que en un sistema basado en ofertas cada agente del mercado hará su propia estimación del costo de provisión del AS y el costo de oportunidad asociado.

Específicamente, como analizamos en detalle en la Sección 7.10, recomendamos continuar fortaleciendo la participación de los agentes del mercado en el Mercado de AS chileno del Día Anterior basado en ofertas con las siguientes características: a) ofertas de energía en tres partes basadas en ofertas completas en el Mercado del Día Anterior, incluido el Costo de puesta en marcha, el Costo de No Carga y el costo de energía incremental lineal por tramos de múltiples segmentos, sujeto a mitigación de poder de mercado ex ante, o b) un Costo de puesta en marcha y un Costo de No Carga basado en costos inicialmente durante tres (3) años; y luego haciendo la transición a un arquitectura energética completamente basada en ofertas para los tres componentes, y c) ofertas de regulación con un costo de capacidad por hora y un costo de "kilometraje",[25] y ofertas de reservas con un costo de capacidad por hora (un precio de energía incremental o curva de precios), así como capacidad de recursos para cumplir con los requisitos de productos de reserva.

En resumen, la existencia ya de un Mercado de AS basado en ofertas del Día Anterior en Chile es una ventaja para la implementación de un Mercado Eléctrico basado en ofertas, aunque se necesitarían algunas mejoras.

8.11 Tratamiento de la Energía Hidroeléctrica en una Arquitectura de Mercado Energético Basada en Ofertas

8.11.1 Tratamiento Actual del Mercado de Energía Hidroeléctrica

En una arquitectura de mercado energético basada en ofertas, las unidades hidroeléctricas pueden presentar ofertas incorporando sus propias estimaciones del costo de oportunidad del agua (valor futuro del agua, FVW) al ISO o, alternativamente, el costo de oportunidad del agua puede calcularse de manera centralizada, como ocurre actualmente en el mercado chileno.

[25] Panagiotis Andrianesis, Alex Papalexopoulos, "Precio basado en el desempeño de la regulación de frecuencia en los mercados de electricidad", IEEE Transactions on Power Systems, Sección especial sobre operación de mercados de electricidad, Vol. 29, no. 1, 2014, págs. 441-449.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Actualmente, en el mercado eléctrico chileno, el CEN determina el costo variable de los generadores hidroeléctricos estimando el precio sombra del agua, resolviendo un problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años). Este problema se resuelve utilizando el software PLP, una versión doméstica del software Stochastic Dynamic Dual Programming (SDDP) desarrollado por PSR. El PLP no sólo incorpora la optimización del SDDP (como la incorporó originalmente el PSR), sino que también incorpora linealizaciones por tramos de los acuerdos de riego, que tienen implicaciones en el despacho del agua utilizada desde los embalses.

El problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años) resuelto mediante PLP es un problema de minimización de costos en el que se minimiza el costo del combustible. Específicamente, la función objetivo a minimizar es la suma de todos los costos de combustible menos un término correspondiente a la suma del FVW de cada cuenca hidroeléctrica multiplicada por el volumen de agua existente en esa cuenca en el último período considerado. De esta manera, el PLP contabiliza los beneficios del ahorro de agua hasta el último período.

En la función objetivo del UCP, se considera la Función de Costo Futuro (FCF) del agua embalsada, la cual representa el ahorro en el costo de operación, según el nivel del embalse al final del período de evaluación. La FCF se obtiene mediante el modelo PLP. **Posteriormente, del UCP se obtiene el precio sombra de la restricción del balance energético en cada embalse, el cual se utiliza como costo variable para efectos del despacho económico en la operación en tiempo real**. Estos costos variables calculados y todas las variables asociadas con costos y parámetros técnicos se utilizan para resolver el UCP del día anterior cooptimizando energía y reservas para el control de frecuencia, modelando el sistema con un alto grado de detalles y restricciones técnicas, como restricciones asociadas a centrales térmicas, series hidráulicas y convenios de riego, y con un horizonte de 7 días. **Como resultado de este proceso de optimización se obtiene una lista de orden de mérito, la cual se utiliza para actualizar la operación UCP (pre-despacho) del día anterior.**

Además, cada generador debe informar periódicamente la disponibilidad de combustible y sus precios, o pronóstico de generación en el caso de plantas de VRE. Sin embargo, existen regulaciones específicas en el mercado chileno que permiten asignar a ciertas tecnologías un costo operativo variable diferente al costo declarado. Tal es el caso de unidades que operan con GNL asociado a contratos de largo plazo, para los cuales se utiliza como costo variable el costo alternativo de la energía determinado por el CEN. Todas estas actividades se desarrollan en el Mercado del Día Anterior (día N - 1).

Es importante mencionar que, en el mercado chileno, el CEN determina de manera centralizada el despacho de todas las unidades hidráulicas (con base en el FVW); es decir, la solución del UCP del día anterior es un mandato del CEN. Esto significa que las

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

unidades hidroeléctricas no toman decisiones de despacho y no tienen control de su operación. Consideramos que esto no es óptimo.

En este contexto, existe cierta ambigüedad sobre el costo de oportunidad del agua utilizada para el cumplimiento de los acuerdos de riego. Aspectos como si las centrales hidroeléctricas deberían ser compensadas cuando están obligadas a generar debido a acuerdos de riego o no, siguen sin resolverse. En tales casos, no es obvio si el valor del agua debe considerarse cero o igual a su valor futuro. Además, en un escenario en el que la mayoría de las centrales térmicas están desmanteladas y sólo las plantas de gas natural, propiedad de las mismas empresas propietarias de los embalses, permanecen en funcionamiento, la consideración del impacto en la generación de electricidad de la gestión de los recursos hídricos a largo plazo se vuelve más relevante.

En teoría, no es necesario calcular el FVW con demasiada frecuencia, sino sólo cuando las condiciones hidrológicas cambian. Sin embargo, uno de los problemas con esta formulación en el software PLP es que el FCF, y consecuentemente el costo variable de las unidades hidroeléctricas utilizadas en el UCP del día anterior, varía significativamente dependiendo de los contratos de riego, las condiciones hidrológicas consideradas y/o la información actualizada de la disponibilidad de agua por caudales. Por esta razón, y debido a que la FCF es una variable muy importante en el despacho central de las unidades hidroeléctricas, el CEN ejecuta el problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años) en el PLP dos veces por semana, para obtener una visión clara del grado de variabilidad de la FCF resultante. Luego, el CEN utiliza una FCF actualizada al resolver el UCP del día anterior, cada día.

La actual estructura de propiedad de las unidades hidroeléctricas en Chile es que las empresas privadas poseen los embalses y operan las turbinas, pero siempre siguiendo estrictas instrucciones del CEN; es decir, las hidroeléctricas no toman ninguna decisión estratégica ni se autoprograman en la operación del mercado. Es muy importante considerar los beneficios de permitir realizar ofertas a los propietarios de represas que hoy no tienen ningún control sobre las decisiones de despacho.

Alternativamente, el mercado podría diseñarse de manera tal que brinde a los propietarios de centrales hidroeléctricas cierta flexibilidad para presentar ofertas diarias, incorporando sus propias estimaciones del costo de oportunidad del agua (valor futuro del agua, FVW o utilizando la FCF obtenida centralmente por el CEN) y otra información de pronóstico sobre los niveles de los embalses producida por el problema de minimización de costos del PLP a largo plazo. Proponemos esta opción de mercado en la siguiente sección.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

8.11.2 Tratamiento del Mercado de Energía Hidroeléctrica Basado en Ofertas

La opción de que el CEN controle las decisiones de despacho de las centrales hidroeléctricas (basada en la metodología presentada en la Sección anterior) es restrictiva y no está basada en el mercado. Alternativamente, el CEN podría brindar cierta flexibilidad a los propietarios de energía hidroeléctrica y permitirles ofertar en el mercado basándose en la FCF (producida por el problema de minimización de costos a largo plazo del PLP del CEN).

En el caso más simple, muchos propietarios de energía hidroeléctrica optan por autoprogramar la generación de energía hidroeléctrica de acuerdo con las restricciones de flujo de información y salida, etc.

Alternativamente, en algunos mercados, como en Grecia, los propietarios de energía hidroeléctrica participan en el mercado con ofertas dentro de un porcentaje (digamos 10%) superior o inferior al valor mensual. El propósito de este enfoque es tener en cuenta la incertidumbre inherente asociada con la disponibilidad de agua y permitir a los operadores hidroeléctricos ajustar sus estrategias de ofertas de acuerdo con las condiciones cambiantes del agua.

En general, los propietarios de energía hidroeléctrica suelen participar en mercados mayoristas de energía organizados con ofertas que a menudo dependen de diversos factores, incluido el flujo actual de agua, los niveles de los embalses, los precios de mercado, los pronósticos de la demanda y las restricciones regulatorias. A continuación, se ofrece un resumen general de los procesos que se llevan a cabo al elaborar sus ofertas.

1. **Evaluación de los niveles de los embalses y las entradas de agua**: los propietarios de hidroeléctricas evalúan los niveles actuales de agua en sus embalses y predicen las entradas de agua futuras. Esta información es crucial ya que impacta directamente en su capacidad de generar electricidad en los próximos días.
2. **Pronóstico de la demanda y análisis de precios de mercado**: los propietarios de energía hidroeléctrica consideran la demanda prevista de electricidad y analizan los precios actuales del mercado. Comprender la dinámica de la oferta y la demanda les ayuda a determinar los momentos más adecuados para vender su energía a precios óptimos.
3. **Restricciones operativas y obligaciones regulatorias**: los propietarios de energía hidroeléctrica tienen en cuenta cualquier restricción operativa, como regulaciones ambientales o requisitos de liberación de agua para mantener la salud del ecosistema aguas abajo. Estas limitaciones pueden afectar el momento y el volumen de su generación de electricidad.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

4. **Consideraciones sobre los costos de generación**: los propietarios de energía hidroeléctrica evalúan los costos asociados con la generación de energía hidroeléctrica, incluido el mantenimiento, los gastos operativos y cualquier otro gasto relevante. Estos costos les ayudan a determinar los precios de oferta mínimos aceptables que cubran sus gastos y aseguren la rentabilidad.
5. **Estrategias de gestión de riesgos:** También pueden implementar estrategias de gestión de riesgos para mitigar los riesgos operativos y de precios. Esto podría implicar estrategias de cobertura, como contratos a plazo o derivados financieros, para protegerse contra las fluctuaciones de precios y las incertidumbres en el mercado energético.
6. **Optimización de la estrategia de oferta:** con base en los factores anteriores, los propietarios de energía hidroeléctrica desarrollan una estrategia de oferta que optimiza su generación de ingresos considerando sus limitaciones operativas y condiciones de mercado. Esta estrategia podría implicar la presentación de ofertas que reflejen sus recursos hídricos disponibles y las condiciones prevalecientes en el mercado para maximizar sus ganancias.

A continuación, se proporciona un enfoque sofisticado típico para optimizar sus ofertas/posturas de energía dentro de ese rango. Se sabe que los países con gran capacidad hidroeléctrica, como Noruega, Canadá y Nueva Zelanda, entre otros, tienen estrategias de ofertas sofisticadas, que consideran la disponibilidad de agua y su valor futuro.

Normalmente, los propietarios de energía hidroeléctrica suelen implementar un paquete de programación lineal entera mixta que maximiza las ganancias del intercambio en el mercado coordinado de energía y servicios complementarios, respetando al mismo tiempo las restricciones operativas de las unidades hidroeléctricas y térmicas y las limitaciones de los embalses hidroeléctricos.

El objetivo de esta programación lineal entera mixta es maximizar el beneficio del intercambio en el mercado, utilizando como insumo los Precios Marginales Locales (LMP) previstos para los diferentes productos y restricciones de las unidades, los costos de puesta en marcha y operativos y las condiciones de partida de las unidades, con especial énfasis en la coordinación, las ofertas de energía y servicios complementarios dentro de restricciones de las unidades para maximizar el beneficio general. En esta optimización a corto plazo, los propietarios de energía hidroeléctrica tienen en cuenta los valores de agua mensuales u horarios obtenidos del proceso de programación hidroeléctrica a largo plazo y la previsión de afluencia hidráulica y los niveles de almacenamiento.

Los resultados del mercado incluyen las ofertas óptimas para cada unidad de energía, reserva en giro, reserva no en giro, regulación al alza y regulación a la baja.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Los costos de las unidades hidráulicas se pueden representar aplicando un valor mensual del agua en $/Mm^3 a cada embalse. Estos valores del agua se obtienen a partir de una simulación hidro-térmica a largo plazo (como el software de optimización PLP) y reflejan los valores relativos del agua, basados en la estrategia de almacenamiento a largo plazo.

Se aplica una restricción de igualdad del balance hídrico en cada nodo hídrico, para garantizar que el cambio en el volumen del embalse sea igual al flujo neto de los embalses aguas arriba y a las entradas menos el flujo a los embalses aguas abajo. Los tiempos de viaje entre nodos se incorporan utilizando el flujo en la rama entrante del incremento de tiempo anterior, que corresponde al incremento de tiempo actual menos el número de incrementos de tiempo correspondientes al tiempo de viaje de la rama. Para aquellas ramas con tiempos de viaje, también es necesario especificar flujos en ramas previo al inicio de la optimización.

Además, las restricciones de riego (es decir, liberaciones hidroeléctricas obligatorias) se modelan como restricciones estrictas explícitas en la optimización a corto plazo, lo que significa que el software MMS debe utilizar precios de función de penalización con valores muy altos para respetar estas restricciones estrictas. Esta es una de las restricciones estrictas que el software necesita modelar explícitamente. Otras son restricciones técnicas mínimas de generación, unidades que deben funcionar por razones de confiabilidad establecidas, otros contratos existentes, etc.

El objetivo del modelo de optimización de corto plazo es maximizar la ganancia del intercambio en el mercado, donde la ganancia se calcula a partir de los precios pronosticados multiplicados por la generación despachada menos los costos de despacho de generación que, en el caso de las unidades hidroeléctricas, se derivan de los valores mensuales del agua del largo plazo en cada embalse.

Luego, las ofertas óptimas se determinan a partir del cronograma de despacho óptimo, seleccionando un nivel de oferta con una tolerancia configurable por debajo de los precios de equilibrio previstos, donde el comisionamiento y despachos óptimos han programado que la unidad esté en línea durante el intervalo.

En esta opción, el CEN publicará el valor futuro mensual del agua (FVW) semanalmente y por horas basándose en el problema de minimización de costos a largo plazo del PLP del CEN. Los propietarios de energía hidroeléctrica tendrán la flexibilidad de comenzar a presentar ofertas con un margen de desviación del 5%. Esta asignación se incrementará anualmente en un 5%. Después de los primeros 3 años, sólo es necesario publicar el valor del agua calculado centralmente mensualmente. Esta opción podrá implementarse desde el inicio del mercado energético basado en ofertas o después de un retraso de tres (3) años.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

8.11.3 Recomendación

1. Continuar al comienzo implementando el actual tratamiento de mercado de energía hidroeléctrica, donde los propietarios de energía hidroeléctrica no tienen control de las decisiones de despacho de sus plantas.
2. Después de un período de tres (3) años, transitar a un enfoque basado en ofertas para permitir a los propietarios de energía hidroeléctrica controlar las decisiones de despacho de sus plantas en función de sus ofertas. Comenzar con un margen de desviación del 5 % y aumentarlo anualmente en un 5 %.

8.12 Resumen

El análisis contenido en las secciones anteriores del Capítulo 8 nos lleva a las siguientes conclusiones importantes sobre los principales cambios que se activarán durante la implementación de la transición a un mercado energético basado en ofertas. Estas conclusiones, presentadas en la Tabla 8-1, se basan en una evaluación detallada del mercado energético actual en Chile y el mapeo de las importantes recomendaciones de nuevos elementos del mercado (presentadas en el Capítulo 7) en la arquitectura del mercado existente.

La activación de los cambios del mercado se agrupará para su implementación en diferentes fases en las Tareas posteriores de este Proyecto. Por ahora, todos los cambios del mercado se consideran sin ninguna consideración del enfoque gradual que se analizará y propondrá en las tareas posteriores de este proyecto.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Tabla 8-1: Impacto de los Cambios de Mercado Propuestos en el Mercado Existente

	Mercado energético existente	Nuevo mercado energético basado en ofertas
Formación de precios (fijación de precio uniforme frente a pago según oferta)	Sí	Sí
Arquitectura de diseño de mercado DAM (DAM unificado versus dividido por tecnología)	Sí	Sí
Contratos PPA a largo plazo	Sí	Sí
Mercados financieros	Sí	Sí (ampliado)
Mercados exclusivamente energéticos con suministro de escasez versus mecanismos de adecuación de la capacidad (o ambos)	no hay escasez	Sí
Mercado de capacidad con RO	No	Sí
Mitigación del poder de mercado ex ante	No	Sí
Mercado de ofertas virtuales	No	Sí
Ofertas de costos de comisionamiento de unidades	No	Sí
Oferta de energía hidroeléctrica	No	Sí
Despeje del mercado basado en ofertas	No	Sí
Sistema de dos liquidaciones	No	Sí
Mercado de tiempo real (RTM)	Mercado de ajuste	RTM completamente desarrollado

Una evaluación cuidadosa de las conclusiones de este Capítulo da crédito a la afirmación de que el mercado energético existente en Chile ya cuenta con los fundamentos de un diseño de mercado energético sólido que incluye: a) co-optimización de la energía y los servicios complementarios, b) una arquitectura de

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

mercado nodal, c) fijación de precios LMP, d) contratos físicos y financieros a largo plazo, y e) una subasta tecnológicamente neutral.

Por lo tanto, los cambios de mercado claves para una arquitectura de mercado basada en ofertas incluyen las siguientes implementaciones: a) presentación de ofertas, b) un RTM formal, c) un sistema de dos liquidaciones, d) un mercado de capacidad organizado, e) mitigación de poder de mercado ex ante, f) un mercado virtual, g) presentación de ofertas de los costos de comisionamiento de las unidades, y h) presentación de ofertas de energía hidroeléctrica.

La implementación de estos cambios se realizará gradualmente, como analizaremos en las tareas posteriores de este proyecto.

 Copyright © 2023, ECCO International, Inc.

Diseño de un Mercado Mayorista Basado en Ofertas para Energía, Servicios Complementarios y Capacidad en Chile

Producto 2: Tarea 3

VERSIÓN DEFINITIVA

Preparado por ECCO Internacional
San Francisco, California

Para el

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

21 de febrero de 2024

ECCO Internacional
268 Bush Street, Suite 3633
San Francisco, CA 94104
Teléfono: 415-731-9113
Fax: 415-731-9114

Copyright © 2023 , ECCO International, Inc.

Tabla de Contenido

1 Alcance de la Tarea 3 ____ 7

2 Arquitectura del Diseño Óptimo del Mercado de energía del CEN ____ 9

2.1 Entidades del Mercado del CEN ____ 9

2.1.1 Coordinadores de Programación ____ 9

2.1.2 Generadores Participantes ____ 9

2.1.3 Cargas Participantes ____ 10

2.1.4 Cargas No Participantes ____ 10

2.1.5 Empresas de Distribución de Servicios Públicos ____ 10

2.1.6 Propietarios de Transmisión participantes ____ 10

2.1.7 Recursos No Generadores (NGR) ____ 10

2.1.8 Recursos de Uso Limitado ____ 12

2.1.9 Recursos Co-localizados ____ 12

2.1.10 Recursos Híbridos ____ 13

2.2 Productos y Servicios Propuestos para el Mercado del CEN ____ 13

2.2.1 Energía ____ 13

2.2.2 Servicios Complementarios ____ 14

2.3 Mercados Spot y cronogramas ____ 18

2.3.1 Mercado del Día Anterior ____ 18

2.3.2 Mercado en Tiempo Real ____ 19

2.4 Información del Mercado CEN ____ 21

2.4.1 Datos Estáticos de Recursos del CEN ____ 21

2.4.2 Ofertas y Posturas del Mercado ____ 22

2.4.3 Ofertas virtuales (VB) ____ 24

2.4.4 Despacho de Respuesta de la Demanda por Confiabilidad ____ 25

2.4.5 Requisitos de Energía Sostenida para Recursos de Almacenamiento con Adjudicación en el Mercado de Regulación ____ 25

2.5 Modelo Completo de la Red del CEN (FNM) ____ 26

2.5.1 Factores de Distribución de Generación (GDF) ____ 26

2.5.2 Factores de Distribución de Carga (LDF) ____ 27

2.6 Precios de Comisionamiento de Unidades de Energía, Servicios Complementarios y Confiabilidad (RUC) ____ 28

2.6.1 Precios Marginales Locales para Energía ____ 28

2.6.2 Precios de Servicios Complementarios ____ 30

2.6.3 Capacidad RUC ____ 30

2.7 Optimización del mercado ____ 31

2.7.1 Marco de Comisionamiento de Unidades Restringido por Seguridad ____ 31

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.7.2 Despacho Económico Restringido por Seguridad 44
3 Mitigación ex Ante del Poder de Mercado 45
3.1 Principios Básicos para el Enfoque MPM Propuesto 46
3.2 Descripción General de la Mitigación ex Ante del Poder de Mercado 46
3.3 Ejecución Única de todas las Restricciones (Método de Descomposición) 47
3.4 Criterios de Camino Competitivo 48
3.5 Cálculo del Precio Mínimo Competitivo 50
3.6 Ofertas de Energía Predeterminadas 51
3.6.1 Descripción General 52
3.6.2 Metodologías propuestas para la determinación de los DEB 52
3.7 Teoría e Implementación del Índice de Oferta Residual (RSI) 56
3.8 Pruebas de Estructura, Conducta e Impacto 58
4 Mercado a Plazo Integrado 60
4.1 Mercados de Servicios Complementarios 60
4.1.1 Regiones de Servicios Complementarios 60
4.1.2 Requerimientos de Servicios Complementarios 60
4.1.3 Certificación de Servicios Complementarios 60
4.1.4 Autoabastecimiento de Servicios Complementarios 61
4.1.5 Ofertas de Servicios Complementarios 61
4.1.6 Provisión de los Servicios Complementarios 61
4.1.7 Precios de los Servicios Complementarios 61
4.1.8 Liquidaciones de Servicios Complementarios 62
4.2 Mercado de Energía del IFM 62
4.2.1 Ofertas de los Recursos Generadores 62
4.2.2 Ofertas de Cargas Participantes 64
4.2.3 Ofertas de Energía de Recursos Agregados 64
4.2.4 Autoprogramaciones de Energía 64
4.2.5 Participación en el Mercado Hidroeléctrico 65
4.2.6 Despeje de cooptimización del IFM 66
4.2.7 Programación de Energía en el IFM 67
4.2.8 Precio de la Energía 68
4.2.9 Liquidación de Energía en el IFM 69
4.2.10 Resultados del IFM 69
5 Comisionamiento de Unidades Residual 71
5.1 Objetivos y Requisitos del RUC 71
5.2 Ofertas del RUC 72

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

5.3 Restricciones del RUC 73
5.4 Ejecución del RUC y Adjudicaciones de Capacidad del RUC 73
5.5 Precios RUC 74
5.6 Liquidación RUC 74
6 Mercado en Tiempo Real 75
6.1 Descripción General 75
6.1.1 Principios para el Despacho en Tiempo Real 75
6.1.2 Inicialización del Despacho en Tiempo Real 76
6.1.3 Rampas Simétricas en el Despacho en Tiempo Real 77
6.1.4 Requisitos de Desbalance de Energía y Sesgo 79
6.2 Mitigación del Poder de Mercado 80
6.3 Proceso de Programación de la Hora Anterior 80
6.3.1 Objetivos y Diseño del HASP 80
6.3.2 Cronología del HASP 82
6.3.3 Pre-Despacho del HASP 82
6.4 Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) y Mercado de Quince Minutos (FMM) 84
6.4.1 Objetivos y Diseño de RTUC 84
6.4.2 Resultados de Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real 84
6.4.3 Precios de Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real 85
6.5 Comisionamiento de Unidades de Corto Plazo (STUC) 85
6.5.1 Objetivos y Diseño del STUC 85
6.5.2 Cronología del STUC 86
6.5.3 Comentarios Adicionales del STUC 86
6.6 Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) 87
7 Mercado de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) 92
7.1 Descripción general 92
7.2 Calendario Anual de Asignaciones y Subastas de FTR 94
7.3 Pasos clave realizados en el proceso de Subasta y Asignación de FTR 95
7.4 Asignación Anual de FTR 96
7.5 Subasta Anual de FTR 97
7.6 Presentación de Ofertas de FTR 98
7.7 Asignación y Subasta mensual de FTR 99
7.8 Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT) 100
8 Contratación a Plazo Física y Financiera 102

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

8.1 Descripción general 102
8.2 Beneficios de Contratación a Plazo 103
8.3 Contratos a Plazo de Energía en el Largo Plazo: Físicos versus Financieros 104
8.4 Contratos a plazo de energía estandarizados (SFEC) 107
8.5 Mecánica de las Adquisiciones y Liquidaciones Centralizadas de los SFEC 109
9 Mecanismo de Adecuación de Recursos (RA) 110
9.1 Descripción general 110
9.2 Mercado de Capacidad Centralizado 111
9.2.1 Principios claves para el diseño de mercado 112
9.2.2 Diseño del Mercado de Capacidad Centralizado con Opciones de Confiabilidad 114
9.2.3 Requerimiento de Adecuación de Recursos 117
9.2.4 Metodología Propuesta para la Capacidad de Carga Efectiva (ELCC) 119
9.2.5 Fijación de Precios de Escasez Mediante la Curva de Demanda de Reservas Operativas (ORDC) 124
9.2.6 Conclusiones 132
10 Mercado de Ofertas Virtuales (VB) 135
10.1 Descripción general 135
10.2 Oferta virtual y Participación en el Mercado DAM 137
10.3 Despeje de las Ofertas Virtuales en el Mercado DAM 139
10.4 Liquidaciones de Ofertas Virtuales 139
11 Breve Resumen del Mercado de Energía Existente en el CEN 142
11.1 Actual Arquitectura General del Mercado de Electricidad del CEN y Estructura de Propiedad 142
11.2 Tratamiento Actual del Mercado de la Energía Hidroeléctrica 145
11.3 Mercado de Servicios complementarios 147
11.4 Mercado en Tiempo Real 149
11.5 Proceso del Modelo Completo de la Red 149
11.6 Mercado de PPAs a Largo Plazo 150
11.7 Mercado de Adecuación de Recursos 153
12 Glosario 155

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Lista de Figuras

Figura 3-1: Secuencia propuesta para el DAM CEN 45
Figura 3-2: Curva de Demanda Residual para Proveedor Pivote 57
Figura 4-1: Despeje del mercado DAM para energía (sin congestión y sin pérdidas)... 67
Figura 6-1: Interacciones entre el Mercado de Energía y el AGC en Tiempo Real..... 76
Figura 6-2: Inicialización del Despacho en el CEN RTM..... 77
Figura 6-3: Rampa simétrica de despacho propuesta por el CEN 78
Figura 6-4: Despeje del Mercado HASP (sin Congestión y sin Pérdidas) 81
Figura 6-5: Ilustración del Cronograma Propuesto para HASP..... 82
Figura 6-6: Cronograma Propuesto del HASP 83
Figura 6-7: Ilustración de la Cronología del CEN STUC 86
Figura 7-1: Función de pago de las obligaciones de CRR 93
Figura 7-2: Función de pago de la opción CRR 93
Figura 7-3: Oferta de compra de FTR 98
Figura 7-4: Oferta equivalente de un segmento 99
Figura 9-1: Curva de Demanda del Mercado de Capacidad Centralizado 118
Figura 9-2: Enfoque de capacidad histórica, ELCC promedio y ELCC marginal..... 120
Figura 9-3: Ilustraciones de RTORPA, LOLP y PBMCL..... 126
Figura 9-4: Perspectiva de ERCOT ORDC sobre la incertidumbre de las reservas durante la próxima hora de funcionamiento. Durante el Intervalo I (los primeros 30 minutos), solo está disponible RTOLCAP, lo que lo hace más valioso que RTOFFCAP. 127
Figura 9-5: Cronología de varios parámetros de la ORDC en ERCOT 128
Figura 9-6*: Contribución relativa de los sumadores de precios de ORDC y de despliegue de la Confiabilidad a los Precios Totales de la Energía en Tiempo Real por mes* 130
Figura 9-7: Margen Neto Acumulativo de Punta con y sin Sumadores de Precios de la ORDC para 2022 132
Figura 10-1: Diferencial de Precios de Mercado en Tiempo Real frente a los del Día Anterior..... 135
Figura 10-2: Volumen de operaciones virtuales y diferencial de precios ponderado en CAISO 141
Figura 11-1: Mix energético en el mercado CEN chileno 142

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Lista de tablas

Tabla 12-1: Glosario del diseño de mercado del CEN 155

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

1 Alcance de la Tarea 3

Actualmente, el mercado de energía chileno se basa en un mercado de corto plazo basado en costos auditados. Según nuestra experiencia, se ha demostrado que este enfoque es una manera fácil de generar un precio creíble para despachar unidades en tiempo real y eliminar desbalances. **Además, este mercado ha sido elegido tradicionalmente para limitar la capacidad de los proveedores de ejercer poder de mercado unilateral, mientras que los mercados basados en ofertas pueden ser susceptibles al ejercicio de poder de mercado unilateral, dependiendo de las condiciones del mercado, a menos que se implementen otras reglas de mitigación**. En la práctica, CEN ha utilizado también el mercado basado en costos auditados de recursos hídricos para minimizar el costo total de las unidades de generación térmica. Sin embargo, un serio problema con el mercado basado en costos auditados es el hecho de que a los participantes del mercado se les niega la oportunidad de determinar el costo de oportunidad del agua en lugar de depender exclusivamente de la solución del software PLP o SDDP del CEN. **Además, a medida que se intensifica la penetración de fuentes de energía renovables (RES) y otros activos bajos en carbono, como las baterías, las restricciones de costos de oportunidad en una arquitectura de mercado basada en costos se vuelven más problemáticas.**

La experiencia ha demostrado que puede resultar difícil estimar el verdadero costo de oportunidad de los generadores en mercados basados en costos auditados, lo que resulta en precios y horarios sesgados e ineficiencias económicas. ECCO cree firmemente que una transición a una arquitectura de mercado de energía bien diseñada y basada en ofertas a) beneficiará al mercado que opera el CEN, b) ayudará a los propietarios de centrales hidroeléctricas a gestionar sus costos de oportunidad y c) fomentará la transición a una economía descarbonizada al ofrecer a activos con bajas emisiones de carbono, la posibilidad de incorporar sus costos de oportunidad en sus ofertas.

En conclusión, en una arquitectura de mercado basada en costos se espera que estos problemas aumenten a medida que aumente la penetración de la generación de energía renovable variable (VRE) y las baterías en los sistemas, ya que estos activos presentan limitaciones físicas debido a las condiciones climáticas. Este es un caso claro en el que los costos de oportunidad divergen de los costos variables de combustible debido a limitaciones físicas energéticas o climáticas. Específicamente, los activos bajos en carbono, como las energías renovables, las baterías y los activos de respuesta a la demanda, dependen principalmente de los costos de oportunidad, no de los costos de combustible o de las limitaciones físicas basadas en el clima. Por lo tanto, una arquitectura de mercado basada en costos auditados no es propicia para manejar estos activos y conducir a la revelación de precios para inversiones de despacho óptimo.

En esta Tarea proponemos el diseño óptimo del mercado de energía aplicable al

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

mercado chileno, tomando en cuenta las condiciones actuales del mercado y las características comerciales y operativas del mercado. El diseño propuesto se basa en las conclusiones alcanzadas durante la ejecución de las Tareas 1 y 2 de este proyecto.

El mercado de energía óptimo del CEN consta de los siguientes elementos de mercado:

1. Mercado de energía del día anterior
2. Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad
3. Mercado Intradiario (Mercado de Energía de Quince Minutos, dentro de los mercados en tiempo real)
4. Mercados en tiempo real (Mercado de 5 minutos, dentro de los mercados en tiempo real)
5. Mercado de servicios complementarios
6. Cooptimización de Energía y Reservas
7. Precio marginal por localización
8. Precios de escasez a través de curvas de demanda de reserva operativa (ORDC)
9. Mercados de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) o Mercados FTR
10. Diseño de mercado de liquidaciones múltiples
11. Generación masiva de generadores con bajas emisiones de carbono e impactos en el mercado
12. Adecuación de los recursos a través de un mercado de capacidad
13. Mitigación del poder de mercado, y
14. Mercados Financieros y Actores de los Mercados Financieros (Ofertas Virtuales)

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2 Arquitectura del Diseño Óptimo del Mercado de energía del CEN

En este informe presentamos el diseño óptimo de alto nivel del mercado de energía para Chile. El diseño propuesto se basa en las conclusiones alcanzadas durante la ejecución de las Tareas 1 y 2 de este proyecto. En este capítulo presentamos los fundamentos básicos del mercado.

2.1 Entidades del Mercado del CEN

Esta Sección proporciona una descripción general de las entidades básicas del mercado que operan en los mercados del CEN.

2.1.1 Coordinadores de Programación

Los participantes en los mercados del CEN incluyen empresas de generación, servicios públicos regulados, proveedores minoristas de servicios energéticos, comercializadores de energía, etc. Todos estos participantes deben estar representados por Coordinadores de Programación (SC) que estén registrados en el CEN, excepto los Propietarios de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) o también llamados Propietarios de Derechos de Rentas por Congestión.

Las responsabilidades principales de los SC incluyen, según corresponda:

1. Representar a Generadores, Entidades de Servicio de Carga, Recursos de Respuesta a la Demanda (DR), importadores y exportadores, etc.
2. Presentar ofertas[26] al CEN
3. Suministrar las mediciones de datos al CEN
4. Implementar instrucciones del CEN
5. Liquidar todos los servicios relacionados con los Mercados del CEN
6. Garantizar el cumplimiento de las tarifas del CEN
7. Presentar pronósticos de demanda anuales, semanales y diarios.

2.1.2 Generadores Participantes

Un Generador Participante debe registrarse ante una SC que actúa en nombre del Generador Participante para la venta de Energía o Servicios Complementarios en los Mercados del CEN. Todas las transacciones en el mercado CEN realizadas por la SC para Generadores Participantes específicos se liquidan con la SC correspondiente.

[26] Incluyendo ofertas virtuales

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.1.3 Cargas Participantes

Una Carga Participante es una entidad que proporciona Demanda Reducible. Reducir la Carga Participante es análogo a aumentar el suministro o la generación de electricidad. La mayoría de las Cargas Participantes suelen ser Cargas de Bombeo. La Demanda Reducible es la demanda de una Carga Participante que se puede reducir, según una instrucción del CEN, en el Despacho en Tiempo Real del CEN. Los SC con Demanda Reducible pueden ofrecer su producto al CEN para cubrir la Reserva no en Giro o el Desbalance de Energía.

Por lo general, hay al menos tres tipos de Carga Participante: 1) Carga de Bombeo asociada con un recurso de almacenamiento hídrico por bombeo; 2) una Carga Participante Única (es decir, Carga de Bombeo y sin bomba) que no está asociada con un recurso de almacenamiento hídrico por bombeo; y 3) Carga Participante Agregada (es decir, Carga agregada de Bombeo y no Bombeo que es una agregación de cargas individuales que deben operar en coordinación entre sí).

2.1.4 Cargas No Participantes

Las SC podrán presentar Ofertas de Cargas No Participantes en el Mercado del Día Anterior (DAM) para la adquisición de Energía. Dichas Ofertas pueden representar una agregación de Cargas y deben ofertarse y Programarse en un Nodo de Precios. La Carga No Participante no se puede ofertar para ser reducida en el Mercado de Tiempo Real (RTM).

2.1.5 Empresas de Distribución de Servicios Públicos

Una Empresa de Distribución de Servicios Públicos (UDC) es una entidad propietaria de un Sistema de Distribución para la entrega de Energía y proporciona servicio minorista regulado de electricidad a Clientes Elegibles, así como servicio de provisión regulada a aquellos Clientes de Uso Final que aún no son elegibles para acceso directo, o que optan por no contratar servicios a través de un minorista alternativo. Una UDC debe ejecutar un Acuerdo Operativo de UDC con el CEN.

2.1.6 Propietarios de Transmisión participantes

Un propietario de transmisión participante (PTO) es un agente que posee parte del sistema de transmisión y ha cedido el control de sus líneas de transmisión e instalaciones asociadas al CEN.

2.1.7 Recursos No Generadores (NGR)

Se necesita definir un nuevo tipo de recurso que pueda funcionar como Generador o Carga. Los NGR pueden despacharse a cualquier nivel operativo dentro de todo su rango de capacidad, pero también están restringidos por un límite de MWh para: (1) generar

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Energía, (2) reducir el consumo de Energía en el caso de respuesta a la demanda, o (3) consumir Energía.

De manera más general, los NGR son recursos que operan como generación o carga y pueden ser despachadas dentro de todo su rango de capacidad, incluidas la generación y la carga. También están limitados por un límite de energía (MWh) para generar o consumir energía de forma continua. Los NGR incluyen recursos limitados de almacenamiento de energía (LESR). Al modelar el rango de generación de negativo a positivo, el modelo NGR brinda a los NGR la misma oportunidad que a los generadores de participar en los mercados de energía y servicios Complementarios del CEN, sujeto al cumplimiento de los requisitos de elegibilidad. NGR es un recurso que tiene un rango de funcionamiento continuo desde una inyección de potencia negativa hasta una positiva; es decir, puede funcionar continuamente consumiendo o proporcionando energía, y puede cambiar sin problemas entre generar y consumir energía eléctrica. Una NGR funciona como un recurso de generación y puede proporcionar Energía, Capacidad y Servicios Complementarios. Debido al rango operativo continuo, los NGR no tienen puntos operativos de carga mínima, configuraciones de estado, regiones operativas prohibidas ni estado fuera de línea (a menos que estén fuera de servicio). Por lo tanto, no tienen costos de arranque, de parada, de carga mínima, ni de transición.

Los límites de energía para los NGR no son requeridos para el recurso si el recurso no tiene esa limitación física; sin embargo, si el recurso NGR tiene un límite de energía almacenada, deberá registrar el valor límite ante el CEN para que el CEN pueda observar el límite en el mercado. Cuando no se proporcionen límites de recursos energéticos, el CEN asumirá que el NGR no tiene estas limitaciones. El propietario del recurso y el Coordinador de programación deben gestionar cualquier limitación de energía del recurso para cumplir con las instrucciones de despacho del CEN en el Mercado del CEN.

La potencia de salida algebraica de un NGR está limitada entre una capacidad mínima y una máxima medida en MW. Para un NGR, la capacidad máxima (positiva) representa los MW inyectados a la red cuando está descargando a su tasa máxima sostenible. La capacidad mínima (negativa) representa los MW retirados de la red cuando se está cargando a su tasa máxima sostenible.

Los NGR tienen distintas tasas de rampa para operar en modo de consumo (carga) o en modo de generación (descarga), pero están limitadas a un segmento para cada modo. Los NGR pueden proporcionar servicios complementarios (AS) de forma continua mientras están cargando o descargando. El despacho de un NGR que proporciona AS debe emplear un esquema de gestión de energía almacenada para gestionar el estado de carga y garantizar que haya suficiente energía almacenada en el dispositivo para despachar y satisfacer al AS cuando sea necesario. Los NGR pueden proporcionar servicios de regulación desde cualquier lugar dentro de su rango de regulación.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.1.8 Recursos de Uso Limitado

Un Recurso de Uso Limitado debe cumplir los siguientes criterios:

1. Existe una limitación en la cantidad de arranques, horas de funcionamiento o producción de energía del recurso, debido a consideraciones de diseño o restricciones ambientales.
2. La limitación del recurso no puede reflejarse dentro del horizonte de optimización del mercado (por ejemplo, limitaciones mensuales que se extienden más allá del horizonte de 24 horas del Mercado del Día Anterior).
3. La capacidad del recurso para seleccionar horas de operación no depende de que una fuente de energía fuera del control del recurso esté disponible durante dichas horas, pero el uso del recurso debe ser racionado.

Las limitaciones de uso pueden incluir: a) limitaciones de emisiones, b) limitaciones de capacidad de almacenamiento para no hidroeléctricos, c) limitaciones de capacidad de almacenamiento para hidroeléctricos.

La capacidad en los siguientes casos no será elegible para solicitar la consideración de limitaciones de uso, ya que los Recursos no están sujetos a costos de oportunidad. Estos tipos de recursos no están sujetos a costos de oportunidad porque no tienen la capacidad de seleccionar las horas o niveles de producción de energía que se pueden proporcionar al Mercado del CEN:

- Recursos Energéticos Variables (sin capacidad de almacenamiento)
- Unidades de regulación obligatoria (unidades del tipo “deben funcionar” con fines de regulación) por razones de confiabilidad
- Recursos de Respuesta a la Demanda por Confiabilidad (DR solo para fines de confiabilidad)

2.1.9 Recursos Co-localizados

Los recursos co-localizados pueden ser una combinación de diferentes tecnologías de generación o la misma tecnología de generación que forman parte de una única instalación de generación detrás de un único punto de interconexión, cada una de las cuales participa en los mercados CEN como recursos distintos con su propio ID de recurso. La recopilación de recursos detrás del punto de interconexión (POI) es optimizada por el mercado del CEN utilizando toda la colección de ofertas o autoprogramaciones. Cada recurso se mide y telemide individualmente. Generalmente, los Pmax y Pmin combinados (en el caso de almacenamiento de energía) de los recursos

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

co-localizados no podrán exceder la Capacidad del Servicio de Interconexión de la instalación generadora.

2.1.10 Recursos Híbridos

El recurso híbrido se define como una Unidad Generadora, con un ID de Recurso único en un único Punto de Interconexión, con componentes que utilizan diferentes fuentes de combustible o tecnologías (por ejemplo, energía solar fotovoltaica y baterías). En muchos mercados de EE. UU., los recursos híbridos deben cumplir requisitos mínimos de tamaño para ambos componentes de generación subyacentes: por ejemplo, 500 kW para cualquier componente de recurso híbrido del generador participante y 100 kW para cualquier componente de recurso híbrido de almacenamiento.

2.2 Productos y Servicios Propuestos para el Mercado del CEN

Esta Sección presenta los productos y servicios que se comercializan en los Mercados del CEN.

2.2.1 Energía

Los SC pueden suministrar Energía a los Mercados CEN en cualquier nodo desde los siguientes recursos:

1. Unidades Generadoras
2. Recursos del Sistema ubicados fuera de Chile
3. Plantas de Programación Física: grupo de unidades generadoras estrechamente acopladas
4. Cargas Participantes
5. Presentación de Ofertas de Suministro Virtual en el Mercado del Día Anterior

Las SC pueden comprar Energía en los Mercados CEN, a través de:

1. Cargas dentro del CEN
2. Exportaciones del CEN
3. Presentación de Ofertas de Demanda Virtual en el Mercado del Día Anterior en ubicaciones elegibles.

Los Recursos Generadores registrados como recursos hídricos de almacenamiento por bombeo pueden además comprar Energía de los Mercados CEN para atender su carga de bombeo y vender Energía en el Mercado en Tiempo Real reduciendo su carga de bombeo.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Los Recursos de Carga No Participante y de Exportación pueden comprar energía en los mercados CEN.[27] Los Recursos de Cargas Participantes (bombas hidráulicas) pueden comprar energía de los mercados CEN para atender su carga de bombeo y vender energía en el Mercado en Tiempo Real reduciendo su carga de bombeo.

2.2.2 Servicios Complementarios

Los Servicios Complementarios (AS) son servicios proporcionados por ciertos recursos utilizando su capacidad y que cumplen requisitos técnicos específicos. La energía se produce cuando la capacidad se despacha como Energía en tiempo real.

En el mercado de energía actual la Comisión Nacional de Energía (CNE) define, junto con el CEN, los AS que deben proporcionarse en el sistema eléctrico. El CEN también deberá preparar un informe anual identificando los AS que requerirá el sistema eléctrico en el año siguiente, los recursos que estarán disponibles en el sistema para su provisión, los nuevos recursos que deberán instalarse en el sistema, así como su programación, y el mecanismo mediante el cual se materializará su prestación y/o instalación. En este informe, el CEN también deberá analizar y establecer si existen las condiciones de competencia en el mercado para cada AS que se definió para asignarlos mediante subastas. Para ello se utiliza el indicador Índice de Oferta Residual (RSI), que permite estimar si la demanda de AS puede ser abastecida por las empresas existentes sin considerar las 3 empresas con mayores recursos técnicos.

Además, el CEN debe realizar cada cuatro años un estudio de costos que sirva de base para el mecanismo de adquisiciones y la remuneración de los AS que deben ser provistos y/o instalados en el sistema. El estudio debe especificar costos de inversión y mantenimiento de los recursos que deben instalarse en el sistema, costos de provisión o mecanismos de valoración e indexación de los servicios, etc.

El CEN despliega tres posibles mecanismos de contratación para la provisión de los AS requeridos: subastas, licitaciones o instrucción directa del CEN.

Según la norma de AS, el CEN debe utilizar el mecanismo de subasta cuando existen dos condiciones: a) cuando el requerimiento del servicio es por un plazo muy corto y b) cuando el CEN ha determinado que existen condiciones de competencia para su prestación. Los servicios que puedan prestarse en el muy corto plazo deberían, en la mayoría de los casos, utilizar los recursos técnicos ya instalados en el sistema eléctrico.

La Norma RE 442/2020 de la CNE establece que, en las subastas de AS, los licitadores únicamente deberán ofrecer un precio que incluya el costo del desgaste de sus instalaciones, provocado por la prestación del servicio, así como los costos asociados al mantenimiento. Los costos de oportunidad y costos extras por la prestación del servicio

---

[27] Los Recursos de Carga No Participantes podrán ofertar únicamente en el Mercado del Día Anterior.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

no deben considerarse en las ofertas, ya que se remuneran como pagos laterales, de acuerdo con la prestación real del servicio por parte del proveedor y considerando el costo marginal real del sistema. Los costos de oportunidad y costos extras que se calculan para los servicios de control de frecuencia varían dependiendo de si son para servicios de regulación de subida o de regulación de bajada.

El CEN debe utilizar el mecanismo de ofertas (licitaciones) de AS cuando el requerimiento no sea a muy corto plazo o cuando se trate de la instalación de nuevos recursos en el sistema. Los AS que deben ser licitados deberán estar establecidos en el informe anual del CEN.

El CEN podrá instruir la provisión directa y obligatoria de AS en los siguientes casos: a) cuando las condiciones de mercado para la provisión de AS no sean competitivas, b) cuando la subasta de AS sea declarada total o parcialmente desierta, c) cuando la licitación de AS se declara total o parcialmente desierta y d) las condiciones de seguridad del sistema no permiten realizar una nueva licitación.

En el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN, recomendamos que el CEN adquiera los siguientes cuatro tipos de servicios complementarios:

- Regulación hacia arriba (Reg-Up)
- Regulación hacia abajo (Reg-Down)
- Reserva en giro (en giro)
- Reserva no en giro (No en giro)

Los recursos deben estar certificados para proporcionar Servicios Complementarios. Los recursos certificados pueden autoproporcionarse y/o ofertar Servicios Complementarios en los Mercados CEN.

Los detalles sobre las adquisiciones y liquidaciones del mercado de AS se proporcionan en los siguientes capítulos.

2.2.2.1 Regulación

La regulación hacia arriba y la regulación hacia abajo son dos servicios Complementarios separados. La capacidad de regulación (arriba y abajo) no es despachada por el Mercado en Tiempo Real (RTM), sino por la función de Control Automático de Generación (AGC) del Sistema de Gestión de Energía (EMS) para mantener la programación de los intercambios y la frecuencia del sistema.

Los recursos de generación que cumplan con los requisitos técnicos necesarios pueden proporcionar Regulación. Los recursos de importación y exportación también pueden proporcionar Regulación. Específicamente:

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

1. Regulación hacia arriba (debe estar sincronizado y ser capaz de recibir señales de AGC y poder entregar el AS adjudicado en 10 minutos, según la tasa de rampa de regulación del recurso [28])
2. Regulación hacia abajo (debe estar sincronizado y ser capaz de recibir señales de AGC, y poder entregar el AS adjudicado en 10 minutos, según la tasa de rampa de regulación del recurso).

2.2.2.2 Reservas de Contingencia

Normalmente, la Reserva Operativa consta de Reservas de Regulación y de Contingencia, que a su vez constan de Reservas en Giro y Reservas no en Giro. Reserva de Contingencias es la capacidad de generación descargada reservada para contingencias.

Se recomienda al CEN que no trate todas las Reservas en Giro y no en Giro como Reservas de Contingencia. El proveedor de Reservas en Giro y no en Giro puede especificar en el Mercado del Día Anterior (DAM) una "bandera de contingencia" para indicar que las Reservas en Giro y no en Giro, de ser aceptadas, deben ser tratadas como Reservas de Contingencia. De lo contrario, la capacidad de Reserva en Giro y no en Giro se puede distribuir en tiempo real independientemente de las condiciones de contingencia, siempre que el CEN continúe manteniendo niveles generales adecuados de Reserva Operativa. Cualquier Reserva en Giro y no en Giro adquirida en el RTM siempre será Reserva de Contingencia.

Esta recomendación es importante porque tiene un efecto positivo en la reducción de los precios del RTM.

Las Reservas en Giro se pueden proporcionar mediante la Generación de Recursos en línea y mediante la Importación o Exportación de Recursos.

Las Reservas no en Giro pueden ser proporcionadas por Recursos Generadores,[29] por Recursos de Importación o Exportación[30] y por Recursos de Carga Participantes. En los EE. UU. se aplican los siguientes requisitos de elegibilidad:

---

[28] La Oferta de Regulación de Servicios Complementarios debe contener un rango ascendente y descendente de capacidad de generación sobre el cual el recurso está dispuesto a brindar Regulación dentro de un rango desde un mínimo de 10 minutos hasta un máximo de 30 minutos.

[29] Normalmente, tanto los recursos generadores en línea como fuera de línea pueden proporcionar reservas no en giro en el mercado diario, pero solo los recursos generadores fuera de línea pueden proporcionar reservas no en giro en el mercado en tiempo real. Los recursos de generación fuera de línea deben ser capaces de iniciarse, sincronizarse con la red y entregar la energía esperada en diez minutos.

[30] Normalmente, los recursos de importación y exportación pueden proporcionar reservas no en giro en el mercado diario, pero solo reservas en giro en el mercado en tiempo real.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

1. Reserva en Giro (debe estar sincronizada, poder entregar el AS adjudicado en 10 minutos)
2. Reserva no en Giro (debe poder entregar el AS adjudicado en 10 minutos).

2.2.2.3 Capacidad del Comisionamiento Residual

La Capacidad del Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) es la diferencia positiva entre el cronograma del RUC y el mayor entre el cronograma del Día Anterior y el nivel de Carga Mínima de un recurso. El Precio RUC y la Capacidad RUC se determinan con base en las Ofertas de Disponibilidad de RUC. Las Ofertas Virtuales no se consideran en el RUC, pero pueden influir en el resultado del RUC en función del monto de Comisionamiento de Unidades, adjudicaciones Virtuales, y cronogramas físicos adjudicados en el Mercado Integrado a Plazo (IFM). El MFI se ejecuta ante el RUC mediante ofertas a la vista. Ambos forman parte del Mercado del Día Anterior (DAM). Los detalles sobre el IFM se presentan en los Capítulos 4 y 5.

La programación del RUC es la cantidad total de MW por hora de capacidad comprometida por el RUC, incluido el monto de MW por hora comprometido en la programación del Día Anterior.

2.2.2.4 Derechos de Rentas por Congestión

En este documento utilizamos los términos “Derechos de Rentas por Congestión” y “Derechos Financieros de Transmisión” indistintamente.

Un Derecho Financiero de Transmisión (FTR) desde una ubicación fuente hasta una ubicación sumidero, medido en MWh, es el derecho financiero a recibir una parte de las rentas por congestión generadas por la congestión en el IFM desde esa fuente hasta ese sumidero. Tanto las ubicaciones de origen como las de sumidero pueden ser ubicaciones agregadas; sin embargo, todos los nodos de precios relevantes deben residir en la red de transmisión del CEN, incluidos los puntos de interconexiones programadas.

Hay dos tipos de FTR: FTR de obligación y FTR de opción. La mayoría de los FTR son FTR de obligación, aunque algunos son FTR de opción. El derecho de cada MWh de un FTR de obligación desde una fuente hasta un sumidero es igual a la diferencia algebraica (puede ser negativa) entre los componentes de congestión marginal del Precio Marginal Local (LMP) de DAM en el sumidero y el LMP de DAM en la fuente. El derecho a cada MWh de un FTR de opción desde una fuente a un sumidero es igual a la diferencia entre los componentes de congestión marginal del LMP de DAM en el sumidero y el LMP de DAM en la fuente, si esta diferencia es positiva; de lo contrario, no hay derecho u obligación. Los FTR se asignan y subastan anualmente (o estacionalmente) y mensualmente.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.3 Mercados Spot y cronogramas

Esta sección describe los distintos mercados spot del CEN.

2.3.1 Mercado del Día Anterior

El Mercado del Día Anterior (DAM) es un mercado para negociar Energía, Servicios Complementarios y capacidad RUC para el siguiente Día de Negociación (o día de las transacciones), que comienza llegando la medianoche y finaliza a la medianoche siguiente. La presentación de ofertas para el DAM está permitida desde una semana antes y hasta las 10:00 a. m. un día antes del día de negociación. Los resultados del DAM se publican a las 13:00 horas[31] del día anterior al día de negociación.

El Mercado del Día Anterior incluye varias funciones que se realizan de forma secuencial:

1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD);
2) Mercado Integrado a Plazo (IFM); y
3) Comisionamiento de Unidades Residual (RUC).

2.3.1.1 Mitigación de Poder de Mercado y Determinación de Requisito de Confiabilidad

El Mitigación del Poder de Mercado (MPM) realiza una prueba para determinar qué ofertas de DAM están sujetas a mitigación por poder de mercado local con base en criterios específicos. Si la prueba falla, el MPM mitiga las ofertas afectadas durante el Horario de Negociación correspondiente. La Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD), si es necesaria, determina el uso mínimo y más eficiente de los Recursos de Confiabilidad Obligatorios (RMR) para abordar la confiabilidad local en el cumplimiento del pronóstico de demanda del CEN durante el Día de Negociación.

2.3.1.2 Mercado a Plazo Integrado

El Mercado Integrado a Plazo (IFM) es un mercado para transar Energía y Servicios Complementarios para cada hora del siguiente Día de Negociación. El IFM utiliza las ofertas mitigadas después de MPM y RRD para despejar las ofertas de abastecimiento y demanda y adquirir Servicios Complementarios para cumplir con los requisitos de Servicios Complementarios de CEN al menor costo posible de las ofertas del siguiente día de negociación.

---

[31] Salvo imprevistos.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.3.1.3 Comisionamiento de Unidades Residual

El Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) es una función de confiabilidad para comprometer recursos y adquirir capacidad RUC no programada en el IFM (como Energía o Capacidad de Servicio Complementario) para cubrir la diferencia entre la carga prevista del CEN y la carga programada en el IFM, en cada hora del siguiente Día de Negociación. RUC también puede comprometer recursos de arranque prolongado con un tiempo de arranque superior a un día para los días siguientes, según sea necesario.

2.3.2 Mercado en Tiempo Real

El Mercado en Tiempo Real (RTM) es un mercado para negociar Energía y Servicios Complementarios en tiempo real. Se permite la presentación de ofertas para un determinado Horario de Negociación en el RTM, después de la publicación del resultado del DAM para el Día de Negociación correspondiente y hasta 75 minutos antes del inicio de ese Horario de Negociación.

El Mercado en Tiempo Real incluye varias funciones que se realizan en paralelo, pero con diferente periodicidad:

1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y Determinación de Requisitos de Confiabilidad (RRD);
2) Proceso de Programación de la Hora Anterior (HASP);
3) Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) y Mercado de Quince Minutos;
4) Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC); y
5) Despacho Económico en Tiempo Real (RTED).

2.3.2.1 Mitigación de Poder de Mercado y Determinación de Requisito de Confiabilidad

Los MPM del RTM son análogos a las mismas funciones del DAM. Ambos se realizan cada hora, 7½ minutos después del cierre del RTM para una Hora de Negociación, es decir, 67½ minutos antes del inicio de esa Hora de Negociación. El MPM realiza una prueba para determinar qué ofertas de RTM están sujetas a mitigación por poder de mercado local con base en criterios específicos. Si la prueba falla, el MPM mitiga las ofertas afectadas para esa Hora de Negociación. Las ofertas mitigadas resultantes son utilizadas por todas las demás aplicaciones del RTM. La RRD determina el uso mínimo y más eficiente de los recursos del tipo RMR para abordar la confiabilidad local en el cumplimiento del pronóstico de demanda del CEN durante esa Hora de Negociación. Las funciones MPM y RRD se realizan simultáneamente.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.3.2.2 Proceso de Programación de la Hora Anterior

El Proceso de Programación de la Hora Anterior (HASP) es un proceso para transar Energía y Servicios Complementarios cada hora, en base a las ofertas presentadas hasta 75 minutos antes de la hora de negociación. El HASP se realiza cada hora e inmediatamente después del MPM. Los cronogramas de Energía por hora y las adjudicaciones de Servicios Complementarios por Hora para recursos predespachados por hora en esa hora de negociación se publican a más tardar 45 minutos antes del inicio de esa hora de negociación. **La HASP produce cronogramas sugeridos de HASP y adjudicaciones sugeridas de AS para la mayoría de los recursos, excepto para los recursos aceptados con bloques horarios de autoprogramación.**

2.3.2.3 Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real

El Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) es un proceso de mercado para el Comisionamiento de Unidades de Arranque Corto y otorgar AS adicionales en intervalos de 15 minutos. La función RTUC se ejecuta cada 15 minutos y mira hacia adelante en intervalos de 15 minutos que abarcan la hora de negociación actual y la próxima hora de negociación.

El Mercado de Quince Minutos (FMM) es el segundo intervalo del RTUC y sus resultados producen los resultados vinculantes del FMM.

2.3.2.4 Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo

El Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC) es una función de confiabilidad para comprometer Recursos de Arranque Rápido (con un tiempo de inicio más un tiempo mínimo de funcionamiento inferior a 255 minutos) para cumplir con el pronóstico de demanda del CEN en cada intervalo de 15 minutos de los siguientes cuatro a cinco horas. El STUC se realiza cada hora después del HASP.

2.3.2.5 Despacho Económico en Tiempo Real

El Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) es un mercado para transar Energía de Desbalance y despacho de Servicios Complementarios a intervalos regulares. Hay tres modos para el RTED:

1) El Despacho a Intervalos en Tiempo Real (RTID) es el modo normal de RTED. Se ejecuta automáticamente cada 5 min, a la mitad de cada intervalo de 5 min de cada hora, es decir, a los 2½ min, 7½ min, 12½ min, etc. de cada hora. El horizonte de tiempo del RTID se compone de un número variable de intervalos de 5 minutos que abarcan el horario de negociación actual y el siguiente. El primer intervalo de 5 minutos comienza 7½ minutos después del tiempo en que se ejecuta RTID, por

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

ejemplo, cuando RTID se ejecuta a los 2½ minutos de una hora, su horizonte temporal comienza a los 10 minutos de esa hora. El despacho para los primeros 5 minutos del horizonte temporal es vinculante; el resto es consultivo. Las ofertas utilizadas en los intervalos de 5 minutos de la siguiente Hora de Negociación incluida en el Horizonte Temporal RTID son las ofertas mitigadas de la última ejecución del MPM y RRD; estas ofertas se presentaron 75 minutos antes del inicio de la siguiente hora de negociación. Las posturas utilizadas en los intervalos de 5 minutos del Horario de Negociación actual incluidas en el Horizonte Temporal RTID son las posturas mitigadas de la ejecución previa del MPM y RRD; estas ofertas se presentaron 75 minutos antes del inicio de la Hora de Negociación actual.

2) El Despacho de Contingencia en Tiempo Real (RTCD) también se ejecuta manualmente, pero tiene un único intervalo de 10 minutos. Se ejecuta ante la acción del Operador del CEN, generalmente luego de una contingencia de una Unidad Generadora o del Sistema de Transmisión. La ejecución del RTCD es para un único intervalo de 10 minutos e incluye todas las Reservas Operativas y todas las Ofertas de Energía en Tiempo Real en el proceso de optimización.

3) El Despacho Manual en Tiempo Real (RTMD) se ejecuta manualmente y tiene un único intervalo de 5 minutos. Se ejecuta tras una acción del operador del CEN, generalmente cuando el RTID y el Despacho de Contingencia en Tiempo Real (RTCD) no logran proporcionar una solución factible.

2.3.2.6 Orquestación del Mercado

Los participantes del mercado pueden obtener información general importante sobre eventos del mercado, como la apertura del Mercado en Tiempo Real, el cierre del Mercado del Día Anterior, etc., ya sea a través del portal CEN o a través de mensajes enviados en forma de archivos .xml. El CEN debería crear un proceso para los participantes del mercado interesados en recibir mensajes xml. Los participantes del mercado deberían descargar un formulario de registro del sitio web del CEN.

2.4 Información del Mercado CEN

Esta sección presenta la información común que utilizan los procesos del Día Anterior y en Tiempo Real.

2.4.1 Datos Estáticos de Recursos del CEN

Esta es información que contiene datos estáticos de recursos que se espera que cambien con poca frecuencia. Esta información debe almacenarse en la base de datos del CEN, denominada *Master File*.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.4.2 Ofertas y Posturas del Mercado

Las ofertas son presentadas por los SC para cada uno de los mercados del CEN. Los componentes de la oferta son:

1. Tiempo de Arranque y Costo de Arranque
2. Costo mínimo de carga
3. Costos de Transición
4. Oferta de disponibilidad de RUC
5. Ofertas de Capacidad de Regulación Hacia Arriba y Regulación Hacia Abajo
6. Ofertas de Kilometraje de Regulación Hacia Arriba y Hacia Abajo
7. Ofertas de Reserva en Giro y de Reserva no en Giro
8. Oferta de Importación y Oferta de Exportación
9. Curva de Oferta de Energía (curva de oferta incremental) y límites de Energía diaria.
10. Factores de Distribución de Generación
11. Tasas de Rampa
12. Ofertas y demanda virtuales en el Mercado del Día Anterior.

El CEN necesita implementar una aplicación de software de Validación para limpiar las ofertas presentadas. Se emite una advertencia desde la aplicación de Validación si la Oferta no es válida y el SC tiene la oportunidad de cancelar la Oferta y volver a presentarla, si el tiempo lo permite. Después del cierre del mercado, el software de validación crea ofertas de equilibrio o genera ofertas de acuerdo con las reglas del mercado CEN que luego se envían a los procesos del mercado DAM.

2.4.2.1 Autoprogramación en el Mercado de Energía

Los SC podrán presentar Autoprogramaciones de Demanda o Oferta para cada Hora de Negociación del Día de Negociación, además de presentar Ofertas Económicas de Energía o sin ellas.

Los Recursos de Respuesta de la Demanda por Confiabilidad no pueden presentar una oferta de autoprogramación en tiempo real. Las programaciones del Día Anterior para cada recurso se convertirán automáticamente en una autoprogramación para la hora en Tiempo Real correspondiente.

Para efectos de la liquidación, las autoprogramaciones son tomadores de precios:

- A las Autoprogramaciones de Suministro de Energía se les paga el LMP correspondiente según lo determine el Mercado CEN.

- A las Autoprogramaciones de Demanda de Energía se les cobra el LMP correspondiente según lo determine el Mercado CEN.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Si se presenta una Oferta de Energía con una Autoprogramación del mismo recurso para la misma hora de negociación, la Oferta de Energía debe comenzar al final de todas las Autoprogramaciones relevantes apiladas consecutivamente en orden de prioridad de programación decreciente. De lo contrario, la Oferta de Energía debe comenzar con la Carga Mínima aplicable (cero para Recursos del Sistema).

Una Autoprogramación indica que el recurso está autocomisionado, es decir, las aplicaciones de Comisionamiento de Unidades DAM/RTM modelan el recurso en línea en los intervalos relevantes. Una Autoprogramación, aunque tiene una prioridad más alta que las Ofertas Económicas, puede reducirse mediante ajustes fuera de mérito hasta la Carga Mínima correspondiente en el DAM/RTM, si esto es necesario para resolver las limitaciones de la red. El DAM/RTM también puede ajustar las autoprogramaciones, según sea necesario, para resolver cualquier violación de restricción operativa o intertemporal de recursos. Todas las Autoprogramaciones programadas se liquidarán utilizando el LMP DAM/RTM aplicable.

Los recursos autocomisionados no son elegibles para la recuperación de sus costos de arranque durante su período de autocomisionamiento. Los recursos autocomisionados tampoco son elegibles para la recuperación de sus Costos de Carga Mínima durante los intervalos en los que se autocomisionan.

2.4.2.2 Servicios Complementarios Autoprovistos

Los generadores participantes y las cargas participantes certificadas para AS pueden autoproporcionar esos AS en el DAM/RTM. Los recursos de Respuesta de la Demanda (DR) pueden autoproporcionar Reservas no en Giro solo en el DAM/RTM. Un envío de autoprovisión de AS en una hora de negociación determinada contiene solo una oferta de capacidad, sin precio. Los envíos para autoproporcionar un AS se evalúan para determinar su factibilidad con respecto a las características operativas de los recursos relevantes y las limitaciones regionales, y luego se califican (aceptan) antes de la evaluación de la oferta de AS. Si una restricción regional impone un límite en la cantidad total de Regulación Hacia Arriba, Reserva en Giro y Reserva no en Giro, los envíos para AS Autoproporcionadas en esa región pueden ser limitadas y se califican prorrateadas en el siguiente orden:

1. Regulación hacia arriba
2. Reserva en Giro
3. Reserva no en Giro

Las Unidades Hidroeléctricas de Almacenamiento por Bombeo y las hidrobombas pueden Ofertar o Autoproporcionar Reserva no en Giro en modo de bombeo, hasta el Nivel de Bombeo, si no se autoprograman en modo de bombeo o generación.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.4.3 Ofertas virtuales (VB)

Las Ofertas virtuales son ofertas económicas presentadas únicamente en el DAM. El Mercado Integrado a Plazo (IFM) considera las Ofertas virtuales y físicas de forma no discriminatoria. Si se despejan en el IFM, las adjudicaciones de Oferta Virtual y Demanda Virtual resultantes se liquidarían primero usando el DAM LMP local y luego se liquidarían automáticamente con la posición opuesta de venta/compra usando el promedio simple de los cuatro LMP de FMM aplicables (o los LMP de RTM).

La Oferta Virtual proporciona a los Participantes del Mercado varias funciones financieras. En primer lugar, existe la oportunidad de obtener ingresos (y arriesgarse a sufrir pérdidas) resultantes de cualquier diferencia en los LMP del Día Anterior y del FMM. Los Participantes del Mercado, utilizando sus conocimientos sobre el sistema y las condiciones del mercado, pueden identificar oportunidades de Oferta Virtual que resulten en resultados de mercado más eficientes. El potencial de recompensa financiera fomenta la actividad de Oferta Virtual que tendería a minimizar cualquier diferencia sistemática entre los LMP de DAM y FMM (o RTM), **minimizando así los incentivos para programar de manera insuficiente o excesivamente la demanda física en el DAM.** El propietario de un generador también puede utilizar una Oferta Virtual para mitigar el impacto del riesgo de una interrupción que ocurra después del cierre del DAM. Al aumentar la liquidez del mercado, a través de la Oferta Virtual, el potencial para el ejercicio del poder de mercado también disminuye.

Las Ofertas Virtuales se marcan explícitamente como Ofertas Virtuales cuando se envían al DAM. Su presentación y procesamiento incluyen un indicador que las identifica como Ofertas Virtuales y no como Ofertas físicas. Esta indicación:

- Permite su exclusión del proceso automatizado de mitigación del poder de mercado
- Permite rastrear las Ofertas Virtuales y asociarlas a la Entidad VB
- Permite al CEN suspender las Ofertas Virtuales por ubicación o por Entidad VB cuando sea necesario [32], y
- Permite al CEN excluir las Ofertas Virtuales del mercado RUC.

[32] El CEN debería tener la autoridad para suspender o limitar las ofertas virtuales.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.4.4 Despacho de Respuesta de la Demanda por Confiabilidad

Los Recursos de Respuesta de la Demanda por Confiabilidad (RDRR) están destinados a usarse inmediatamente antes o durante condiciones de emergencia, a discreción de los operadores del sistema CEN.
Los recursos RDRR se pueden registrar como recursos despachables de 5 minutos, 15 minutos o 60 minutos.

- Los Recursos registrados como despacho de 15 minutos podrán fijar el precio marginal de la energía en el mercado de quince minutos (FMM), ya sea registrado como continuo o discreto.
- Los Recursos registrados como despacho de 5 minutos podrán fijar el precio marginal de la energía en el Despacho en Tiempo Real (RTD).
- Los Recursos registrados como despacho de 60 minutos que se despejen en HASP recibirán una programación en el mercado de quince minutos y se liquidarán al precio LMP correspondiente durante cada intervalo de mercado de quince minutos.

2.4.5 Requisitos de Energía Sostenida para Recursos de Almacenamiento con Adjudicación en el Mercado de Regulación

Todas las ofertas de regulación adjudicadas por recursos del CEN deberán ser capaces de responder con rapidez y precisión a las señales de control automático de generador (AGC) del CEN, y responder a las señales de forma consistente durante el periodo correspondiente a la adjudicación. Esto implica que los recursos de almacenamiento que proporcionan regulación deben tener suficiente energía (es decir, SOC) para responder a las señales de control automático de generador, incluidos los períodos en los que un recurso de almacenamiento recibe adjudicaciones de regulación hacia arriba o hacia abajo.

Los Recursos de Almacenamiento se diferencian fundamentalmente de los recursos de gas tradicionales en que no pueden generar energía, sino que la almacenan y la mueven de un momento del día a otro. Se debe desarrollar un modelo para recursos de almacenamiento que permita el seguimiento de las instrucciones de envío del estado de carga (SOC), positivo (descarga) y negativo (carga). Esto es para garantizar que los recursos de almacenamiento en RTD, RTPD y RTCD tengan suficiente SOC para admitir adjudicaciones de regulación hacia arriba y hacia abajo durante un período de tiempo configurable por el usuario en el RTM (establecido, por ejemplo, en 30 minutos).

Los Recursos de Almacenamiento deben mantener suficiente estado de carga para que puedan responder a las señales de regulación en el nivel otorgado durante el período de tiempo configurable en el RTM. Esto implica que, si un recurso de almacenamiento recibe una adjudicación de 10 MW para su regulación hacia arriba, debe tener al menos 5 MWh de SOC, suponiendo el tiempo de energía sostenido configurado de manera

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

predeterminada. De manera similar, si el recurso de almacenamiento recibe una adjudicación de 10 MW de regulación hacia abajo, se le debe exigir que no mantenga un estado de carga superior a 5 MWh por debajo de su SOC máximo.

2.5 Modelo Completo de la Red del CEN (FNM)

El mercado CEN es un mercado nodal basado en LMP. Como tal, implementa un Modelo Completo de la Red (FNM) con una representación precisa del área de control del CEN. El FNM está compuesto por nodos de red interconectados con ramas de red. Las unidades de generación física y las cargas se modelan en los nodos de red relevantes. La Ubicación de un Recurso Generador puede ser diferente del(los) nodo(s) de la(s) unidad(es) generadora(s) física(s) correspondiente(s) en el FNM. En general, la Ubicación de un Recurso Generador coincide con el nodo donde está conectado el medidor de calidad de ingresos correspondiente. Esta Ubicación se conoce como el "Punto de Entrega (POD)". Si bien el cronograma, despacho y LMP de un Recurso Generador se refiere al POD, la inyección de energía se modela en el FNM para efectos de análisis de red en la(s) unidad(es) generadora(s) física(s) correspondiente(s) (en el punto de interconexión), teniendo en cuenta cualquier pérdida en la red de transmisión que conduzca al POD. Los Recursos Agregados de Generación y Carga no se modelan explícitamente en el FNM, pero su oferta y demanda de energía se asignan a sus recursos físicos asociados en el FNM utilizando los factores de generación y distribución de carga relevantes, respectivamente.

El uso del FNM en DAM y RTM incorpora pérdidas de transmisión y permite modelar y hacer cumplir todas las restricciones de la red. Esto da como resultado Precios Marginales Locales (LMP) para la Energía que reflejan el costo marginal de la energía, las pérdidas y la congestión. **Aunque el componente de energía marginal del LMP es el mismo para todos los nodos de la red, los componentes de pérdida marginal y congestión marginal pueden variar en toda la red debido a las características de la red y los patrones de flujo de energía.**

Recomendamos encarecidamente utilizar un flujo de energía AC para modelar la red de transmisión CEN. Debe incluir el efecto de las Pérdidas de Transmisión dentro del CEN. Las aplicaciones SCUC/SCED deben ajustar de manera óptima los cronogramas de recursos para cubrir las pérdidas de transmisión. **En otras palabras, las programaciones finales para el suministro del Mercado de Energía del CEN deben exceder las programaciones de Energía para la Demanda correspondientes en la cantidad de Pérdidas de Transmisión en la red del CEN.**

2.5.1 Factores de Distribución de Generación (GDF)

Un Recurso de Generación Agregado es una unidad lógica que representa una colección de unidades físicas que deben programarse juntas. Un ejemplo típico de Recurso de Generación Agregado consiste en un grupo de unidades hidroeléctricas en el mismo

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

sistema de agua. **Los Recursos de Generación Agregados deben presentar Factores de Distribución de Generación (GDF) por cada hora que presenten ofertas en los mercados CEN.** Los GDF describen cómo la producción de energía del Recurso de Generación Agregado se compone de la producción de energía de las unidades físicas asociadas. Esta agregación es válida cuando las unidades generadoras pertenecen al mismo propietario, las cuales deben ser agregadas. Para las centrales hidroeléctricas de pasada seguimos aplicando el mismo concepto, pero en este caso la agregación se realiza entre ofertas de múltiples propietarios. El objetivo es que el mercado simule lo que actualmente realiza el CEN, teniendo un control total del despacho de las centrales hidroeléctricas, asegurando que se cumplan todas las limitaciones físicas.

Si un recurso no envía los GDF, el CEN utilizará los GDF predeterminados de una biblioteca del CEN. Los GDF enviados deben sumar 1,0.

2.5.2 Factores de Distribución de Carga (LDF)

Un Recurso de Carga Agregada es una carga lógica que representa una colección de cargas individuales que deben programarse juntas. Los recursos de carga agregados participantes deben presentar Factores de Distribución de Carga (LDF) por cada hora que presenten ofertas en los mercados CEN. Los LDF describen cómo el consumo de energía del Recurso de Carga Agregado se compone del consumo de energía de las cargas individuales asociadas.

Los Recursos de Carga No Participantes sólo podrán ofertar en el Mercado del Día Anterior. Los recursos de carga no participantes bajo la agregación de carga predeterminada son siempre Recursos de Carga Agregados en Puntos de Agregación de Carga (LAP) específicos, también conocidos como Zonas de Carga, y no necesitan enviar LDF porque el CEN debe usar LDF predeterminados de una biblioteca LDF para ellos. La biblioteca LDF contendrá LDF históricos para las Zonas de Carga durante varios períodos de tiempo.

Un Derecho Financiero de Transmisión (FTR) desde una Ubicación Fuente hasta una Ubicación Sumidero, medido en MWh, es el derecho financiero a recibir una parte de las rentas por congestión generadas por la congestión en el IFM desde esa fuente hasta ese sumidero. Tanto las ubicaciones de origen como las de destino pueden ser ubicaciones agregadas.

La mayoría de los FTR son FTR de “obligación”, aunque algunos son FTR de “opción”. El derecho a cada MWh de un FTR de obligación desde una fuente hasta un sumidero es igual a la diferencia algebraica (puede ser negativa) entre los componentes de congestión marginal del Precio Marginal Local (LMP) del IFM en el sumidero y el LMP del IFM en la fuente. El derecho a cada MWh de un FTR de opción desde una fuente a un sumidero es igual a la diferencia entre los componentes de congestión marginal del

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

IFM LMP en el sumidero y el IFM LMP en la fuente, si esta diferencia es positiva; de lo contrario, no hay derecho u obligación. Los FTR se asignan y subastan anualmente (o estacionalmente) y mensualmente.

Si hay una Oferta de Suministro Virtual o una Oferta de Demanda Virtual en una ubicación de LAP, el LDF del LAP predeterminado se aplicará a la Oferta Virtual de la misma manera que la oferta de demanda física, tratando así las Ofertas Físicas y Virtuales de manera consistente en el DAM.

El CEN debería calcular una biblioteca de LDF a partir del Estimador de Estado (SE) del EMS. La biblioteca LDF recibe información del SE y mantiene un promedio histórico de LDF para diferentes condiciones del sistema. Para el RTM, la solución SE se utiliza directamente como fuente de LDF. Para DAM, se utilizan los LDF apropiados de la biblioteca LDF. La biblioteca CEN LDF debería producir LDF promedio históricos basados en una metodología de días similares que utilice datos por separado para cada día de la semana y feriados, en lugar de las condiciones climáticas. Los días más recientes tienen más peso en los cálculos de suavización. El CEN puede ajustar los Factores de Distribución de Carga antes de su uso en la aplicación del mercado para reflejar las condiciones climáticas esperadas en el horizonte temporal del mercado.

2.6 Precios de Comisionamiento de Unidades de Energía, Servicios Complementarios y Confiabilidad (RUC)

Esta sección describe el precio y la liquidación de las materias primas en los mercados spot del CEN. También presenta la desagregación de los LMP.

2.6.1 Precios Marginales Locales para Energía

Los Precios Marginales Locales (LMP) se utilizan para liquidar la oferta o demanda de energía. Los LMP se calculan para Ubicaciones de Precios y Ubicaciones de Precios Agregados. Una Ubicación de Precio corresponde exactamente a un nodo de red. Una Ubicación de Precio Agregado se define como una colección de varios nodos de red. Se define una Ubicación de Precio para cada recurso individual y una Ubicación de Precio Agregado para cada recurso agregado. Además, se definen Ubicaciones de Precios Agregados para los Hubs de transacciones de energía entre SCs y las liquidaciones de los FTR.

El LMP se compone de tres componentes: **Costo Marginal de Energía del Sistema, Costo Marginal de las Pérdidas y Costo Marginal de Congestión.** Un recurso se paga por el suministro de energía o se cobra por la demanda de energía del LMP en su Ubicación de Precio. De manera similar, un recurso agregado se paga por el suministro de energía o se cobra por la demanda de energía del LMP en su Ubicación de Precio Agregado.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.6.1.1 Costo Marginal de Energía del Sistema

El Costo Marginal de Energía del Sistema (SMEC) es el componente del LMP que refleja el costo marginal de proporcionar energía desde una ubicación de referencia designada por el CEN. El CEN debería utilizar en la implementación una **referencia de Carga distribuida para la descomposición del LMP**, en lugar de un único nodo de holgura de referencia. Un enfoque de Carga de referencia distribuida permite calcular los componentes del LMP en función de dónde se encuentra realmente la demanda, utilizando Factores de Distribución de Carga que se actualizan continuamente. Los LMP individuales para un período de tiempo determinado tienen cada uno el mismo componente SMEC de LMP. Es importante enfatizar que el valor LMP en sí no se ve afectado por cómo se obtiene el SMEC.

2.6.1.2 Costo Marginal de las Pérdidas

El Costo Marginal de las Pérdidas (MCL) es el componente de LMP en un Nodo de fijación de precios (llamémoslo Pnodo) que representa las Pérdidas Marginales de Potencia real, medidas entre ese Nodo y la **Carga distribuida de referencia. El MCL se calcula como el producto de SMEC y el Factor de Pérdida Marginal en ese nodo**. El MCL en un Nodo en particular puede ser positivo o negativo, dependiendo de las Ofertas presentadas. Los Factores de Pérdida Marginal se obtienen mediante el software de optimización del mercado (en IFM/RTM).

Todas las transacciones de energía programadas (incluidas la Demanda y la Oferta) se liquidan utilizando el componente de pérdida del LMP en el lugar de la transacción. Por ejemplo, cuando a una Oferta se le paga por la Energía que entrega, y el componente de pérdida de su LMP es negativo, se le cobra (pago negativo) por las pérdidas.

2.6.1.3 Costo Marginal de Congestión

El Costo Marginal de Congestión (MCC) es el componente de LMP en un PNodo que representa el costo de congestión, medido entre ese Nodo y un Nodo/Bus de Referencia. El MCC se calcula en base a una combinación lineal de los **Precios Sombra de todas las restricciones vinculantes en la red, cada uno multiplicado por el Factor de Distribución de Transferencia de Energía correspondiente dentro del umbral mínimo de efectividad**. Los Precios Sombra en IFM incluyen los impactos de las Adjudicaciones Virtuales (oferta y demanda) sobre las restricciones vinculantes. El MCC en un PNodo particular puede ser positivo o negativo. Los PTDF se calculan mediante un análisis de sensibilidad de la solución de flujo de energía AC para cada hora de negociación en el DAM y cada intervalo de 15 minutos en el RTM. Para garantizar la unicidad de los precios cuando existen restricciones vinculantes en la red, el proceso de despeje del mercado creará un precio sombra para la restricción de transmisión, sólo cuando la relajación de la restricción da como resultado una reducción en el costo total de operar el sistema.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.6.2 Precios de Servicios Complementarios

Los Precios Marginales de Servicios Complementarios (ASMP) se utilizan para pagar a los proveedores de Servicios Complementarios por proporcionar los AS a través de ofertas de mercado. Se calcula un ASMP para cada recurso para proporcionar cada tipo de AS en cada intervalo de tiempo de mercado para cada mercado.

No recomendamos el sistema de pago según la oferta (pay-as-bid) para AS en el diseño óptimo propuesto del CEN.

Los ASMP se calculan con base en los precios marginales de servicios Complementarios Regionales (RASMP). Los Precios Marginales de Servicios Complementarios Regionales se calculan para cada región de AS para cada tipo de AS en cada intervalo de tiempo de mercado, para cada mercado.
El costo de oportunidad de un recurso al que se le adjudica AS en lugar de energía cuando la oferta de energía es competitiva no se calcula explícitamente, sino que está implícito en el RASMP para esa Región de AS. En otras palabras, **ASMP refleja cualquier costo de oportunidad perdido debido a mantener la capacidad del recurso sin carga para estar disponible para el AS** en lugar de programar esa capacidad como Energía en el mismo mercado, cuando toda la capacidad disponible de un recurso determinado está totalmente asignada entre Energía y adjudicaciones de AS.

Si ninguna de las restricciones (límite superior o inferior) es vinculante para una región de AS, entonces el RASSP correspondiente es cero. El ASMP para un servicio determinado en un PNode particular es la suma de todos los RASSP para ese servicio en todas las regiones de AS que incluyen ese PNode. Por lo tanto, todos los PNodes ubicados exactamente en el mismo conjunto de regiones de AS tienen el mismo ASMP.[33]

El costo de adquirir el AS por parte del CEN a nombre de la demanda se asigna a la demanda medida en todo el sistema.

2.6.3 Capacidad RUC

Los RUC LMP se utilizan para pagar las Capacidades RUC adjudicadas mediante ofertas RUC en el RUC. Los LMP de RUC son similares a los LMP de Energía, excepto que los LMP de RUC se basan en las ofertas de RUC en lugar de las ofertas de Energía. Los Recursos bajo los requisitos de Adecuación de Recursos no son elegibles para pagos de adjudicaciones de RUC.

---

[33]Tong Wu, Mark Rotheleder, Ziad Alaywan, Alex Papalexopoulos. "Fijación de precios de energía y servicios complementarios en sistemas de mercado integrados mediante un flujo de energía óptimo", presentado en la Asamblea General de IEEE PES, Toronto, Canadá, del 13 al 18 de julio de 2003.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El costo de la obtención del RUC por parte del CEN a nombre de la carga debe asignarse a la carga.

2.7 Optimización del mercado

Esta sección describe los motores de optimización empleados en las diversas aplicaciones de mercado de los Mercados del Día Anterior y en Tiempo Real.

2.7.1 Marco de Comisionamiento de Unidades Restringido por Seguridad

El Comisionamiento de Unidades Restringido por Seguridad (SCUC) es el motor de optimización utilizado en MPM/RRD, IFM, RUC, HASP, STUC y RTPD. En general realiza las siguientes tareas:

- Determina el estado del comisionamiento de recursos;
- Determina Horarios y precios de Energía;
- Determina las Adjudicaciones y precios de los Servicios Complementarios;
- Determina Adjudicaciones de RUC y precios;
- Proporciona datos a las liquidaciones para establecer pagos/cargos de Energía, AS, RUC, FTR y otros pagos/cargos laterales.

2.7.1.1 Algoritmo SCUC

El problema del despeje del Mercado del Día Anterior incluye ofertas de generación del día siguiente, ofertas de demanda y ofertas virtuales según el diseño del mercado y cronogramas de transacciones bilaterales. El objetivo del problema es minimizar los costos sujetos a todas las restricciones de transmisión y recursos del sistema. Se utiliza una formulación similar para resolver el problema del Mercado en Tiempo Real, así como el problema del Comisionamiento de las Unidades por Confiabilidad. En todos los casos, el SCUC acepta datos que definen las ofertas (por ejemplo, restricciones del generador, costos del generador y costos de otros recursos) y el sistema físico (por ejemplo, pronóstico de carga, requisitos de reserva y restricciones de seguridad). En Tiempo Real, la capacidad de respuesta limitada de las unidades y los datos físicos adicionales (por ejemplo, la solución del estimador de estado) limitan aún más el problema del comisionamiento de las unidades. El SCUC selecciona los recursos basándose en el costo mínimo reflejado en los precios de oferta y en la capacidad de entrega física del sistema de transmisión.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El problema SCUC se resuelve mediante una implementación de Programación Entera Mixta (MIP) [34].

2.7.1.2 Aplicaciones de Red

El diseño propuesto de mercado óptimo del CEN debe basarse en iteraciones entre el software de Comisionamiento de Unidades (UC), SCUC y las Aplicaciones de Red (NA), lo que resulta en la necesidad de resolver el problema de UC varias veces para obtener resultados óptimos consistentes con la limitación en el sistema de transmisión del CEN.

Para este propósito, el motor IFM SCUC incluye un Modelo Completo de la Red (FNM) que consta de un modelo detallado de la red física del sistema de energía junto con un modelo preciso de disposiciones de red comercial que reflejan la programación comercial y las prácticas operativas. El contenido comercial del Mercado FNM incluye lo siguiente:

1) Consideraciones de modelado de carga, como Agregaciones de Carga y Factores de Distribución de Carga del Sistema, Hubs de transacciones y Factores de Distribución de Centros
2) Consideraciones de modelado de recursos, como Unidades de Ciclo Combinado, Carga Participante, Recursos de Generación Agregados y Factores de Distribución de Generación, y
3) Definiciones de agrupaciones y zonas, como UDC, Ubicaciones de Precios, regiones de AS y zonas RUC (si las hubiera).

El SCUC equilibra el mercado cooptimizando la energía y los servicios Complementarios mientras gestiona la congestión y las pérdidas.

El modelo FNM del Mercado CEN debe incluir un modelo de potencia reactiva para garantizar que se respeten las restricciones relacionadas con la potencia reactiva. **Proponemos un modelo de flujo de energía basado en AC con controles locales para las Aplicaciones de Red**. Aunque el FNM es un modelo de AC, el SCUC no fija el precio de la potencia reactiva.

Además de sus componentes físicos y comerciales, se requieren varios otros insumos relacionados con el modelo en la optimización y procesamiento del Mercado FNM en los mercados IFM. Estas entradas son a) las regiones y requisitos de Servicios Complementarios, b) definiciones y gestión de restricciones, c) grupos/interfaces de sucursales y d) definiciones y gestión de contingencias. Cada una de estas entradas será

[34] Xiahong , Qiaozhu Zhai , Alex Papalexopoulos "Métodos basados en optimización para el compromiso unitario: relajación lagrangiana versus programación entera mixta general", presentado en la Asamblea General de IEEE PES, Toronto, Canadá, del 13 al 18 de julio de 2003.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

proporcionada por aplicaciones externas que deberían residir fuera del sistema de software del proveedor.

Las restricciones de transmisión del sistema eléctrico tanto en el caso base como en los casos de contingencia deben incluirse en la optimización del SCUC. Los flujos de potencia de transmisión de las ramas del sistema de transmisión pueden verse restringidos en ambas direcciones. Cualquier restricción cargada en casos base o de contingencia por encima de un cierto porcentaje ajustable por el usuario de la carga del equipo de transmisión, debe incluirse en la optimización (proponemos establecer el umbral predeterminado en 80%).

Los proveedores ofrecen una serie de opciones de bus de holgura, como Carga Distribuida, Generación Distribuida y holgura seleccionable por un solo usuario. Las funciones NA se utilizan para producir información de sensibilidad de la red necesaria para gestionar las pérdidas y la congestión. Estos son:

1) Función de Cálculo del Factor de Distribución de Transferencia de Energía (PTDF), y
2) Función de Cálculos de Sensibilidad de Pérdidas.

La Función de Cálculos de PTDF produce los PTDF. Los PTDF son las sensibilidades de las inyecciones en cualquier lugar de la red con respecto al flujo en cualquier elemento de transmisión (en una dirección de referencia). Los PTDF se utilizan en la gestión de la congestión y el cálculo de los LMP. Se calculan después de cada ejecución del modelo de flujo de energía de AC.

La Función de Cálculos de Sensibilidad de Pérdidas calcula los factores de pérdida marginal. Estos factores de sensibilidad a las pérdidas son las sensibilidades de las pérdidas con respecto a la inyección en cualquier nodo de la red. Los factores de pérdida se calculan después de cada ejecución del flujo de energía de AC utilizando la opción de holgura de Carga Distribuida. Los factores de pérdida se calculan con precisión para las partes física y comercial del modelo. Esta función también calcula las pérdidas después de cada ejecución del flujo de energía de AC.

2.7.1.3 Función Objetivo

El motor del SCUC determina de manera óptima el estado de comisionamiento y los cronogramas de despacho de los recursos de generación, incluidas las demandas e intercambios restringibles. El modelo de optimización SCUC incluye tanto la programación de la operación del sistema como el proceso de despeje del mercado. El objetivo es minimizar los costos totales de producción (o costo de oferta) sujetos a la red, así como a las limitaciones relacionadas con los recursos durante todo el horizonte temporal, por ejemplo, el Día de Negociación en el IFM. El intervalo de tiempo de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

optimización es de una hora en el DAM y de 5, 10 o 15 minutos en el RTM dependiendo de la aplicación.

En IFM, el costo total de producción (u oferta) se determina por el total del Costo de Arranque y de Carga Mínima de los recursos comprometidos por el CEN, las ofertas de energía de todos los recursos programados y las ofertas de Servicios Complementarios de los recursos seleccionados para proporcionar servicios complementarios. Este objetivo conduce a una metodología de cooptimización multiproducto de menor costo que maximiza la eficiencia económica, alivia la congestión de la red y considera las limitaciones físicas. La máxima eficiencia económica del funcionamiento del mercado se puede lograr mediante un comisionamiento de recursos de menor costo y una programación con cooptimización de la energía y los servicios complementarios.

Tanto los participantes del mercado de generación como de carga deben presentar ofertas de energía en tres partes (las tres partes son el **Costo de Arranque en $/arranque, el Costo de Carga Mínima en $/h y la Curva de Precio de la Oferta de energía por encima de la carga mínima en $/MWh**). Algunos de ellos pueden ser seleccionados para brindar servicios de Regulación Hacia Arriba/Hacia abajo y Reserva en Giro. Los generadores pueden proporcionar Reservas no en Giro, independientemente de su estado de comisionamiento en el DAM. Los costos de energía autoprogramada y Servicios Complementarios autoprovistos deben estar representados a través de penalizaciones por eventuales ajustes fuera de mérito realizados en el software de optimización.

Los costos de oferta de Energía y Servicios Complementarios presentan curvas de precios de oferta integradas. Las curvas de precios de oferta son funciones escalonadas de los servicios adquiridos; por lo tanto, los costos de oferta son funciones lineales por partes de las cantidades de servicios. El número máximo de segmentos de las curvas de precios de las ofertas de energía es diez, mientras que las ofertas de Servicios Complementarios y Capacidad de Confiabilidad presentan curvas de precios de un solo segmento. El tamaño mínimo del segmento es configurable con un valor por defecto de 0,01 MW en todos los casos.[35]

La función objetivo del modelo de optimización RUC se amplía (en comparación con el IFM) para incluir las ofertas de RUC y las autoprogramaciones de RUC. **Por lo tanto, el costo de Capacidad RUC se considera parte del objetivo de optimización únicamente en RUC. Las ofertas de capacidad del RUC son ofertas de precio de un solo segmento.** Para unidades de RA parciales, se aceptará una oferta de capacidad

[35]La razón para utilizar el valor de 0,01 MW es evitar excluir activos pequeños. En el futuro, los activos bajos en carbono serán cada vez más pequeños. Si bien la agregación es una solución, deberíamos dar a los activos individuales la opción de participar. El límite de 0,01 MW es básicamente consistente con la tolerancia de convergencia del flujo de energía.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

RUC de dos segmentos, donde el primer segmento de $0 representará la capacidad de Adecuación de Recursos (RA) y el segundo segmento con un valor de oferta de $ distinto de cero representará la porción restante de la capacidad de la unidad.

Las restricciones en la optimización incluyen restricciones de equilibrio de energía, restricciones de requisitos de capacidad de Servicios Complementarios, restricciones de red tanto en la condición del caso base como en contingencias y restricciones operativas de recursos. Estas limitaciones se analizan a continuación.

2.7.1.4 Restricción de Balance de energía

La restricción del balance de Energía establece que la generación en el sistema debe equilibrarse con la carga más las pérdidas. **Sólo se considera una restricción del equilibrio de la potencia en todo el mercado. Tanto la generación como la carga por oferta participan en el equilibrio de la potencia del mercado, incluidas las pérdidas de energía de la red**. El modelo de pérdida de energía se deriva de la solución de red completa de AC que se actualiza durante el proceso de iteración SCUC-NA. Las pérdidas de energía de la red se linealizan utilizando factores de pérdida incrementales alrededor del punto de operación base con respecto a los generadores y cargas ofertados.

2.7.1.5 Restricciones de Servicios Complementarios

El Requisito de Servicios Complementarios en el CEN debería establecerse a nivel global, para todo el sistema, o a un nivel regional más granular. Otra aplicación, denominada función Determinación de Servicios Complementarios (ASRS), debe especificar los requisitos de adquisición de AS para cada región de AS. Esta aplicación calcula y expresa los objetivos horarios brutos estimados (límites mínimos y/o máximos) para la adquisición de AS, tanto para el sistema general como para las regiones de AS preespecificadas. Para cada hora, la ASRS publicaría la siguiente información de requerimientos de AS [36]:

1) Región AS
2) Recursos elegibles para cumplir con los requisitos AS de la Región
3) Los requisitos mínimos de la región para en Giro, no en Giro, Regulación Hacia Arriba, Regulación Hacia Abajo, y
4) Requisito máximo de la región para la Regulación Hacia Abajo.

[36] Tong Wu, George Angelidis, Alex Papalexopoulos, "Regional Ancillary Services Procurement in Simultaneous Energy/Reserve Markets", presentado en la reunión IEEE PES PSCE, Nueva York, Nueva York, 10 al 13 de octubre de 2004.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Se pueden presentar ofertas de Servicios Complementarios y autoprovisión de Servicios Complementarios para cada Servicio Complementario. Además, la optimización admite la cascada de servicios Complementarios, es decir, una calidad inferior del Servicio Complementario puede sustituirse por una calidad superior del Servicio Complementario. Específicamente:

1) La Regulación Hacia Arriba se puede utilizar como sustitución de las Reservas en Giro y no en Giro; y
2) La Reserva en Giro se puede utilizar como sustitución de la Reserva no en Giro.

Todos los AS deben adquirirse basándose en un tiempo de rampa de 10 minutos. La secuencia en cascada es configurable, pero es común para todas las regiones de Servicios Complementarios y todos los intervalos de tiempo. Se considera que tanto las ofertas de Servicios Complementarios como las autoprovisiones de Servicios Complementarios satisfacen los requisitos regionales para ese Servicio Complementario.

2.7.1.5.1 Requisitos de Regulación Hacia Arriba y Hacia Abajo

Para cada región de AS y cada Hora de Negociación se debe especificar un requisito mínimo para la capacidad de Regulación Hacia Arriba y un requisito mínimo y máximo para la Regulación Hacia Abajo. En el cumplimiento de estos requisitos podrán participar tanto las ofertas de regulación como las autoprovisiones de regulación. **Solo a las unidades generadoras en línea se les puede otorgar el servicio de regulación para contribuir a los requisitos de Regulación Hacia Arriba y Regulación Hacia Abajo.**

2.7.1.5.2 Requisitos de Reserva en Giro

Se pueden especificar requisitos mínimos de Reserva en Giro separados para cada Región AS y para cada Hora de Negociación. Los requisitos de la Reserva en Giro se pueden cumplir mediante ofertas de Reserva en Giro y autoprovisiones de Reserva en Giro, así como ofertas de Regulación Hacia Arriba. Sólo las unidades generadoras en línea brindan el servicio de Reserva en Giro. De acuerdo con la cascada de servicios Complementarios, la Regulación Hacia Arriba se puede utilizar como Reserva en Giro después de que se cumpla el requisito de Regulación Hacia Arriba. No se permite la sustitución de autoprovisiones de Regulación Hacia Arriba por Reserva en Giro.

2.7.1.5.3 Requisitos de Reserva no en Giro

Se pueden especificar requisitos mínimos de Reserva no en Giro separados para cada Región AS y para cada Hora de Negociación. Las ofertas para Regulación Hacia Arriba y Reserva en Giro también pueden contarse como Reserva no en Giro. Los requisitos de Reserva no en Giro se pueden cumplir mediante ofertas de Reserva no en Giro y autoprovisiones de Reserva no en Giro, así como ofertas de Regulación Hacia Arriba y

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Reserva en Giro. No se permite la cascada de autoprovisiones de reserva de Regulación Hacia Arriba y en Giro.

2.7.1.5.4 Restricción de Capacidad Máxima Ascendente (Hacia Arriba)

La cantidad total de capacidad del Servicio Complementario ascendente está limitada para cada Región AS. **En concreto, la suma de la Regulación Hacia Arriba, la Reserva en Giro y la Reserva no en Giro adquiridas en cada Región de AS mediante ofertas o autoprovisiones no puede exceder un límite de capacidad máxima en ningún intervalo de tiempo**.

El propósito de hacer cumplir un límite máximo de adquisiciones en una Región AS es minimizar la probabilidad de una condición en la que se asigne demasiada capacidad de AS a recursos en una Región AS donde se esperan limitaciones en el suministro de energía, debido a la transmisión u otras limitaciones.

2.7.1.6 Restricciones de Red

Las limitaciones de la red debidas a los cronogramas de energía se consideran en la optimización tanto para el caso base como para los casos de contingencia. Los límites de MVA de flujo ramal se traducen en límites de MW, asumiendo que los flujos ramales de MVAR y las magnitudes de voltaje no cambian significativamente de una iteración a la siguiente. **Los flujos de las líneas de transmisión se expresan como funciones linealizadas de las inyecciones de potencia nodal alrededor del estado operativo base utilizando los Factores de Desplazamiento calculados (PTDF).**

El conjunto de líneas de transmisión críticas se selecciona de acuerdo con el porcentaje de carga de MW de la línea. Las líneas con carga por encima del umbral especificado (el valor predeterminado en el CEN es 80%) se incluyen en la optimización. **Para evitar oscilaciones en el proceso de iteración SCUC-NA, se agregan líneas y nunca se eliminan del conjunto crítico** (Esta es una recomendación basada en la experiencia práctica de ECCO). Un usuario autorizado puede especificar el número máximo de restricciones de red impuestas. Las restricciones de la red se ordenan según su porcentaje de carga. Hay varios tipos de restricciones de red, como se describe a continuación.

2.7.1.6.1 Límites del Flujo de Energía de las Ramas de la Red

Los límites del flujo de energía de las ramas de la red se modelan como clasificaciones MVA. Representan límites térmicos de los equipos de transmisión. Se especifican clasificaciones normal y emergencia por cada rama para operación en condiciones normales y de emergencia para cada Hora de Negociación. Las calificaciones de las ramas también se reducen para cada Hora de Negociación. Todas las ramas son monitoreadas pero el operador puede especificar una lista de excepciones. La clasificación de rama predeterminada se incluye con los datos del modelo de red EMS importados a SCUC. Las clasificaciones reducidas se recuperan de la aplicación de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Gestión de Interrupciones o el usuario las ingresa manualmente. Los flujos de energía de ramas de líneas de transmisión críticas están limitados en ambas direcciones, pero el límite es el mismo en cada dirección.

2.7.1.6.2 Límites de la Interfaz de Transmisión

Una interfaz de transmisión es un grupo de ramas o una ruta que consta de una o más ramas que pueden estar presentes en la red CEN. Una rama puede ser miembro de varios grupos de sucursales. La definición del grupo de ramas predeterminadas se incluye con los datos del modelo de red EMS mantenidos en el Mercado FNM. Las clasificaciones para grupos de ramas se conocen como Capacidad de Transmisión Operativa (OTC), generalmente determinada por análisis de flujo de energía, análisis de estabilidad transitoria, análisis de estabilidad de voltaje y análisis de contingencia, realizados por ingenieros de operación y que a veces involucran múltiples áreas de control vecinas. Estas clasificaciones se especifican en MW, son direccionales y pueden cambiar estacionalmente. Los grupos de ramas sólo tienen calificaciones normales. Estas calificaciones deben usarse tanto en el caso base como en el análisis de contingencia. Por lo general, estas calificaciones ya toman en consideración los efectos de contingencias importantes.

Este análisis fuera de línea debe ser realizado periódicamente por el departamento de Planificación de Operaciones del CEN.

2.7.1.6.3 Restricciones de Contingencia

Las contingencias son cortes simulados forzosos de elementos de la red. La SCUC realiza análisis de contingencia utilizando el Mercado FNM, para reconocer limitaciones de la red en el comisionamiento y despacho de recursos.

Una contingencia definida puede involucrar cualquier elemento CEN modelado: secciones de línea, transformadores, interruptores, disyuntores, derivaciones, condensadores síncronos, etc. También se pueden definir contingencias de generador y carga (para fines de monitoreo). Las interrupciones del equipo pueden definirse ya sea por el propio elemento o por su dispositivo de desconexión asociado. Las definiciones de contingencia pueden incluir acciones más allá de simplemente “abrir” un elemento; por lo tanto, las definiciones de contingencia permitirán varias acciones/comandos posibles diferentes. **Por ejemplo, una sola contingencia puede implicar abrir una línea de transmisión, cerrar un interruptor alternativo o una sección de línea (transferencia automática de carga, como en una disposición “flip-flop”) y/o puentear un capacitor/reactor en serie**. La secuencia de estos eventos estará predefinida en las contingencias. Si bien la mayoría de las contingencias probablemente involucrarán sólo uno o dos elementos, ninguna contingencia individual debería incluir más de un cierto número de elementos definidos por los operadores del CEN de manera consistente con las prácticas del CEN.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

En general, las restricciones de seguridad correspondientes a las contingencias (excepto las contingencias de solo monitoreo) se aplican en un modo de control preventivo, es decir, el cronograma óptimo se determina de manera que no surjan violaciones de seguridad si ocurre alguna contingencia definida.

2.7.1.7 Restricciones Intertemporales

Las restricciones en la optimización SCUC incluyen restricciones de equilibrio de energía, restricciones de requisitos de capacidad de servicios Complementarios, restricciones de red tanto en condiciones de caso base como en contingencias, y restricciones intertemporales de recursos. En esta sección presentamos las restricciones intertemporales con más detalle.

2.7.1.7.1 Tiempo Mínimo de Funcionamiento

Normalmente, una unidad generadora no puede cambiar su estado de comisionamiento en cada intervalo de tiempo. Debe permanecer en línea o fuera de línea durante un período de tiempo mínimo sin cambiar su estado de comisionamiento. La restricción de tiempo mínimo de funcionamiento (MUT), especificada en minutos, es la cantidad mínima de tiempo que una unidad debe permanecer en línea entre el arranque y el apagado debido a restricciones operativas físicas.

2.7.1.7.2 Tiempo Mínimo de Inactividad

La restricción de tiempo mínimo de inactividad (MDT), especificada en minutos, es la cantidad mínima de tiempo que una unidad debe permanecer fuera de línea después del inicio del apagado, incluido el tiempo de apagado y arranque. SCUC puede comprometer y liberar unidades basándose en aspectos económicos y consistentes con las restricciones MUT y MDT de las unidades.

2.7.1.7.3 Tiempo de Arranque

El Tiempo de Arranque de la unidad generadora (SUT) generalmente depende de su tiempo de enfriamiento, es decir, el tiempo que una unidad necesita para entrar en el estado en línea depende de cuánto tiempo la unidad ya estuvo en el estado fuera de línea. En este caso, el tiempo de inactividad total consta del tiempo de enfriamiento y el Tiempo Arranque, que depende del tiempo de enfriamiento. Se exige que el tiempo de inactividad total no sea inferior al MDT.

Proponemos tres estados de enfriamiento: **caliente, intermedio y frío**. Estos estados se presentan mediante segmentos separados de la función de Tiempo de Arranque. Estos segmentos deben ser los mismos que los segmentos de la función de costos iniciales. **La función de Tiempo de Arranque es una curva en escalera que aumenta monótonamente entre el costo de arranque y el tiempo de enfriamiento.**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.7.1.7.4 Número Máximo de Arranques Diarios

Proponemos que el CEN SCUC aplique una restricción de recursos relacionada con el número máximo de arranques diarios. **Específicamente, durante el horizonte temporal de programación, el número total de arranques diarios está limitado por un número debido a restricciones operativas físicas**.

2.7.1.7.5 Tasa de Rampa Operacional / Regulación / Reserva

Proponemos tres (3) tasas de rampa para el CEN:

1. La tasa de rampa operativa
2. La tasa de rampa reguladora, y
3. La tasa de rampa de reserva operativa

La **tasa de rampa operativa** de recursos limita los cambios en el cronograma de energía desde un período de tiempo al siguiente en el SCUC. Las restricciones de la tasa de rampa operativa para cambios en el programa de energía de un período de tiempo al siguiente están determinadas por la función de tasa de rampa operativa, o la tasa de rampa de regulación si el recurso proporciona regulación, multiplicada por un intervalo de tiempo configurable (actualmente 60 minutos para el DAM).

La función de tasa de rampa operativa se describe mediante una función de escalera de hasta cuatro segmentos (además de los segmentos de tasa de rampa insertados por SCUC para modelar regiones prohibidas). **La función de tasa de rampa operativa se presenta con el cronograma de energía y los datos de la oferta.** La función de tasa de rampa permite a los SC declarar la tasa de rampa en diferentes niveles operativos. Sin embargo, la función de tasa de rampa presentada es fija durante todo el horizonte temporal. **Basado en la experiencia, para mitigar la posible retención de capacidad mediante la presentación de tasas de rampa bajas, SCUC utiliza las mismas tasas de rampa hacia arriba y hacia abajo**. La tasa de rampa cambia tan pronto como la producción de MW aumenta a un nivel operativo diferente (es decir, la tasa de rampa no necesariamente permanece constante a lo largo de un rango determinado).

De manera similar, las restricciones de regulación de tasa de rampa para la adquisición de Regulación Hacia Arriba y Regulación Hacia Abajo se determinan mediante la **tasa de rampa de regulación** multiplicada por un intervalo de tiempo configurable (proponemos que se establezca en 10 minutos). La tasa de rampa de regulación (tanto para Regulación Hacia Arriba como para Regulación Hacia Abajo) se describe mediante un único número. La tasa de rampa de regulación también se utiliza para evaluar las ofertas y las autoprovisiones tanto de Regulación Hacia Arriba como de Regulación Hacia Abajo.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Además, las restricciones **de la tasa de rampa de la reserva operativa** para la adquisición de Reservas en Giro y no en Giro están determinadas por la tasa de rampa de la reserva operativa presentada multiplicada por un intervalo de tiempo configurable (proponemos que se establezca en 10 minutos). La tasa de rampa de reserva operativa (tanto para Reservas en Giro como para Reservas no en Giro) se describe mediante un único número. La tasa de rampa de reserva operativa se utiliza para evaluar las ofertas y autoprovisión de Reservas en Giro y no en Giro.

Tenga en cuenta que la cantidad total de Servicios Complementarios Hacia Arriba está limitada por la capacidad de aumento de recursos durante un período de tiempo específico (proponemos que se establezca en 10 minutos).

2.7.1.7.6 Límites Diarios de Energía

El CEN SCUC debería hacer cumplir restricciones de límites de energía que deberían aplicarse a una lista prescrita de recursos que pueden generar una cantidad limitada de energía durante un período de tiempo determinado debido a condiciones hidráulicas, derechos de emisión u otras razones regulatorias o contractuales. Los recursos con energía limitada indican un límite de energía en sus ofertas DAM que se aplica a su programación y despacho durante todo el día de negociación. Las unidades son responsables de cumplir con sus requisitos de límite de energía durante períodos de tiempo más largos, como semanales, mensuales o estacionales, sujetos a cualquier requisito de Adecuación de Recursos aplicable. **Los AS no están limitados por límites de energía.**

2.7.1.8 Restricciones de las Regiones Prohibidas

El CEN SCUC debería hacer cumplir las restricciones de las regiones prohibidas. La región operativa prohibida se especifica como un par de niveles operativos altos y bajos entre los cuales un recurso puede no operar de manera estable. Las regiones prohibidas se encuentran entre los límites operativos mínimo y máximo de recursos y no se superponen. El motor de optimización SCUC no programa una unidad dentro de una región prohibida a menos que la unidad esté funcionando a toda tasa de rampa para equilibrar la región prohibida. La unidad que atraviesa una región prohibida no puede proporcionar Servicios Complementarios, a menos que tarde menos de 20 minutos (configurable) en cruzar la región prohibida. Además, en este caso no puede configurar el LMP en su ubicación. Hay un segmento de tasa de rampa separado para cada región prohibida y un segmento de curva de precios separado alineado con cada región prohibida. Una unidad generadora puede tener hasta un cierto número de regiones prohibidas, según las prácticas operativas del CEN.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.7.1.9 Comisionamiento de Unidades

2.7.1.9.1 Estado del Comisionamiento

El estado de comisionamiento de cada unidad debe ser el estado de encendido/apagado en cada período de tiempo. Una unidad está apagada cuando está fuera de línea o en proceso de arranque o apagado. Una unidad está encendida cuando está en línea y sincronizada con la red. Una transición de apagado a encendido significa un arranque y una transición de encendido a apagado significa un apagado. El software SCUC categoriza los motivos por los cuales se compromete cada recurso. Durante el diseño detallado del Proyecto necesitamos determinar las reglas que determinan el estado de comisionamiento de una unidad.

El período de comisionamiento de CEN SCUC debe incluir las horas en las que el recurso está “ENCENDIDO” debido al autocomisionamiento.

2.7.1.9.2 Condiciones de Borde

Cada ejecución en el IFM durante un día de negociación debe respetar ciertas condiciones de borde que resultan del resultado del equilibrio del IFM del día anterior. Por ejemplo, una unidad que se comprometió en la última hora del día anterior y tiene un tiempo de funcionamiento mínimo de 6 horas, debe tener un estado "ENCENDIDO" durante las primeras cinco (5) horas del día siguiente. De manera similar, una unidad que se apagó en la última hora del día anterior y tiene un tiempo de inactividad mínimo de 6 horas, tendrá un estado "APAGADO" durante las primeras cinco (5) horas del día siguiente. Por último, dado que los costos y el tiempo de arranque son función del tiempo de enfriamiento, otra condición límite es realizar un seguimiento del tiempo que la unidad ha estado fuera de línea.

2.7.1.10 Precios de Penalización

Un recurso puede decidir autoprogramarse enviando al menos una autoprogramación preferida (no vacía). La autoprogramación preferida total de una unidad se compone de varios tipos específicos de autoprogramaciones preferidas asociadas con prioridades de programación específicas, como contratos existentes, etc. Estas autoprogramaciones deben ser respetadas por el motor SCUC en la mejor medida posible. El CEN SCUC debería lograr este objetivo asignando a cada tipo específico de autoprogramación preferida un precio de oferta penalizado (es decir, antieconómico) de acuerdo con su prioridad de programación.

Todas las autoprogramaciones están protegidas contra restricciones en el proceso de gestión de la congestión, si existen otras ofertas económicas que puedan utilizarse para aliviar la congestión. Si se agotan todas las ofertas económicas, las autoprogramaciones entre la carga mínima y el primer nivel de energía del primer punto de oferta de energía

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

estarán sujetas a ajustes fuera de mérito basados en los precios de penalización asignados que reflejan varias prioridades de programación. Cualquier programación por debajo del nivel de carga mínimo se trata como horario fijo y no está sujeto a ajustes fuera de mérito para la gestión de la congestión.

El orden de prioridad detallado para las diferentes clases de restricciones debe determinarse durante el diseño detallado y la implementación del proyecto.

2.7.1.11 Ejecución de Precios

En el caso de que los recursos se programen o despachen de manera óptima en la **región de penalización debido a "ajustes fuera de mérito" necesarios para la factibilidad, los precios marginales reflejarán los precios de penalización de los recursos marginales programados o despachados en la región de penalización. De manera similar, si se violan las restricciones vinculantes de factibilidad, los precios marginales reflejarían los precios de penalización por estas violaciones.**

Proponemos otra ejecución, llamada "ejecución de precios", para "filtrar" estos precios de penalización fuera de la solución dual (que produce los precios). Específicamente, los recursos programados o despachados en la región de penalización fuera de su oferta de energía (o su programación si no hay una oferta de energía) se programan o despachan de manera óptima en función de prioridades configurables específicas, pero se utiliza el límite de oferta apropiado para fines de fijación de precios. Para aumentar la oferta o disminuir la demanda en la región de penalización, se utiliza el techo de oferta de energía (límite de oferta). Para la disminución de la oferta o el aumento de la demanda en la región de penalización se utiliza el piso de la oferta de energía.

Además, los recursos a los que no se les permite establecer el precio marginal, identificado mediante un indicador en la base de datos, se filtran en la ejecución de precios. Específicamente, en la ejecución de precios estas programaciones y despachos son fijos y no se vuelven a optimizar. Además, las ofertas de energía y Servicios Complementarios que superen los "límites de oferta flexibles" especificados y configurables tampoco pueden fijar el precio, por lo que se filtran en la ejecución de precios. El Techo de Oferta de Energía se utiliza en lugar de cualquier precio de oferta mayor que el Techo de Oferta de Energía y el Piso de Oferta de Energía se utiliza en lugar de cualquier precio de oferta inferior al Piso de Oferta de Energía. Los límites de oferta son configurables y diferentes para Energía y Servicios Complementarios.

Para mantener la coherencia entre la programación de recursos y el precio de los productos básicos, la solución óptima de la ejecución de programación se preserva en la ejecución de fijación de precios en la medida de lo posible. Los estados de comisionamiento de recursos de la ejecución de programación están bloqueados en la ejecución de precios, es decir, las unidades comprometidas estarían "obligadas" y las unidades no comprometidas "no deben ejecutarse". Todas las demás

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

restricciones se tendrán en cuenta en la fijación de precios. Además, las autoprogramaciones de energía que no se han ajustado en la ejecución de programación se consideran constantes en la ejecución de fijación de precios. En la ejecución de precios, estos programas son fijos y no se vuelven a optimizar.

Específicamente, las programaciones de recursos óptimas están limitadas en la ejecución de precios en torno a la solución óptima de la ejecución de programación si se programaron en la región de penalización o en un segmento de oferta que viola el límite de oferta flexible (si existen límites de oferta flexibles). Estos límites artificiales son lo más estrechos posible, pero lo suficientemente grandes como para permitir una región factible sin crear una degeneración del modelo de optimización. Los límites predeterminados se establecen en el rango de ±0,001 MW. Todos los demás recursos, excepto los "Generadores de Producción Restringida (COG)", están limitados por sus límites operativos originales en la ejecución de precios.

2.7.2 Despacho Económico Restringido por Seguridad

El Despacho Económico Restringido por Seguridad (SCED) del diseño propuesto por el CEN es el motor de optimización utilizado en RTM en el RTED. Determina el despacho y los precios de la Energía. El CEN SCED se ejecuta periódicamente en un momento de despacho antes de cada intervalo de despacho. **Hay un retraso de tiempo fijo entre cada hora de despacho y el siguiente intervalo de despacho.** El retraso de tiempo representa el tiempo de ejecución del SCED (normalmente, según las mejores prácticas actuales, es de aproximadamente 120 segundos), el tiempo de aprobación del despacho (aproximadamente 75 segundos) y el tiempo de comunicación para las instrucciones de despacho (un parámetro configurable establecido en 105 segundos). El primer intervalo de despacho de una hora comienza al comienzo de esa hora y el último intervalo de despacho termina al final de esa hora. La duración del intervalo de despacho y el tiempo de retardo son parámetros configurables en SCED en múltiplos de 5 minutos, ambos inicialmente fijados en 5 minutos. Sin embargo, la duración del intervalo de despacho no es menor que el retraso de tiempo, para evitar múltiples ejecuciones de SCED antes de cualquier despacho real. El Objetivo Operativo de Despacho (DOT) es el despacho óptimo calculado por SCUC/SCED en función de la telemetría. El Punto Operativo de Despacho (DOP) es la trayectoria esperada del recurso despachado a medida que responde a las instrucciones de despacho teniendo en cuenta su capacidad de tasa de rampa. El Punto de Operación Preferido (POP) es el mismo que el DOT, pero generalmente se refiere a unidades en AGC. Las funciones detalladas del SCED se determinarán durante la fase de diseño detallado e implementación del proyecto.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

3 Mitigación ex Ante del Poder de Mercado

El diseño óptimo que proponemos para el Mercado del Día Anterior (DAM) consta de los siguientes tres (3) procesos de mercado:

- Mitigación ex Ante del Poder de Mercado (MPM)
- Mercado Integrado a Plazo (IFM)
- Comisionamiento de Unidades por Confiabilidad (RUC)

La Figura 3-1, a continuación, presenta estos tres (3) procesos de mercado y su secuencia propuesta.

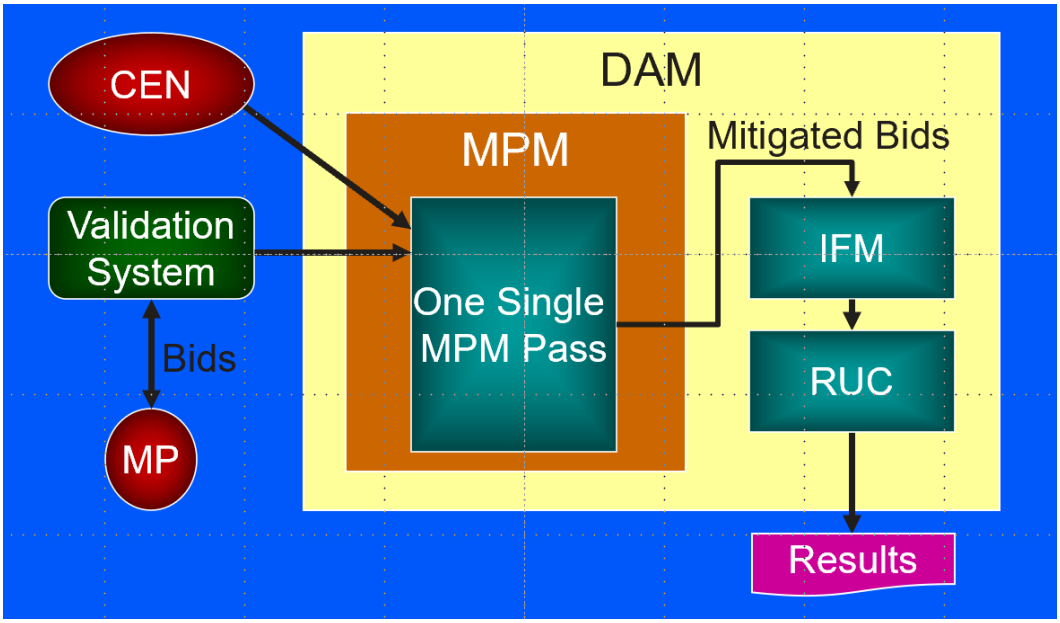


Figura 3-1: Secuencia propuesta para el DAM CEN

En la Tarea 2 de este estudio concluimos que el DAM consistirá en una arquitectura basada en LMP con las siguientes características principales del mercado:

1. Se adopta un mercado de energía basado en ofertas
2. Se adopta el precio marginal
3. El DAM se basará en una subasta basada en ofertas, independiente de la tecnología (sin bifurcación)
4. La energía y las reservas se cooptimizarán
5. Se adopta un sistema de dos liquidaciones.

Más detalles sobre los problemas anteriores se encuentran en el documento final aprobado del Producto 1.

En este capítulo presentamos el diseño óptimo para el proceso de MPM.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

3.1 Principios Básicos para el Enfoque MPM Propuesto

Si el mercado está desacoplado por restricciones de transmisión vinculantes, los proveedores dentro de los submercados resultantes pueden tener un grado inaceptable de poder en el mercado local. Este poder de mercado local puede ser más que un fenómeno transitorio, ya que puede resultar difícil o imposible ubicar nueva generación en muchos “bolsillos de carga” con transmisión limitada. Aplicamos tres pasos generales para el proceso de mitigación. **En primer lugar, se establecen las condiciones que definen un mercado como "local". En segundo lugar, se determinan los precios de oferta competitivos estimados para algunos o todos los proveedores dentro del mercado local. El tercer paso es definir las condiciones bajo las cuales el CEN mitiga las ofertas de algunos o todos los proveedores al nivel competitivo estimado.**

3.2 Descripción General de la Mitigación ex Ante del Poder de Mercado

La transición de un mercado de energía basado en costos a un mercado basado en ofertas requiere la implementación de una mitigación ex ante del poder de mercado. El proceso de mitigación del poder de mercado se utiliza para identificar qué SCs pueden ejercer poder de mercado local (LMPM) en circunstancias en las que no hay recursos suficientes para depender de la competencia para mitigar las limitaciones basadas en las ofertas del mercado. En ausencia de recursos suficientes para depender de la competencia, las SC podrían potencialmente manipular el precio de la energía en su área local reteniendo económicamente el suministro. Cualquier SC que se identifique a través de este proceso estará sujeto a mitigación de ofertas.

El proceso MPM ex ante consistirá en una única ejecución de optimización del mercado en la que se aplicarán todas las restricciones de transmisión modeladas. El diseño de esta ejecución utiliza exactamente el mismo motor de optimización de mercado utilizado en los procesos IFM y RUC del CEN. Algunas características del DAM LMPM se resumen a continuación:

- El proceso MPM ocurre en el DAM inmediatamente después del cierre de oferta del DAM (supongamos que es a las 10:00 a.m.), para cuando todas las Ofertas y las Autoprogramaciones sean presentadas por los SC y validadas por el sistema CEN.
- El Horizonte Temporal para MPM en el DAM es de 24 horas.
- Cada intervalo de mercado para MPM en el DAM es de una hora.

La mitigación de Oferta de Energía en DAM se realiza cada hora. Las Ofertas Virtuales y las Ofertas de Recursos de Respuesta a la Demanda y Carga Participante se

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

consideran en el proceso de MPM como parte de la ecuación del balance de la potencia, pero no están sujetas a mitigación. Las Ofertas de recursos compuestos por múltiples tecnologías que incluyen Recursos No Generadores seguirán sujetas a mitigación.

El enfoque MPM de un mercado que ejecuta todas las restricciones que proponemos tiene cuatro (4) pasos:

1. Una "ejecución con todas las restricciones" basada en precios de oferta no mitigados de los generadores.
2. Identificación de restricciones de transmisión vinculantes y aplicación de análisis de ruta competitiva (CPA) para identificar restricciones no competitivas.
3. Cálculo del precio mínimo para la mitigación, estableciendo en cero los componentes de congestión de las restricciones no competitivas.
4. Aplicación de mitigación a unidades relevantes.

3.3 Ejecución Única de todas las Restricciones (Método de Descomposición)

El propósito de la ejecución con todas las restricciones es identificar las restricciones de transmisión que serán vinculantes en el análisis del mercado y que, por lo tanto, pueden dar lugar al potencial para el ejercicio del poder de mercado local. La ejecución con todas las restricciones comprende un comisionamiento y despacho completo de las unidades, lo que hace cumplir **todas las restricciones de transmisión** y los requisitos de servicios complementarios. Esta ejecución se llevará a cabo utilizando precios de oferta de generadores no mitigados y las mismas ofertas de carga física y virtual y ofertas de suministro virtual (si corresponde) que se utilizarán para despejar el mercado de energía. Este método MPM se conoce como método de descomposición del precio marginal local (LMP) **(o Método de descomposición LMP).**

Debido a que el funcionamiento con todas las restricciones del Mercado del Día Anterior se basará en las mismas ofertas y modelos de transmisión que se utilizarán para determinar los precios y horarios del día anterior, en ausencia de mitigación, se aplicarán las mismas restricciones que se aplican en el MPM de todas las Restricciones que también se ejecutan en el Mercado del Día Anterior. Este es uno de los beneficios fundamentales del mercado de un solo paso.

Después de este análisis, cada LMP del mercado se descompone en cuatro componentes: (1) el componente energético; (2) el componente de pérdida; (3) el componente de congestión competitiva; y (4) el componente de congestión no competitivo. Para la ubicación i:

$$LMP_i = LMP_i^{EC} + LMP_i^{LC} + LMP_i^{CC} + LMP_i^{NC}$$

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

dónde

- EC significa el componente energético,
- LC representa el componente de pérdida,
- CC significa el componente de congestión de restricción competitiva (LMP Competitivo), y;
- NC representa el componente de congestión de restricciones no competitivas.

Según el método de descomposición LMP, un componente de congestión positivo y no competitivo indica el potencial del poder de mercado local. El componente de congestión no competitivo de cada LMP se calculará como la suma de todas las restricciones no competitivas del producto del precio sombra de la restricción y el PTDF correspondiente.

Para que el componente de congestión no competitivo sea un indicador preciso del poder en el mercado local, el bus de referencia al que se refieren los PTDF debe estar en una ubicación que sea menos susceptible al ejercicio del poder en el mercado local. **El CEN debe seleccionar como bus de referencia un nodo/bus ubicado en la columna vertebral del sistema de transmisión del CEN, cerca del centro de la red de transmisión del CEN, con suficiente generación y aproximadamente la mitad de la carga del sistema en cada lado**. Por lo tanto, el nodo/bus debe estar en una ubicación competitiva y con la menor probabilidad de verse afectado por el ejercicio del poder de mercado local. Alternativamente, se debe utilizar un bus de referencia de carga distribuida.

Todo recurso con un componente de LMP de congestión no competitivo mayor que el precio umbral de mitigación (proponemos que este precio se establezca en cero) debe estar sujeto a mitigación. Las ofertas de cualquiera de dichos recursos deben mitigarse a la baja hasta la Oferta de Energía Predeterminada del recurso (que se discutirá más adelante), o el "LMP competitivo" en la ubicación del recurso, que es el LMP establecido en la ejecución de LMPM menos el componente de congestión no competitivo de este (El LMP Competitivo $es\ LMP_i - LMP_i^{NC}$). Se puede agregar al LMP Competitivo un pequeño sumando configurable, que en todos los casos será inferior a $0,01. **Estas ofertas mitigadas se utilizarán en el mercado posterior para el cálculo de los LMP finales del mercado.**

3.4 Criterios de Camino Competitivo

Como parte de cada ejecución del MPM, un cálculo de designación dinámica competitiva/no competitiva en línea (**evaluación dinámica de la ruta competitiva o DCPA)** debe determinar si una restricción es competitiva o no competitiva. Una Restricción de Transmisión es competitiva por defecto a menos que se determine que no es competitiva como parte de este cálculo. **Esto ocurrirá cuando el suministro máximo**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

disponible de contraflujo para la Restricción de Transmisión de todas las carteras de proveedores que no están identificados como potencialmente fundamentales sea menor que la demanda de contraflujo.

Los pasos detallados de la metodología son los siguientes:

1. La DCPA determinará qué limitaciones son competitivas y cuáles restricciones son no-competitivas para cada hora del DAM. La DCPA se evaluará como parte del proceso MPM antes del mercado DAM.
2. Para cada Restricción de Transmisión congestionada k, calcula la demanda total para contraflujo (DCF) (la restricción de dirección predeterminada sería el flujo de funcionamiento de AC del mercado; también el flujo linealizado bajo esta restricción está basado en la solución del SCUC):

   $$DCF_k = \Sigma_i - SF_{k,i} * \text{Programación de despacho en } MW_i$$

   para los recursos físicos y ofertas virtuales de recursos i con $SF_{k,i}$ negativo más negativo que un umbral (referido como Umbral DCPA); dónde Programación de despacho en MW_i es el cronograma de energía para el recurso de suministro físico o virtual i.

   En los mercados CEN donde se permiten posturas y ofertas virtuales, estas necesitan ser tomadas en cuenta en este cálculo porque son tratadas en el DAM por igual con las ofertas y posturas físicas en el contexto de creación de congestión en restricciones competitivas y no competitivas.
3. Para cada restricción de transmisión congestionada k, y proveedor, j, se calcula el suministro efectivo disponible total que se puede retener. Esta capacidad retenida (WC) es:

   $$WC_{k,j} = \Sigma_i (- SF_{k,i} * ENGYMAX_i)$$

   para recursos, i en cartera de proveedores, j con $SF_{k,i}$ negativo, más negativo que el umbral de la DCPA

   dónde:

   $$ENGYMAX_i = PMAX_i – OR_i – RU_i$$

   $PMAX_i$ corresponde a Pmax de regulación, si está en regulación, y a Pmax operacional, en caso contrario.

   OR_i representa las reservas autoprogramadas para Reservas en Giro y para no en Giro; y

   RU_i es regulación autoprogramada Hacia Arriba

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

4. Para cada Restricción de Transmisión vinculante k, los proveedores están clasificados en $WC_{k,j}$ de más alto a más bajo .

5. **<u>Los tres primeros proveedores se identifican como el conjunto de Proveedores Potencialmente Fundamentales (PPS) para esa restricción.</u>**

6. Los proveedores competitivos marginales (FCS) para la restricción k son las carteras de compradores y vendedores netos de recursos que no pertenecen al PPS establecido para la restricción k.

7. Calcular el suministro efectivo de contraflujo físico (SPCF) para un proveedor competitivo marginal**:**

$$SPCF^{FCS}_{k,j,i} = -SF_{k,i} * ENGYMAX_i$$

8. Calcular la Oferta Virtual despachada de contraflujo $SVCF^{FCS}_{k,j,i} = -SF_{k,i} * DOP_i$ para cada FCS (si fuese aplicable; no es aplicable en PSE en el tiempo presente).

9. Combinar el suministro de contraflujo físico y el suministro de contraflujo virtual para cada FCS:

$$SCF^{FCS}_{k,j,i} = SPCF^{FCS}_{k,j,i} + SVCF^{FCS}_{k,j,i}$$

$$SCF^{FCS}_{k} = \Sigma j _ yo _ SCF^{FCS}_{k,j,i}$$

10. **<u>Calcular el Índice de Oferta Residual (Ver también la Sección 3.7) :</u>**

$$RSI_k = (SCF^{FCS}_k) / DCF_k$$

11. **<u>La restricción K se considera no competitiva (NC) si el índice de oferta residual cumple RSI_k <1</u>**

12. Aplicar para cada Restricción de Transmisión vinculante k.

13. Aplicar el procedimiento para cada hora. Solo las rutas que se prueban y no superan la prueba fundamental del proveedor se designarán como no competitivas (NC) en cada hora.

14. Esta información es utilizada en la descomposición de los precios LMP

Se ha construido un ejemplo para ilustrar la metodología de la Sección 3.9.

3.5 Cálculo del Precio Mínimo Competitivo

En ausencia de la aplicación de un precio mínimo competitivo, es posible aplicar una mitigación del poder del mercado local basada en ofertas de energía de referencia por defecto para despachar un generador en una producción mayor que la requerida para aliviar la congestión debido a restricciones no competitivas. Según el diseño de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

mitigación propuesto, el precio de oferta de un generador puede reducirse ("mitigarse") en función de la oferta de energía predeterminada (DEB) del generador antes de la ejecución del mercado. **Si todas las ofertas mitigadas se reajustaran al DEB, entonces es posible que el suministro de un generador sea mayor que la cantidad necesaria para aliviar las restricciones no competitivas.** Por lo tanto, aunque el precio de oferta de una unidad generadora puede reducirse porque la producción de esa unidad puede aliviar una restricción no competitiva, la producción despachada por el generador en función de su DEB puede estar muy por encima de la producción necesaria para simplemente aliviar esa restricción no competitiva.

Por lo tanto, para limitar la mitigación de modo de impactar la producción de generación solo en la medida necesaria para resolver restricciones no competitivas, se impone un piso/mínimo a los precios de oferta mitigados de todas las unidades afectadas. **En este caso, el piso es el precio "competitivo" que se determina en la ejecución con todas las restricciones y se calcula eliminando el componente de congestión no competitivo del LMP.** Con este piso de oferta establecido, la producción de los generadores sujetos a mitigación de precios de oferta probablemente no aumentará en relación con su producción en la medida en que todas las restricciones vayan más allá de la producción necesaria para aliviar las restricciones vinculantes y potencialmente no competitivas.

Si se aplica la mitigación a los generadores que carecen de poder de mercado y el DEB no mide correctamente el costo marginal, entonces la aplicación de la mitigación podría potencialmente reducir la eficiencia del mercado al distorsionar los precios y la producción. **En opinión de ECCO, la mitigación al máximo entre el DEB y el precio competitivo (LMP total menos el componente no competitivo) disminuye el riesgo de este resultado.**

Una vez calculado el componente de congestión no competitivo para cada LMP, el siguiente paso es calcular el precio mínimo de restricción competitiva para cada generador, fijando en cero el componente de congestión no competitivo del precio local en la ubicación de cada generador.

3.6 Ofertas de Energía Predeterminadas

El paso final en el proceso del MPM es aplicar la mitigación a los precios de oferta de los generadores, limitando los precios de oferta mitigados al valor mayor entre la oferta de energía predeterminada y el precio mínimo competitivo en su ubicación, como se calcula en la Sección 3.5. Se aplicará mitigación a la oferta de cualquier generador que tenga un componente de congestión global positivo sobre restricciones no competitivas. En las ejecuciones DAM y RTM, toda la evaluación del comisionamiento de las unidades se repetiría utilizando los precios de oferta mitigados.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

A continuación, presentamos las opciones disponibles para determinar las ofertas de energía predeterminadas (DEBs). Con la excepción del DEB basado en LMP, el DEB no varía según el período en horario punta o valle.

3.6.1 Descripción General

En esta Tarea presentaremos y analizaremos cinco (5) opciones para el cálculo de los DEBs utilizados actualmente en los mercados internacionales. Se hace hincapié en las opciones basadas en costos y en el mercado, y se proporcionarán ejemplos numéricos para calcular estos DEBs. También se analizan las ventajas y desventajas de estas opciones. El análisis tiene en cuenta la determinación de los DEBs por tecnología, es decir, gas, carbón, hidráulica, etc.

3.6.2 Metodologías propuestas para la determinación de los DEB

La definición de los niveles de referencia es un aspecto importante de todo enfoque de mitigación. Estos niveles de referencia están destinados a aproximarse a las ofertas competitivas o a las ofertas en condiciones competitivas viables y generalmente se utilizan como sustituto de la oferta original de una entidad. Estas opciones se pueden agrupar en cinco categorías amplias:

1. **Niveles de Referencia Basados en Ofertas**: generalmente basado en las ofertas promedio de la unidad que fueron aceptadas en períodos competitivos.
2. **Niveles de Referencia Basados en Costos:** generalmente reflejan los costos operativos incrementales de una unidad (una estimación de costos ascendente)
3. **Niveles de Referencia Basados en el Mercado:** generalmente basados en el LMP promedio de la unidad durante períodos competitivos.[37]
4. **Opciones de Unidades Frecuentemente Mitigadas:** un agregador basado en costos para unidades que se mitigaron con frecuencia durante el último año.
5. **Niveles de Referencia Negociados:** generalmente se utilizan cuando los datos son insuficientes para emplear las otras opciones y habitualmente se requiere que se basen en costos.

El Generador toma la decisión de seleccionar el cálculo de los DEB.

[37] En los mercados mayoristas de energía de Estados Unidos se emplean ambos métodos. Por ejemplo, en PJM en los EE.UU., se han utilizado principalmente estimaciones de costos ascendentes y esto es una demostración histórica de que PJM operó como una bolsa basada en costos durante muchos años antes de la transición a mercados mayoristas de energía, y que las reglas administrativas del RTO y de infraestructura se implementaron para facilitar el desarrollo de costos ascendentes. Otros mercados, como ISO de Nueva Inglaterra e ISO de Nueva York, con el fin de mitigar el poder de mercado, han optado por utilizar ofertas cuando no había poder de mercado, ya que dicha oferta se consideraría competitiva (no hay incentivos para intentar ejercer el poder de mercado), y podría incluir costos que son difíciles de cuantificar, como algunos costos de oportunidad. Aun así, incluso en estos mercados, hay un cálculo de algún tipo de costo ascendente para verificar cómo pueden ser las ofertas competitivas.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

3.6.2.1 Niveles de Referencia Basados en Ofertas

Los niveles de referencia basados en ofertas son los más comunes para calcular los niveles de referencia en ISO-NE, ISO-NY y MISO. Dichos niveles de referencia se basan en las ofertas promedio aceptadas por orden de mérito durante los 90 días anteriores, ajustadas por cambios en el precio del combustible de la unidad.

3.6.2.2 La Opción Basada en Costos

Las ISO tienen enfoques ligeramente diferentes para definir niveles de referencia basados en costos. ISO-NE y ISO-NY exigen que la opción negociada se base en costos y establecen explícitamente que dichos costos deben incluir combustible, emisiones y otros gastos variables de operación y mantenimiento. Sin embargo, estas regiones también permiten ajustes para reflejar otros costos. MISO y PJM incluyen explícitamente el “costo de oportunidad” como un componente permitido del costo, aunque ninguna de las regiones define el costo de oportunidad de manera muy específica. Las regiones que aplican enfoques estructurales para mitigar el poder de mercado (PJM, CEN y ERCOT) tienen opciones explícitas basadas en costos que incluyen al menos un complemento del 10 por ciento. En el caso de ERCOT, ese complemento puede ser mayor para unidades con factores de capacidad más bajos.

El DEB basado en costos se calcula con base en la Curva de Poder Calorífico Incremental (para unidades alimentadas por gas) multiplicada por los costos de gas aplicables, el Indice de Precios del Gas más las tarifas de transporte aplicables. Las unidades generadoras de recursos a gas deben presentar los valores de Poder Calorífico Promedio (Btu/kWh) medidos para al menos 2 y hasta 11 puntos operativos de generación (MW). La curva de Poder Calorífico promedio, formada por los pares (Btu/kWh, MW), es una curva lineal por partes entre los puntos de operación. El cálculo también debe incluir los costos variables de operación y mantenimiento (VOM) y los costos ambientales variables, como el precio de otras emisiones de dióxido de carbono.

Los costos ambientales y de combustible cambian cada día y, en algunos casos, como con el gas natural, el precio puede cambiar en el mismo día y no se puede medir perfectamente, por lo que es probable que sea necesario un ancho de banda porcentual en torno a estos costos observables públicamente. que puede diferir según el recurso debido a aspectos como los costos de despacho conocidos de forma privada.

Del mismo modo, se debe exigir a los recursos no alimentados con gas que presenten una Curva de Costo Promedio (€) medida para 2 a 11 puntos operativos (MW). La Curva de Costo Promedio es la cantidad, en dólares, de costos equivalentes de combustible incurridos por el recurso para proporcionar energía para ese segmento de oferta. La Curva de Costo Promedio formada por los pares ($, MW) es lineal por tramos entre los puntos de operación. Las Curvas de Poder Calorífico o Curvas de Costo Promedio deben almacenarse, actualizarse y validarse. La Curva de Poder Calorífico promedio formada

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

por los pares (Btu/kWh, MW) es lineal por partes entre los puntos de operación**.** Se utiliza una curva de costo promedio en lugar de la curva de Poder Calorífico para una unidad que no funciona con gas. Las Curvas de Poder Calorífico o Curvas de Costo Promedio se almacenan, actualizan y validan en el Archivo Maestro de la ISO.

Luego, los DEB se calculan para reflejar los valores de poder calorífico incrementales que reflejan el requisito marginal de entrada de calor (Btu/h) para proporcionar una producción adicional de 1 MW en un punto de operación determinado. Los valores de poder calorífico incrementales (Btu/kWh) se calculan a partir del poder calorífico promedio. Los segmentos de Poder Calorífico incremental resultantes son una función escalonada debido al uso de una curva de Poder Calorífico promedio lineal por partes. Dos pares de valores de poder calorífico promedio producen un segmento de Poder Calorífico incremental que abarca dos puntos operativos. El primer paso es convertir el poder calorífico promedio al requisito de entrada de calor (Btu/h) para cada punto de operación multiplicando el poder calorífico promedio por los MW del nivel de operación. El Poder Calorífico incremental real se obtiene entonces dividiendo el cambio en el requerimiento de entrada de calor de un punto de operación al siguiente por el cambio de MW entre dos puntos de operación consecutivos. A continuación, se proporciona la fórmula específica para calcular los valores de poder calorífico incrementales calculados a partir de tasas promedio:

$$IHR_{Sn}^{ini} = \frac{AvgHR_{n+1} * MW_{n+1} - AvgHR_n * MW_n}{MW_{n+1} - MW_n}$$

dónde:

IHR_{Sn}^{ini} es el Poder Calorífico incremental inicial para el segmento S_n entre dos puntos operativos consecutivos de salida de MW del generador $(n-1)$ y (n);

$AvgHR_n$, $AvgHR_{n-1}$ son los valores de poder calorífico promedio medidos en los puntos de operación (n) y $(n-1)$**,** respectivamente;

MW_n, MW_{n-1} son los niveles de salida de MW del generador en los puntos de operación n (nivel superior) y $n-1$ (nivel inferior), respectivamente.

<u>Ejemplo Numérico</u>

El siguiente ejemplo resume cómo se calcula el DEB Basado en Costos para un segmento individual de la curva de Poder Calorífico de una unidad.

Para una Turbina de Gas de Ciclo Combinado (CCGT) con un segmento con un Poder Calorífico incremental de 8000, el DEB para ese segmento se calcularía de la siguiente manera, dado un precio del gas de $4,50/ mmBTu y el costo aproximado de transporte

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

del gas fuera de $0,50. haciendo un GPI de $5/ mmBTU. Además, el costo de operación y mantenimiento es de $2,80/MWh y el complemento GMC es de $0,50.

DEB = ([HR * GPI] + O&M + GMC)

([8 * $5] + $2,80 + $0,50) = $43,30

En general, una metodología de ofertas DEB basada en costos ascendentes posiblemente pueda proporcionar una mayor precisión en la evaluación de los costos marginales reales, pero no es perfecta y conlleva una gran carga administrativa para todas las partes involucradas.

3.6.2.3 La Opción DEB Basada en el Mercado

El DEB basado en el mercado para un generador se calcula como un promedio ponderado de los precios de mercado pasados con base en el cuartil más bajo de los precios marginales validados establecidos en el generador durante el horario de negociación, en los últimos 90 días desde cuando se despachó la unidad. Las unidades generadoras deben pasar una prueba de competitividad para calificar para esta opción en la que el 50% de sus despachos de MWh durante los 90 días anteriores deben haber sido despachados de manera competitiva. Esto se llama Prueba de Factibilidad.

Debido a que los precios de equilibrio locales del Mercado del ISO pueden ser significativamente mayores que los costos incrementales de operación de una unidad individual, excepto cuando la unidad es marginal, el uso de las horas con el precio más bajo minimiza la diferencia entre el nivel de referencia basado en el mercado y los costos incrementales de los proveedores afectados. Vale la pena señalar que el ISO originalmente buscó limitar la opción de mercado solo a unidades que se despacharon en orden de mérito al menos el 50 por ciento de las veces, pero la FERC rechazó ese requisito de umbral competitivo para la opción de mercado del ISO.

Si una Unidad Generadora elige la Opción basada en el mercado como primera opción, debe tener una curva basada en costos como segunda opción, ya que esta opción puede no ser factible debido a que no haya suficientes datos disponibles. El método de cálculo de opciones basado en el mercado se utiliza para construir el DEB de modo de cubrir la mayor capacidad posible en la medida en que haya datos disponibles. El DEB para la capacidad restante se construye utilizando la Opción basada en costos. Además, los segmentos que no se basan en la opción basada en el mercado deben vincularse a la opción basada en costos.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

3.6.2.4 Opciones de Unidades Frecuentemente Mitigadas

El PJM y CEN permiten agregar ofertas para unidades que están mitigadas durante un alto porcentaje de sus horas de operación durante un año determinado. Ambas regiones permiten la oferta más alta si las unidades se mitigan más del 80 por ciento del tiempo: PJM permite una oferta de $40/MWh sobre el costo, mientras que CEN permite una oferta de costo más 10 por ciento más $24/MWh (adicional). También en PJM, las unidades mitigadas al 70 por ciento o el 60 por ciento del tiempo pueden optar por recibir ofertas más bajas.

3.6.2.5 Niveles de Referencia Negociados

Generalmente, cuando los datos son insuficientes para emplear las otras opciones, se puede utilizar esta opción y habitualmente se exige que se base en los costos.

Con la excepción de ERCOT, todos los ISOs también permiten que las unidades elijan un nivel de referencia negociado o un límite de oferta que generalmente debe reflejar el costo. En PJM y CEN, estos niveles negociados se mencionan específicamente como opciones para unidades frecuentemente mitigadas, e ISO-NE requiere que las unidades que se despachan con frecuencia por razones de confiabilidad local seleccionen la opción negociada basada en costos. En ISO-NY, ISO-NE y MISO, los niveles negociados pretenden aproximar los costos marginales, que MISO establece explícitamente que pueden incluir costos de oportunidad.

Por lo general, el generador envía un DEB junto con información de respaldo. Si el ISO no acepta la oferta de energía predeterminada propuesta, entonces el CEN y el generador entran en un período de negociaciones de buena fe; el generador tiene derecho a colaborar con el Regulador para resolver la disputa.

Recomendación:

Proponemos la opción basada en costos para la determinación de los DEB. Esta opción es coherente con las prácticas actuales del CEN.

3.7 Teoría e Implementación del Índice de Oferta Residual (RSI)

El “verdadero” poder de mercado potencial que enfrenta una empresa se define por su curva de demanda residual. **La demanda residual es la demanda que enfrenta una empresa o grupo de empresas después de contabilizar la oferta (u ofertas de abastecimiento) de todas las demás empresas en el mercado**. Medidas tales como el proveedor pivote y el RSI intentan aproximar, con un cálculo simple, una característica importante de la curva de demanda residual: si se vuelve o no lo suficientemente inelástica en un rango relevante como para ofrecer oportunidades para ejercer un poder de mercado significativo. Por ejemplo, si una empresa es un proveedor pivote, esto significa que la potencial oferta de todas las demás empresas es insuficiente para

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

satisfacer toda la demanda. En este caso, se puede considerar a la empresa pivote como un proveedor monopolista de la demanda residual o como una empresa dominante que compite con un segmento competitivo cuya capacidad de generación sólo puede desplazar una parte de las ventas de la empresa dominante. **Las limitaciones de transmisión pueden ser un factor clave para que las empresas sean pivote porque limitan el potencial de una oferta más distante para atender el mercado "local".**

Si un proveedor se enfrenta a una curva de demanda residual cuyo segmento más a la izquierda no cruza el eje de precios y es perfectamente inelástico (vertical), esto significa que aumentar aún más el precio no reducirá la cantidad demandada. Esto indica que este proveedor podría ejercer un poder de monopolio ilimitado. Esta curva de demanda se muestra en la Figura 3-2.

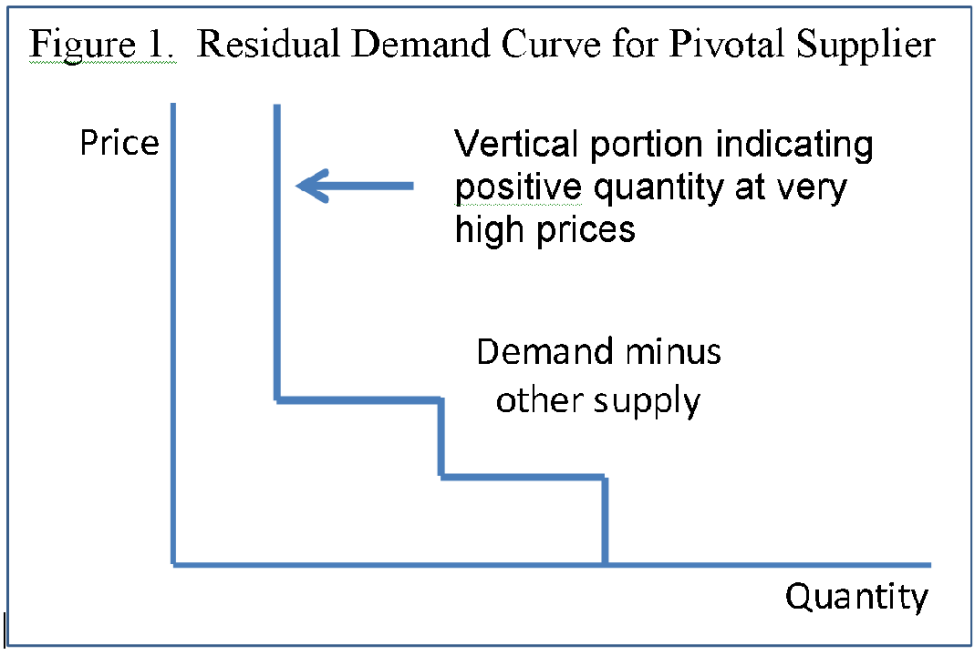


Figura 3-2: Curva de Demanda Residual para Proveedor Pivote

Es importante destacar que el concepto de un único proveedor pivote capta sólo las condiciones de poder de mercado potencial más extremas. Incluso si un proveedor no es individualmente pivote, puede ejercer un poder de mercado significativo. Además, un grupo de proveedores puede lograr aumentar los precios por encima de los niveles competitivos bajo algunas condiciones, incluso si no se coordinan explícitamente entre sí. Por esta última razón, es apropiado considerar circunstancias más allá de las cuales una sola empresa sea pivote para evaluar el potencial de poder de mercado. **La prueba de 3 oferentes pivotes (3-PS) es una buena aproximación y se considera el mejor índice práctico para medir el verdadero potencial de poder de mercado que poseen**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

los proveedores en un momento dado.

3.8 Pruebas de Estructura, Conducta e Impacto

La metodología propuesta anteriormente se recomienda cuando pueda existir un poder sustancial en el mercado local debido a limitaciones de transmisión. Si los mercados locales no son un problema importante, se propone un enfoque más simple basado en pruebas estructurales, de conducta y de impacto que se definen a continuación.

Estructura. Es posible que la estructura de un mercado sea insuficiente para sostener las presiones competitivas si no hay suficientes productores u ofertas, independientemente de la calidad o efectividad del diseño del mercado. No hay suficientes productores si sólo uno o un pequeño número de productores tienen recursos para satisfacer la demanda del mercado. Hay ofertas insuficientes si entre las ofertas presentadas no hay ofertas extramarginales adecuadas para sostener la presión competitiva. Los índices/alertas estructurales que se utilizan comúnmente para evaluar la salud estructural del mercado incluyen el índice Herfindahl- Hirshman (HHI), la prueba de proveedores pivotes (PST), el índice de oferta residual (RSI) y el índice Lerner (LI). **El índice más utilizado es el Índice de Oferta Residual (RSI).**

Conducta. Una condición necesaria para una mitigación efectiva del poder de mercado es que la oferta de una unidad se desvíe de un **precio de referencia** construido por el operador del mercado como una estimación del costo marginal de la unidad. Debido a que el costo marginal real de una unidad varía según las circunstancias, las pruebas de conducta examinan si la oferta excede el precio de referencia en más de un umbral preespecificado. Esta prueba se puede aplicar en ambas direcciones, es decir, no sólo para precios inflados sino también para ofertas por debajo de sus costos variables (lo que podría ser una condición de mercado predominante en mercados donde el jugador dominante es una carga neta). Estas pruebas analizan el comportamiento de los Participantes del Mercado. En los mercados donde existen estrictas medidas y procesos ex ante de mitigación del poder de mercado, fallar la prueba de conducta es suficiente para tomar medidas, como en PJM y el CEN. Sin embargo, en algunas otras jurisdicciones, se ejecutan pruebas adicionales (es decir, pruebas de impacto/rendimiento) para determinar el impacto que tiene una falla del texto de conducta en el precio de mercado, como la ISO-NY y la ISO NE.

La prueba de conducta estándar verifica si una oferta de suministro excede el Nivel de Referencia por una cantidad mayor que un umbral.

Impacto o Desempeño. Esta categoría de pruebas examina el impacto de la oferta del Participante del Mercado por una unidad midiendo la diferencia entre el precio de mercado sin y con mitigación de esa oferta. Si esta diferencia excede un umbral preespecificado, entonces la oferta del Participante del Mercado necesita una evaluación adicional.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El chequeo de Conducta se basa en la desviación de las ofertas de una empresa de su comportamiento promedio histórico dentro de cierta tolerancia. Para las ofertas que no pasan una evaluación de conducta, el Operador del Mercado/Operador del Sistema realiza un **análisis de impacto** para evaluar el impacto de las ofertas infractoras en los resultados del mercado (por ejemplo, precio spot). La solución estándar cuando las pruebas de conducta y de impacto indican una presión competitiva insuficiente (y el propietario no proporciona una explicación adecuada) es mitigar la oferta de la unidad. La mitigación reemplaza la oferta presentada por el Participante del Mercado por el precio de referencia de la unidad (**o DEB**), como se establece en la Sección 3.7. El precio de referencia es, entonces, la oferta que se incluye en el orden de mérito para la optimización del despacho, y es la que se utiliza para la determinación de los precios de mercado y las liquidaciones. El monitoreo de los precios del mercado es el índice más fundamental del desempeño del mercado.

Una oferta de suministro que no pase la prueba de conducta debido a sobrepasar el umbral general de mitigación de energía se evaluará con respecto a la prueba de impacto usando el umbral general de mitigación de energía. Una oferta de suministro no pasa la prueba de impacto usando el umbral general de mitigación de energía si hay un aumento en el LMP mayor que un umbral.

Estos tres tipos de pruebas permiten una latitud moderada para que la mitigación no interfiera con demasiada frecuencia ni innecesariamente con variaciones normales en las circunstancias de los proveedores. La magnitud propuesta de la latitud permitida basada en la experiencia está basada en consideración de los efectos en la obtención general de costos en el largo plazo, y en los costos auditados y de cumplimiento incurridos por la mitigación.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

4 Mercado a Plazo Integrado

Esta sección describe el Mercado a Plazo Integrado (IFM) que se realiza en el Mercado del Día Anterior (DAM) después del proceso de Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y antes del proceso de Comisionamiento de Unidades Residual (RUC).

4.1 Mercados de Servicios Complementarios

Esta sección describe los mercados de Servicios Complementarios (AS) dentro del IFM.

4.1.1 Regiones de Servicios Complementarios

Proponemos configurar la red CEN en regiones de AS. Como alternativa, toda la red CEN constituirá la región AS. Las regiones de AS son particiones de la red que se utilizan para imponer restricciones regionales en la adquisición de AS. Sin las regiones AS, la adquisición de AS se realizaría en todo el sistema sin consideraciones de ubicación. Las restricciones regionales de AS reflejan limitaciones de transmisión entre regiones de AS que restringen el uso de AS adquiridos en una región de AS para cubrir cortes en otra región de AS. Las limitaciones regionales de AS garantizan una adquisición mínima de AS en cada región de AS para que las adjudicaciones de AS se distribuyan razonablemente en todo el sistema. Las restricciones regionales de AS también limitan la adquisición total de AS entre Regulación Hacia Arriba, Reservas en Giro y no en Giro en las regiones AS con limitaciones de transmisión de exportación.

Las regiones AS son por definición jerárquicas, es decir, las regiones más grandes incluyen otras más pequeñas. Un recurso que está dentro de una región AS también está dentro de todas las regiones AS superiores que lo rodean.

4.1.2 Requerimientos de Servicios Complementarios

Los requerimientos de AS en el CEN deben basarse en concordancia con los Criterios de Confiabilidad Operativa en Chile. Estos requerimientos se calculan fuera de la división del mercado de la energía.

4.1.3 Certificación de Servicios Complementarios

Los recursos deben estar certificados para la provisión de AS ya que deben cumplir con ciertos requisitos técnicos y operativos que dependen de cada AS. La certificación obligatoria del AS y la capacidad máxima asociada del AS deben registrarse en la base de datos del Archivo Maestro del CEN después de las pruebas que demuestren la entrega satisfactoria de cada AS. **Los recursos certificados deben ser sometidos periódicamente a pruebas no anunciadas por parte del personal del CEN mediante el despacho de sus asignaciones de AS en tiempo real fuera de la secuencia, para verificar la capacidad de provisión del AS en curso**.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

4.1.4 Autoabastecimiento de Servicios Complementarios

Los Recursos de Generación y Participación de Carga certificados para AS pueden autoprovisionarse AS en el IFM como se presenta en la Sección 2.4.2.2.

4.1.5 Ofertas de Servicios Complementarios

Los recursos certificados para AS (curvas de precio y cantidad) podrán ofertar estos AS en el IFM. Una oferta de AS es una oferta de capacidad de AS en un Horario de Negociación determinado a un precio único. Los recursos pueden autoproporcionarse y ofertar AS en un Horario de Negociación determinado, siempre y cuando la capacidad total de AS ofrecida tanto por el autoabastecimiento como por la oferta no exceda la capacidad máxima certificada de AS aplicable. Los recursos deben especificar mediante una bandera si sus adjudicaiones de Reservas en Giro y no en Giro se tratarán como reserva de contingencia en tiempo real, es decir, estarán disponibles para su despacho sólo bajo condiciones de contingencia, o si se pueden despachar de manera óptima en todas las condiciones. Esta especificación es para todos los horarios de negociación del día de negociación y no afecta la adquisición de AS, solo el despacho de AS en tiempo real. También se establecen límites de precios con fines de mitigación del Poder de Mercado.

4.1.6 Provisión de los Servicios Complementarios

El diseño óptimo del mercado CEN requiere que las ofertas de AS se evalúen simultáneamente con las ofertas de Energía en el IFM para despejar las posturas de oferta y demanda, y para cumplir con los requerimientos de AS netos del autoabastecimiento de AS calificados. Así, el IFM cooptimiza la Energía y los AS; la capacidad de un recurso con ofertas de Energía y AS se utiliza de manera óptima para un programa de Energía, o se reserva para AS en forma de adjudicaciones de AS.

Los AS se adquieren en el IFM para cumplir con los requisitos de los AS, netos de autoprovisión de AS calificados, sujetos a las características operativas de los recursos y las limitaciones regionales. **El IFM emplea una provisión de AS en cascada donde Regulación Hacia Arriba puede usarse para cumplir con los requisitos de Reserva en Giro y no en Giro, y la Reserva en Giro puede usarse para cumplir con los requisitos no en Giro, si esta sustitución de AS da como resultado un costo general de adquisición de AS más bajo**. Tenga en cuenta que esta sustitución de AS se realiza de manera óptima entre las ofertas de AS, mientras que no se lleva a cabo dicha sustitución en los AS autoproporcionados calificados.

4.1.7 Precios de los Servicios Complementarios

El IFM calcula un Precio Marginal de Servicios Complementarios Regionales (RASMP) para cada Región AS como la sensibilidad al costo de la restricción regional vinculante

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

relevante en la solución óptima, es decir, la reducción marginal del costo de adquisición de Energía-AS para una relajación marginal de esa restricción. Por lo tanto, debería descartarse el actual sistema de precios de pago según la oferta.

Se proporcionan más detalles sobre el precio de AS en la Sección 2.6.2.

4.1.8 Liquidaciones de Servicios Complementarios

Proponemos tres elementos en las liquidaciones de AS: **Pagos de AS, No pago y Asignación de Costos de AS.** Se describen brevemente a continuación. Las adjudicaciones de AS de ofertas de AS seleccionadas se pagan según el ASMP correspondiente. El ASMP para un recurso determinado y un AS se calcula como la suma de todos los RASMP para ese AS en todas las regiones de AS que incluyen este recurso.

El "No Pago" calcula la capacidad de AS ex post a partir de las adjudicaciones de AS que no estaba disponible por cualquiera de los siguientes motivos:

1) No despachable debido a interrupciones o disminuciones que afectan la capacidad de regulación del recurso, su capacidad máxima o su tasa de rampa operativa.
2) Capacidad de AS no disponible debido a una desviación no indicada.
3) Capacidad de AS no entregada debido a energía insuficiente en respuesta a una instrucción de despacho de AS.

La Capacidad de No Pago de AS se carga al SC correspondiente.

El costo neto de la adquisición de AS, es decir, todos los pagos de AS por adjudicaciones de AS de ofertas de AS seleccionadas en DAM y RTM, se recupera a través de un cargo de AS para todo el sistema, cobrado a las SC en proporción a su obligación de AS.

4.2 Mercado de Energía del IFM

Esta sección describe el Mercado de Energía dentro del IFM.

4.2.1 Ofertas de los Recursos Generadores

Los Recursos Generadores podrán participar en el IFM presentando ofertas multiparte de Energía durante uno o más Horarios de Negociación del Día de Negociación. Las distintas partes de una oferta de energía de varias partes son:

Costos de Arranque

Recomendamos que se admitan hasta tres costos de Arranque que aumentan progresivamente dependiendo del tiempo que el recurso permanece fuera de línea antes de iniciarse: un costo de Arranque en caliente, un costo de Arranque intermedio y un costo de Arranque en frío. En cada Día de Negociación, los costos

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

iniciales se obtienen a partir de valores registrados a largo plazo (por ejemplo, 6 meses), calculados con base en datos de costos indirectos, u ofertados, según la elección del Participante del Mercado. En cualquier caso, los costos iniciales siguen siendo los mismos durante todo el día de negociación tanto en el IFM como en el RTM.

Costo de Carga Mínima

El costo de carga mínima es el costo por hora de operar con carga mínima y ocurre mientras el recurso permanece en línea. En cada Día de Negociación, los costos de carga mínimos se obtienen a partir de valores registrados a largo plazo (por ejemplo, 6 meses), calculados con base en datos de costos indirectos, u ofertas, de acuerdo con la elección del Participante del Mercado y la política CEN aplicable. En cualquier caso, los costos mínimos de carga siguen siendo los mismos durante todo el día de negociación tanto en el IFM como en el RTM.

Oferta de Energía

La oferta de Energía es el costo incremental de producir Energía por encima de la carga mínima y puede ofertarse para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. Se admiten hasta diez costos incrementales para diferentes rangos operativos, por lo que la oferta de Energía es una curva en escalera con hasta diez escalones (segmentos). La oferta de Energía para los Recursos de Generación debe ser monótonamente creciente, es decir, el costo incremental de Energía del siguiente segmento (si lo hubiera) debe ser mayor que el costo incremental del segmento anterior.

Las ofertas de energía deben estar sujetas a la Mitigación del Poder del Mercado Local (LMPM) antes del IFM.

Costo de Bombeo

El costo de bombeo es el costo por hora de operar una bomba hidráulica y ocurre mientras la bomba permanece en línea. En cada día de negociación, los costos de bombeo se ofertan y permanecen iguales durante todo el día de negociación tanto en el IFM como en el RTM. Los costos de bombeo se aplican únicamente a los recursos hídricos de almacenamiento por bombeo y a las bombas hidráulicas. Los recursos hídricos de almacenamiento por bombeo se modelan como recursos con tres modos de operación: fuera de línea, modo de generación y modo de bombeo.

Carga de Bombeo

La carga de bombeo es el consumo de energía de un recurso hidráulico de almacenamiento por bombeo o de una bomba hidráulica mientras está en modo de operación de bombeo.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

4.2.2 Ofertas de Cargas Participantes

Los Recursos de Participación de Carga para Respuesta a la Demanda pueden ofertar una oferta de Energía para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. La oferta de Energía es una curva de escalera con hasta diez escalones (segmentos) y debe ser monótonamente decreciente.

4.2.3 Ofertas de Energía de Recursos Agregados

Proponemos que las ofertas de Energía de Recursos Agregados de Generación y Carga no se distribuyan en el Comisionamiento de Unidades Restringidas por Seguridad (SCUC). Sin embargo, los programas de energía resultantes deben distribuirse a las unidades o cargas generadoras físicas correspondientes, utilizando los Factores de Distribución de Generación (GDF) o Factores de Distribución de Carga (LDF) pertinentes. Esto es necesario en las Aplicaciones de Red (NA) para realizar cálculos de flujo de potencia y análisis de contingencia, y para calcular factores de pérdida marginal y factores de distribución de transferencia de potencia. En consecuencia, la distribución de la generación y la carga agregadas está bloqueada en los factores de distribución relevantes y estos recursos se programan de forma agregada.

4.2.4 Autoprogramaciones de Energía

La información básica sobre las autoprogramaciones de energía se presenta en la Sección 2.4.2.1.

Los recursos pueden autoprogramarse para cada Hora de Negociación del Día de Negociación además de con o sin proporcionar ofertas de Energía. Sin embargo, no se permiten autoprogramaciones para Importación o Exportación de Recursos que presenten ofertas de Energía en bloque en la DAM. Una autoprogramación se modela como una oferta de Energía con un precio extremo (precio de penalización) que efectivamente proporciona prioridad de programación sobre las ofertas de Energía. El precio de penalización es sólo para fines de modelado y no afecta el LMP de energía, que se calcula mediante la ejecución de precios. A efectos de liquidación, las autoprogramaciones son tomadores de precios; es decir, al suministro autoprogramado se le paga el LMP de Energía correspondiente, cualquiera que sea, y a la demanda autoprogramada se le cobra el LMP de Energía correspondiente, cualquiera que sea.

Hay varios tipos diferentes de autoprogramaciones con diferentes prioridades de programación.

Una autoprogramación indica autocomisionamiento, es decir, el IFM no liberará recursos autoprogramados. La autoprogramación, aunque tiene una prioridad de programación más alta que las ofertas de Energía, el IFM puede reducirla si esto es necesario para resolver limitaciones de la red. El IFM también puede ajustar las autoprogramaciones

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

según sea necesario para resolver cualquier violación de restricciones operativas o intertemporales de recursos.

Los recursos autoprogramados no son elegibles para la recuperación de sus costos de arranque. Los recursos autoprogramados tampoco son elegibles para la recuperación de sus costos de carga mínima durante el horario de negociación en el que se autoprograman.

4.2.5 Participación en el Mercado Hidroeléctrico

En la Tarea 2 analizamos los protocolos de mercado existentes para los activos de Energía Hidroeléctrica. Concluimos que actualmente el CEN controla las decisiones de despacho de las centrales hidroeléctricas; No se permite la participación en el mercado. Proponemos, con base en el análisis de la Tarea 2, brindar flexibilidad a los propietarios de energía hidroeléctrica y permitirles ofertar en el mercado basándose en el valor futuro del agua (FVW, producido por el problema de minimización de costos a largo plazo PLP de CEN). La participación en el mercado debe ser gradual. Después de un período de tres (3) años de transición hacia un enfoque basado en ofertas, deberíamos permitir que los propietarios de energía hidroeléctrica controlen las decisiones de despacho de sus plantas en función de sus ofertas. Recomendamos comenzar con un margen de desviación del 5 % y aumentarlo anualmente en un 5 %.

La configuración del sistema hidroeléctrico chileno incluye las Centrales Hidroeléctricas de Pasada que tienen capacidad de almacenamiento a corto plazo. La operación de estas centrales hidroeléctricas está sujeta a varias restricciones que deben cumplirse simultáneamente en cualquier momento, tales como; variaciones naturales de aportes, retrasos de agua en la red hidráulica, limitaciones técnicas de las unidades hidráulicas y contratos de riego. Además, las características de cada unidad generadora dificultan mantener bajo niveles de seguridad el equilibrio del agua utilizada para la producción de electricidad y el agua almacenada en los embalses. Por lo tanto, todas estas dificultades combinadas conducen a una operación conservadora de las centrales eléctricas por parte de CEN que no explota plenamente su potencial de producción.

En el diseño óptimo propuesto para el mercado de energía del CEN, la responsabilidad de la programación óptima del despacho debería recaer en los propietarios de las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, dada la configuración de pasada de embalses pertenecientes a diferentes propietarios que se encuentran ubicados en la misma cuenca, el tratamiento óptimo de dichos activos ofertantes en el mercado CEN debería ser el siguiente:

1) Las ofertas de múltiples propietarios en la misma cuenca se ofertan al mercado.
2) Estas ofertas se agregan creando una oferta agregada factible a nivel de cuenca, antes del proceso de validación.
3) La oferta agregada de la cuenca se pasa por el proceso de Mitigación del Poder de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Mercado, como cualquier otra oferta.

4) La oferta agregada mitigada de la cuenca participa en el mercado y es liquidada como cualquier otra oferta.
5) La oferta aprobada de la cuenca agregada es desagregada después de que el mercado se despeja y las adjudicaciones del cronograma prorrateado se comunican a los múltiples propietarios de las centrales hidráulicas.

4.2.6 Despeje de cooptimización del IFM

La Figura 4-1 ilustra el Precio de Equilibrio del Mercado de Energía resultante del IFM, bajo el supuesto simplificador de que no hay Pérdidas Marginales y que no hay Congestión. Bajo este escenario todos los LMP tienen el mismo valor en $/MWh que el Precio de Liquidación del Mercado.

La curva de Oferta (en realidad escalones) representa el “orden de mérito” de las Ofertas de Unidades Generadoras de menor a mayor $/MWh, comenzando por el total de MW de Suministro Autoprogramado. La curva de Demanda (en realidad escalones) representa las Ofertas de Demanda de mayor a menor $/MWh, comenzando en el total de MW de Demanda Autoprogramada. La intersección de estas dos curvas se define como el Precio de Liquidación del Mercado (MCP) para la demanda total programada. A todas las Unidades Generadoras programadas se les paga el MCP y a todas las Cargas programadas se les cobra el MCP. En el caso general en el que existen pérdidas de transmisión y congestión, el despeje del Mercado es un proceso más complicado que produce diferentes LMP en cada nodo de la red.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

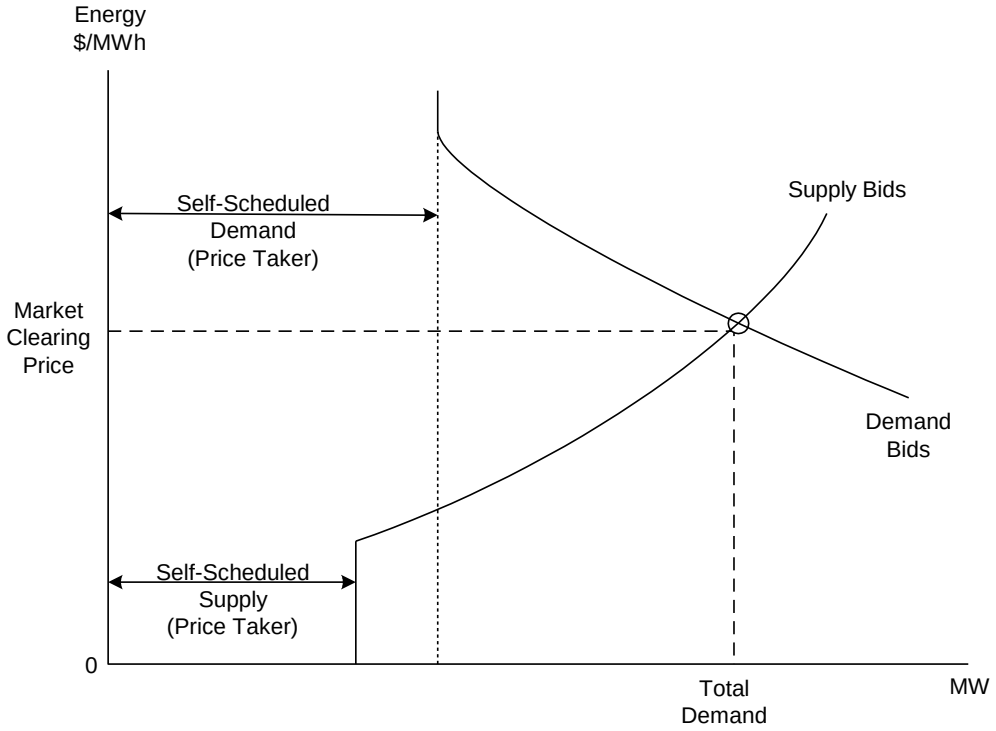


Figura 4-1: Despeje del mercado DAM para energía (sin congestión y sin pérdidas)

4.2.7 Programación de Energía en el IFM

Los recursos se comprometen y programan en el IFM para cada Hora de Negociación del Día de Negociación. Los recursos autocomprometidos con autoprogramaciones y/o autoaprovisionamiento de AS se modelan como "**obligatorio**" en el horario de negociación correspondiente. Los recursos con interrupciones se modelan como "no disponibles" en el horario de negociación correspondiente. Los recursos con ofertas de Energía de varias partes y/o ofertas de AS, pero sin autoprogramaciones ni autoaprovisionamiento de AS, se modelan como "ciclables" en el Horario de Negociación correspondiente, lo que significa que estos recursos están disponibles para un comisionamiento óptimo en estas horas, sujeto a las restricciones intertemporales aplicables y a las condiciones iniciales.

La diferencia entre los horarios de energía en dos horas de negociación consecutivas se limita a la capacidad de aumento de 60 minutos del recurso. Si el recurso está programado para Regulación en cualquiera de estas horas, se usa la tasa de rampa de regulación para determinar la capacidad de rampa de 60 minutos; de lo contrario, se usa la tasa de rampa operativa. (Ver Sección 2.7.1.7.5.)

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

La programación de energía durante el horario de negociación puede imponer limitaciones en las adjudicaciones de AS durante ese horario y viceversa. Más específicamente, las adjudicaciones de Reg-Hacia Abajo en una hora de negociación limitarían desde debajo del programa de energía para la siguiente hora hasta la capacidad de aumento de 20 minutos del recurso utilizando la tasa de rampa reguladora. De manera similar, las recompensas de Reg-Hacia Arriba en una hora de negociación limitarían desde arriba el programa de energía para la siguiente hora hasta la capacidad de aumento de 20 minutos del recurso utilizando la tasa de aumento reguladora.

Además, las adjudicaciones en Giro o no en Giro en una hora de negociación limitarían desde arriba el programa de energía para la siguiente hora hasta la capacidad de rampa de 20 minutos del recurso utilizando la tasa de rampa operativa. Las adjudicaciones de AS en estas limitaciones incluyen tanto ofertas de AS seleccionadas como autoprovisión de AS calificadas. La selección de ofertas de AS es óptima, por lo tanto, una evaluación económica determinaría si es mejor seleccionar ofertas de AS y restringir los horarios de Energía a una capacidad de rampa de 20 minutos, o utilizar la capacidad de rampa completa de 60 minutos y no seleccionar ofertas de AS.

4.2.8 Precio de la Energía

La información básica sobre el precio de LMP se proporciona en la Sección 2.6.1.

El LMP en un nodo determinado es el costo marginal de servir la carga en ese nodo. Ésta es una definición teórica; no es necesario que la carga esté conectada a ese nodo de red. Se calcula un LMP para todos los nodos, incluidos los que no tienen carga. El LMP en un nodo determinado se compone de los tres componentes siguientes:

1) Costo marginal de energía;
2) Costo marginal de pérdida; y
3) Costo marginal de congestión.

El costo Marginal de Energía es el mismo para todos los nodos de la red; es la sensibilidad de la restricción del equilibrio de potencia en la solución óptima. El Costo Marginal de Pérdida refleja el costo marginal de las pérdidas de transmisión en la red; es el costo marginal de energía multiplicado por el factor de pérdida marginal en ese nodo. El Costo marginal de Pérdida puede ser positivo o negativo dependiendo de si una expulsión de energía en ese nodo aumenta o disminuye marginalmente las pérdidas, utilizando una holgura de carga distribuida para equilibrarlo. El Costo Marginal de Congestión refleja el costo marginal de la congestión en la red; es una combinación lineal de los precios sombra de todas las restricciones vinculantes en la red, cada uno multiplicado por el correspondiente factor de distribución de transferencia de energía. El costo marginal de la congestión puede ser positivo o negativo dependiendo de si una expulsión de energía en ese nodo aumenta o disminuye marginalmente la congestión.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El IFM calcula los LMP y sus componentes para todos los nodos, incluidos los nodos agregados, y todos los recursos, incluidos los recursos agregados. El LMP de un recurso es el LMP de la Ubicación correspondiente, agregada o no. Los LMP para Generación Agregada se calculan como promedios ponderados de los LMP en los nodos relevantes, ponderados por los programas de energía resultantes. Por lo tanto, dado que la distribución de las tablas de energía para estos recursos es fija, las ponderaciones normalizadas son iguales a los GDF relevantes. Lo mismo se aplica a los recursos de carga no participantes en la agregación de carga predeterminada; las ponderaciones en su LMP agregado son los LDF predeterminados.

El IFM también calcula los LMP agregados para los Hubs de transacciones para la liquidación de FTR. El IFM también calcula los precios sombra de todas las restricciones vinculantes de la red en la solución óptima.

4.2.9 Liquidación de Energía en el IFM

Es muy importante tener en cuenta que el mercado IFM es financieramente vinculante y consistente con el sistema de precios de diseño óptimo de dos liquidaciones.

Las unidades generadoras reciben el pago por su LMP del programa de energía en su ubicación. A la carga se le cobra según su LMP del programa de energía en su ubicación. El LMP en una ubicación agregada para un recurso agregado es un LMP agregado. Los ingresos netos de estos pagos y cargos se atribuyen al excedente de pérdidas marginales y a las rentas por congestión y se asignan como crédito en la Cuenta de Balance de los FTR del CEN.

Los FTR de obligación de una fuente a un sumidero reciben el pago de la diferencia algebraica entre los componentes LMP de congestión marginal en el sumidero y la fuente. Los FTR de opción desde una fuente hasta un sumidero reciben la diferencia positiva entre los componentes LMP de congestión marginal en el sumidero y la fuente. Estos pagos se cargan a la Cuenta de Balance de los FTR del CEN.

Finalmente, los costos de arranque y de carga mínima no recuperados para los recursos no autoprogramados se recuperan a través del mecanismo de Recuperación de Costos de Oferta (BCR).

4.2.10 Resultados del IFM

La siguiente información sobre resultados del IFM es producida, y es vinculante desde el punto de vista financiero y operativo:

- Estado del Comisionamiento óptimo de Unidades (encendido/apagado) durante el horizonte temporal

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

- Tipo de Estado del Comisionamiento de Unidades (autocomisionamiento y comisionamiento CEN)
- Programa Óptimo de Energía para todos los recursos durante el horizonte temporal
- Adjudicación de Oferta Virtual y Demanda Virtual
- Adjudicación óptima de AS para todos los recursos a lo largo del horizonte temporal
- Costo total de la Oferta de Energía y AS durante el horizonte temporal
- Costo de Arranque ($) para cada recurso de Generación o pago mínimo de vertimiento ($) para cada recurso de demanda despachable/demanda reducible durante cada período de comisionamiento CEN
- Costo Mínimo de Carga ($) para cada recurso de Generación o pago mínimo por hora ($) en cada hora durante cada período de comisionamiento CEN
- Función Costo de Arranque/Oferta ($, Minuto) o pago mínimo de vertimiento ($) utilizada para cada recurso en cada Período de Comisionamiento CEN.
- LMP para cada Ubicación de precio, incluidos todos los recursos; también componentes LMP (componentes de energía, pérdida y congestión marginal)
- RASMP para cada región AS
- ASMP para todos los recursos que brindan Servicios Complementarios
- Recursos en su MW mínimo o máximo efectivo en cada intervalo de tiempo
- Cantidad de violaciones de restricciones relajadas, es decir, el grado en que se relajó cualquier restricción (en MW) para resolver la optimización.

Tanto los cronogramas como los precios se derivan de la ejecución de precios del mercado IFM para garantizar la coherencia entre los cronogramas y los precios. Esta coherencia es importante para los precios que son financieramente vinculantes para liquidar la programación de energía.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

5 Comisionamiento de Unidades Residual

Este capítulo describe el Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) que se realiza en el Mercado del Día Anterior (DAM) luego de la Mitigación del Poder de Mercado (MPM) y luego del Mercado a Plazo Integrado.

El diseño óptimo del mercado CEN requiere el diseño de un proceso para garantizar que haya suficientes recursos disponibles para satisfacer el peak de carga del día siguiente.

5.1 Objetivos y Requisitos del RUC

Dado que el IFM solo compromete recursos suficientes para cumplir con las cargas programadas en función de las ofertas de carga del mercado, es probable que las cargas programadas sean menores que la carga prevista por el CEN. Esto significa que es necesario un proceso para comprometer recursos adicionales para cumplir con el pronóstico de carga del CEN. El RUC es el proceso diseñado para garantizar suficientes recursos en línea para satisfacer la carga en tiempo real del día siguiente. El pronóstico de carga lo proporcionan las herramientas de pronóstico de carga del CEN y los operadores del CEN lo ajustan según la zona RUC.

El CEN puede decidir crear varias zonas RUC o mantener un RUC para todo el sistema CEN. Una zona RUC es una colección de nodos. Las zonas RUC pueden no necesariamente coincidir con las zonas de Carga.

Básicamente, el proceso CEN RUC puede comprometer y emitir Instrucciones de Arranque para recursos que no están comprometidos en absoluto en el IFM, así como identificar capacidad descargada adicional de los recursos que están comprometidos y programados en el IFM y designar esta capacidad según sea necesario para Despacho en Tiempo Real.

Proponemos que el RUC tenga un horizonte temporal configurable de 24 a 168 horas.

Si bien en la mayoría de los casos RUC solo adquiere capacidad para las 24 horas del día siguiente, el horizonte temporal de RUC se puede configurar, a diferencia del horizonte temporal de 24 horas en IFM. Este horizonte temporal más largo permite a RUC considerar las necesidades de capacidad más allá del primer día, lo que le permite a RUC adquirir capacidad de una manera que puede reducir el ciclaje de unidades durante las horas de medianoche. Por ejemplo, si RUC necesita capacidad adicional cerca del final del día de negociación, RUC puede adquirir esa capacidad de una unidad de arranque prolongado si prevé la necesidad de esa unidad el día siguiente, y sería más económico mantener la unidad en funcionamiento que arrancarla al día siguiente.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

La capacidad de mirar más allá del período de veinticuatro horas puede desactivarse para abordar los requisitos del sistema y de procesamiento.

Para realizar esta función, el RUC utiliza la misma optimización SCUC y FNM que utiliza el IFM, pero en lugar de utilizar Ofertas de Demanda, distribuye el Pronóstico CEN de la Demanda CEN. El RUC determina cualquier Comisionamiento de Unidades incremental y adquiere capacidad a partir de las Ofertas de Disponibilidad de el RUC para cumplir con el objetivo de adquisiciones de el RUC. Se espera que la capacidad seleccionada en este proceso se presente a oferta y se ponga a disposición de la RTM.

Al realizar esta optimización, RUC ignora las Ofertas de Energía presentadas y en su lugar utiliza las Ofertas de Disponibilidad de RUC, con la condición de que dichas Ofertas deben ser cero para toda la capacidad que ha sido designada como Capacidad de Adecuación de Recursos. El RUC también considera los Costos de Arranque y Carga Mínima para el comisionamiento óptimo de las unidades para cumplir con el objetivo de adquisiciones del RUC para los recursos no comprometidos en el MFI. Con base en estas Ofertas el proceso RUC calcula, además del nuevo Comisionamiento de Unidades y el proceso de despacho, los precios RUC en cada Nodo. Por lo tanto, el proceso RUC designa la Capacidad RUC según la ubicación.

5.2 Ofertas del RUC

El proceso CEN RUC es un proceso en el que los recursos presentan ofertas RUC y reciben pago por sus servicios. Los recursos que son elegibles para participar en el RUC están registrados en el CEN. Los recursos elegibles podrán presentar ofertas RUC al mercado RUC. Una oferta RUC es un par ($/MW, MW). El significado de oferta RUC difiere dependiendo de si el recurso que presenta la oferta RUC está bajo obligación de Adecuación de Recursos (RA).

Si un recurso no está bajo la obligación de RA, la oferta RUC que presenta el recurso se interpreta como una cantidad incremental de capacidad que el recurso está dispuesto a proporcionar en el mercado RUC además de su programa de energía DA.

Si un recurso está bajo obligación de RA, una cierta cantidad de capacidad de este recurso se registra en el CEN como capacidad de RA. La expectativa es que la capacidad de RA debe participar tanto en el proceso DA IFM como en el proceso RUC. Además, la capacidad RA debe participar en el proceso RUC con un precio de oferta RUC de $0/MW para toda la capacidad RA. Por lo tanto, el software inserta automáticamente una oferta RUC de $0/MW para toda la capacidad de RA; un recurso RA solo necesita presentar una oferta RUC para la capacidad que no es RA. En otras palabras, una oferta RUC presentada por un recurso RA se interpreta como una oferta RUC para la capacidad no RA además de la oferta RUC de $0/MW para la capacidad RA.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Un recurso no puede saltarse el IFM para participar directamente en el mercado RUC; el monto total de la adjudicación de RUC (que considera tanto la capacidad de RA más la cantidad de oferta de RUC presentada para un recurso de RA) está limitado por la cantidad de la oferta de energía menos la suma del programa de energía de DA y las adjudicaciones de Servicios Complementarios ascendentes. **Es decir, la suma de la energía programada en el DA, las adjudicaciones ascendentes de servicios Complementarios incluidas las autoprovisiones de Servicios Complementarios, y la adjudicación del RUC está limitada por la cantidad de la oferta de energía**.

5.3 Restricciones del RUC

Además de las restricciones de recursos y de red, que son comunes en todas las ejecuciones de SCUC, RUC impone dos restricciones adicionales:

- Restricciones de capacidad; y la
- Restricción de energía

Las **restricciones de capacidad** garantizan que se adquiera suficiente capacidad RUC para cumplir con el pronóstico de carga del CEN. Esto se hace aplicando el equilibrio de energía entre el suministro total (que incluye los programas de energía de DA IFM y la capacidad de RUC) y la demanda total (que incluye el pronóstico de carga de DA IFM). El pronóstico de carga se puede ajustar para aumentar el objetivo de RUC si hay Insuficiencia de la oferta de AS en DA IFM. La restricción de energía garantiza que el RUC no comprometerá una cantidad excesiva de energía de carga mínima de los recursos. Específicamente, la restricción garantiza que la suma de los siguientes términos no será mayor que un porcentaje configurable (por ejemplo, 95%) de la previsión de carga del sistema CEN:

- Programación de energía de generadores en el DA IFM
- Programación de energía en el DA IFM de reducciones de carga de las cargas participantes, y
- Energía de Carga Mínima comprometida por el RUC.

5.4 Ejecución del RUC y Adjudicaciones de Capacidad del RUC

El horizonte temporal de la optimización del RUC se puede configurar de varias formas de la siguiente manera:

- RUC optimiza en un horizonte temporal de 24 horas para el día siguiente (opción predeterminada);
- DA IFM optimiza para dos horizontes temporales consecutivos de 24 horas y RUC optimiza para un horizonte temporal de 48 horas para el día siguiente y el día subsiguiente; y

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

- RUC optimiza en un máximo de siete horizontes temporales consecutivos de 24 horas.

Cuando el horizonte temporal de optimización se extiende a más de 24 horas, las ofertas RUC de las primeras 24 horas se duplican para las horas restantes del horizonte temporal.

Las adjudicaciones de capacidad del RUC son la cantidad incremental de capacidad por encima de los programas de energía del DA IFM, que se necesitan para cumplir con el pronóstico de carga en la optimización de RUC. Hay una excepción:

- La porción de la capacidad que cubre la carga mínima no se considera adjudicación de capacidad RUC, es decir, no es elegible para compensación de disponibilidad RUC ya que la energía de carga mínima se compensa a través de la compensación del costo de comisionamiento (incluido el costo de carga mínima).

El CEN solo emitirá **instrucciones RUC** a los recursos que deben iniciarse en DA para que estén disponibles para cumplir con la carga en tiempo real. El CEN debería reevaluar las decisiones de comisionamiento en el RTM para los recursos que pueden iniciarse en el proceso HASP. Sin embargo, la disponibilidad de asesoramiento del RUC determinada por la solicitud del RUC se pondrá a disposición de los participantes del mercado incluso si no se emite una instrucción de puesta en marcha del RUC en el proceso DA.

5.5 Precios RUC

Los Precios Marginales Locales de RUC (RUC LMP) se calculan mediante la optimización de RUC en función de las ofertas de RUC. Un recurso que recibe una instrucción RUC será compensado por el producto de la adjudicación de capacidad RUC y el LMP RUC de su Ubicación. La determinación del RUC LMP es similar a la determinación del RUC LMP de energía, excepto que las ofertas del RUC se utilizan para el RUC LMP. El Precio RUC tiene asociados componentes de Energía, Pérdidas y Congestión similares a los LMP que se producen en el IFM.

5.6 Liquidación RUC

Aunque los proveedores de RUC son pagados por el RUC LMP, el costo incurrido por el CEN para adquirir la capacidad de RUC se asigna a la carga prorrateada en todo el sistema.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

6 Mercado en Tiempo Real

Este capítulo describe la propuesta de diseño óptimo para las aplicaciones del Mercado en Tiempor Real (RTM) del CEN, que se ejecutan en tiempo real. La mayoría de las aplicaciones RTM son periódicas y se ejecutan simultáneamente con Horizontes de Tiempo rodantes, pero con diferente periodicidad.

Este mercado debe introducirse inmediatamente en el CEN mediante una liquidación por separado.

El RTM involucra los siguientes procesos de mercado (Ver también la Sección 2.3.2.):

1) Mitigación del Poder de Mercado (MPM);
2) Proceso de Programación con una Hora de Anticipación (HASP) (Esta es una ejecución especial del RTUC);
3) Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) y Mercado de Quince Minutos (FMM);
4) Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC); y
5) Despacho Económico en Tiempo Real (RTED).

A continuación, presentamos la propuesta de diseño de cada uno de estos procesos de mercado, luego de presentar alguna información general básica sobre la mecánica del RTM.

6.1 Descripción General

6.1.1 Principios para el Despacho en Tiempo Real

Generalmente, el objetivo de un mercado en tiempo real (RTM) es el balance del sistema y el seguimiento de la carga más allá de la función normal del Control Automático de Generación (AGC). **AGC es principalmente un servicio de control más que de energía.** A medida que las unidades AGC salen de su Punto Operativo Preferido (POP) en respuesta a desviaciones de frecuencia y desviaciones netas de intercambio (no aplicable al sistema CEN), suministran o consumen energía de equilibrio temporalmente. Luego, esta energía se compra o se vende a recursos que participan en el RTM a intervalos regulares. A medida que los recursos seleccionados suministran o absorben la energía adquirida, las unidades AGC regresan a su POP y se restablece su margen de control.

Independientemente de la metodología de despacho particular que se emplee en un mercado en tiempo real, las desviaciones del cronograma se pueden clasificar en ***instruidas* y *no instruidas*.** Las desviaciones instruidas son el resultado de que los recursos participantes respondan a las instrucciones de despacho del CEN. Las

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

desviaciones no instruidas son el resultado de errores de pronóstico de carga, interrupciones forzadas y contingencias, comportamiento estratégico, limitaciones de modelado, incumplimiento de las instrucciones de despacho, etc. Las **desviaciones instruidas generalmente fijan precios, mientras que las desviaciones no instruidas son tomadoras de precios y pueden estar sujetas a sanciones.** Las desviaciones no instruidas provocan la respuesta del AGC para equilibrar el sistema, creando requisitos de energía de desbalance que se cumplen mediante desviaciones instruidas calculadas de manera óptima por el RTM. La Figura 3-2 ilustra el circuito de retroalimentación entre las desviaciones instruidas y no instruidas en la operación del RTM y su interacción con el AGC.

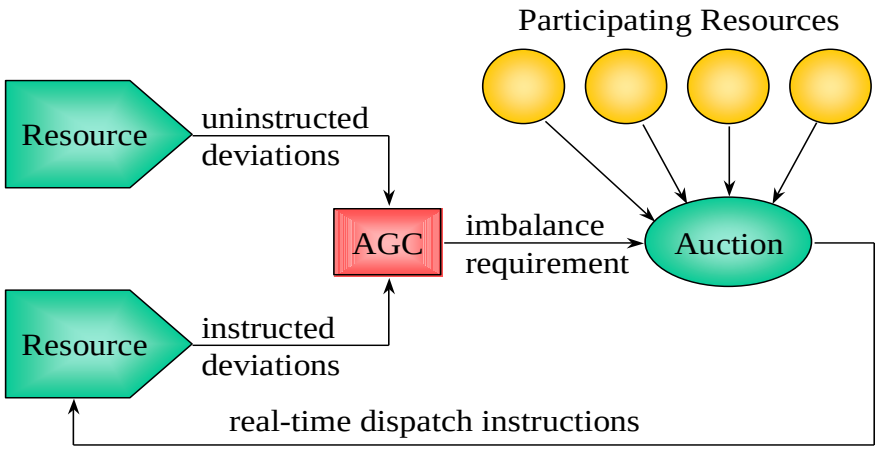


Figura 6-1: Interacciones entre el Mercado de Energía y el AGC en Tiempo Real

El reddespacho de los recursos seleccionados debería producir un resultado factible, es decir, no debería violarse ninguna restricción de recursos, red o seguridad. Además, si se producen violaciones de este tipo debido a cambios en las condiciones del sistema, se deben redistribuir recursos para eliminar estas violaciones incluso si no hay un desbalance en el sistema.

6.1.2 Inicialización del Despacho en Tiempo Real

El RTM debe ejecutarse periódicamente antes del inicio de cada intervalo de despacho para permitir un retraso en el tiempo de ejecución, la revisión del operador y la comunicación de las instrucciones de despacho del CEN a los SC y eventualmente a los recursos participantes.

Las aplicaciones RTM deben implementar un Modelo Completo de la Red (FNM) y hacer cumplir todas las restricciones de la red calculando un precio marginal local (LMP) en cada nodo de la red. El enfoque de despacho del CEN consiste en inicializar el despacho óptimo de cada recurso participante en el DOT, obtenido de la solución SE actual, u opcionalmente la telemetría (cuando esté disponible y sea confiable), considerando la

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

tasa de rampa aplicable y los límites de capacidad, como se muestra en la Figura 6-2. Cuando la solución SE o la telemetría son malas o no están disponibles, se puede utilizar el último DOT para la inicialización [38].

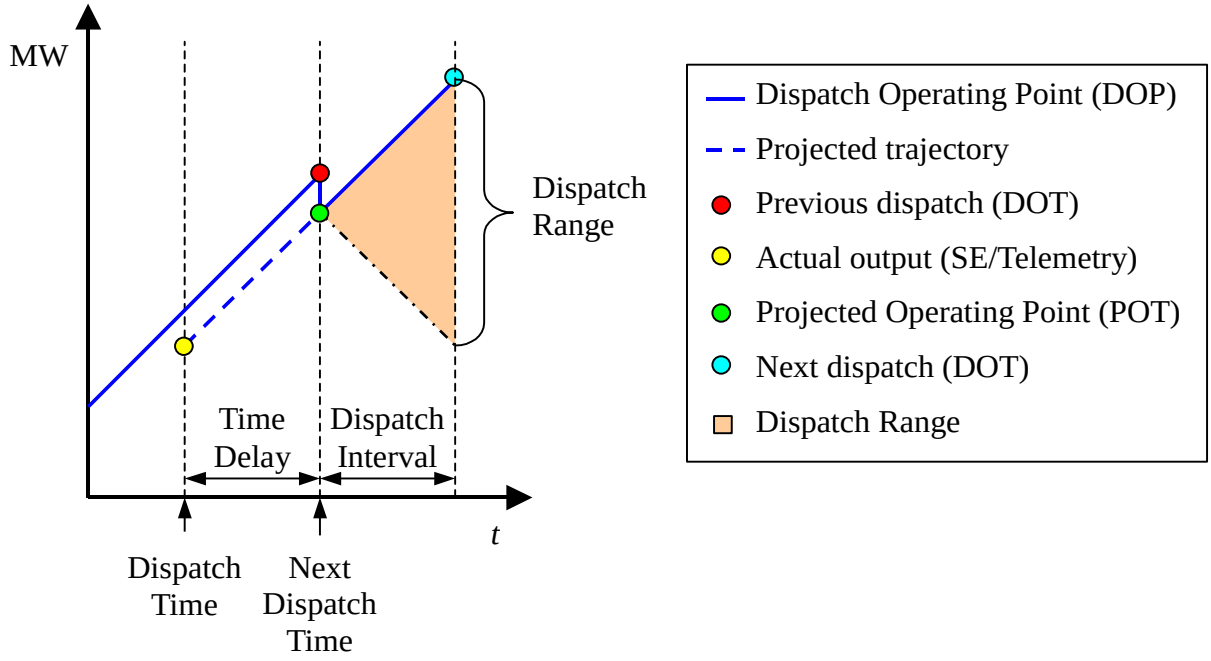


Figura 6-2: Inicialización del Despacho en el CEN RTM

El enfoque de despacho CEN garantiza que las desviaciones no instruidas se tengan en cuenta en el cálculo del despacho óptimo, de modo que las instrucciones de despacho sean siempre factibles a nivel de recursos. Por la misma razón, no es necesaria ninguna modificación en los requisitos de energía de desbalance para tener en cuenta desviaciones no deseadas, lo que lleva a un diseño más simple y compacto.

6.1.3 Rampas Simétricas en el Despacho en Tiempo Real

De acuerdo con las mejores prácticas, proponemos un diseño RTM que implementa rampas simétricas entre intervalos, lo que significa que el DOT se calcula para la mitad de cada intervalo de despacho.

Rampa de Intervalos Cruzados

Para algunos ISO, el objetivo operativo de despacho (DOT) se encuentra al final del intervalo de despacho y la aplicación de despacho en tiempo real (RTD) del RTM calcula

[38] George Angelidis, Alex Papalexopoulos "On the Operation and Pricing of Real-Time Competitive Electricity Markets", presentado en la reunión IEEE/PES Winter Power de 2002, Nueva York, Nueva York, 29 de enero de 2002

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

el despacho óptimo para satisfacer la demanda pronosticada en ese momento. RTD despacha recursos a máxima tasa (según su oferta) comenzando al comienzo del intervalo de despacho hasta que alcanzan su DOT, lo que podría suceder al final del intervalo. Esta regla de aumento conduce a un aumento asimétrico de recursos que son marginales o de capacidad limitada. **Suponiendo una variación suave de la carga y dejando de lado todos los demás factores, esta asimetría da como resultado un error de control de área (ACE) temporal debido a un seguimiento imperfecto de la carga dentro del intervalo de despacho. El ACE está sesgado, lo que da como resultado una energía reguladora distinta de cero a lo largo de la hora**.

Debido a la observación anterior, recomendamos las aplicaciones CEN RTM para calcular el despacho óptimo para satisfacer la demanda promedio pronosticada en cada intervalo de despacho, colocando efectivamente al DOT en el centro del intervalo de despacho. Con este cálculo, se espera que los recursos enviados sigan las instrucciones de despacho que se extienden simétricamente a lo largo de cada límite de intervalo de despacho, como se muestra en Figura 6-3. Una rampa estándar (que se muestra en azul en Figura 6-3) entre los centros de intervalos de despacho consecutivos proporciona el mejor seguimiento de carga posible y simplicidad, ya que se aplica uniformemente a todos los recursos enviados. **Las rampas simétricas más rápidas (mostradas en rojo en Figura 6-3) contribuyen a las oscilaciones ACE debido a un seguimiento imperfecto de la carga a través de los límites del intervalo de despacho**. Sin embargo, el ACE es simétrico a lo largo de los límites de los intervalos, lo que da como resultado magnitudes de ACE más bajas y energía reguladora neta cero

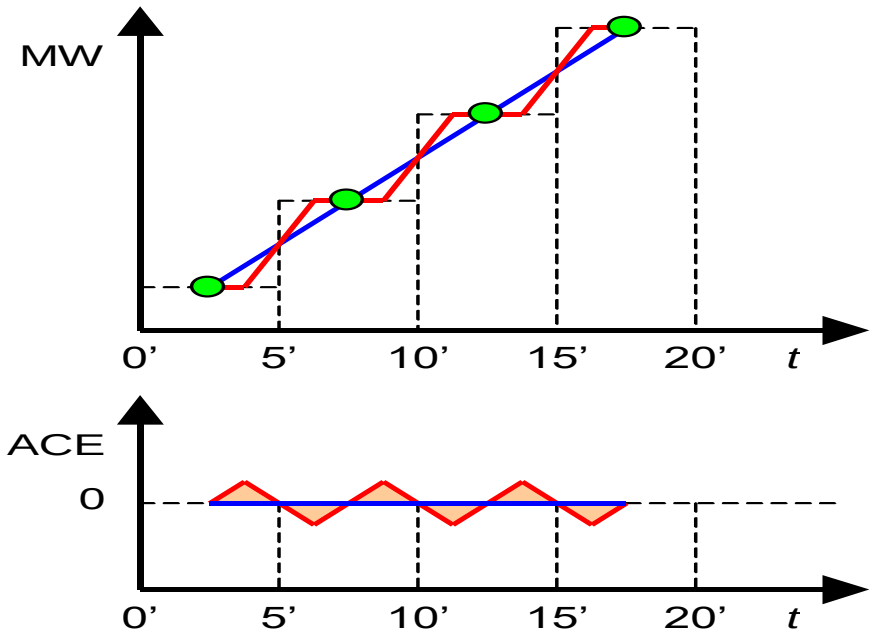


Figura 6-3: Rampa simétrica de despacho propuesta por el CEN

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

en los intervalos. Se adopta la rampa estándar debido a su simplicidad, transparencia y uniformidad y a la menor dependencia de la regulación.

Impacto de una Tasa de Rampa Variable

Las tasas de rampa variables introducen cierta complejidad en estas reglas de rampa cruzadas entre intervalos y horas, que de otro modo serían simples. Si la tasa de rampa cambia durante la rampa, el DOP ya no puede ser simétrico a lo largo del límite del intervalo de despacho. En ese caso, la rampa debe ser la rampa más suave posible a lo largo de la ventana de rampa de 5 minutos que dé como resultado una energía de rampa simétrica (cancelación), si es posible. De manera similar, si la tasa de rampa cambia durante la rampa, el DOP ya no puede ser simétrico a lo largo del límite horario. En ese caso, la rampa debe ser nuevamente la rampa más suave posible dentro de la ventana de rampa de 20 a 60 minutos que dé como resultado una energía de rampa simétrica (cancelación), si es posible.

6.1.4 Requisitos de Desbalance de Energía y Sesgo

Proponemos proporcionar al CEN la capacidad de sesgar los requisitos de desbalance de energía (que impulsan el RTM) dentro del horizonte temporal relevante para reflejar información que es conocida por el operador, pero no por el RTM. Una interrupción pendiente que aún no se refleja en el Programador de Interrupciones del CEN, una reducción pendiente de una carga grande o una desviación grande esperada no indicada son ejemplos de condiciones que pueden requerir esta acción. **El sesgo de energía de desbalance es utilizado por todas las aplicaciones RTM mientras está vigente.**

El requisito de energía de desbalance es el lado derecho de la restricción del equilibrio de potencia en la formulación de despacho óptimo. El requerimiento de energía de desbalance para cada intervalo de tiempo en el RTM se calcula como la predicción de carga obtenida del Predictor de Carga de Muy Corto Plazo (VSTLP) para ese intervalo (que es una aplicación externa al mercado energético), reducida por el suministro fijo y la contribución de pérdida marginal de los recursos participantes en el punto operativo base utilizando factores de sensibilidad a la pérdida. La contribución a la pérdida marginal de los recursos participantes (despachables) se debe restar del lado derecho porque la proyección de carga incluye las pérdidas del sistema en el punto operativo base**. El punto de operación base es una solución de flujo de potencia obtenida a intervalos de 15 minutos a partir de la solución SCUC utilizando una holgura de carga distribuida y se utiliza para linealizar las ecuaciones de flujo de potencia no lineales. Los factores de sensibilidad de pérdida se calculan a partir del análisis de sensibilidad en esa solución de flujo de energía y, por lo tanto, representan una**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

aproximación de pérdida lineal debido a las desviaciones de los recursos participantes y de las cargas no participantes.

No es necesario reflejar las desviaciones no instruidas en el requisito de energía de desbalance porque el despacho se inicializa en el POT, que se extrapola de la solución del Estimador de Estado del Sistema EMS y, por lo tanto, cualquier desviación no instruida ya está contabilizada.

6.2 Mitigación del Poder de Mercado

Esta es la misma función que presentamos en el Capítulo 3. No se requiere información adicional.

6.3 Proceso de Programación de la Hora Anterior

6.3.1 Objetivos y Diseño del HASP

Esta sección describe el Proceso de Programación de Hora Anterior (HASP) del RTM.

Proponemos que el HASP sea un proceso de programación CEN con una hora de antelación durante el tiempo real. **La funcionalidad HASP está incluida en una ejecución horaria especial del RTUC**. El RTUC utiliza una optimización SCUC y se ejecuta cada 15 minutos.

El HASP permite al CEN emitir instrucciones de pre-despacho de forma horaria a los recursos que presentan ofertas en bloque de forma horaria. Las instrucciones de pre-despacho por hora consisten en Cronogramas Propuestos del HASP para Ofertas Económicas en Bloque de forma horaria con Opción dentro de la hora que pueden cambiar por razones económicas como máximo una vez durante el horario de negociación.

El HASP, al igual que las otras ejecuciones de RTUC, utiliza la misma optimización SCUC y FNM que IFM, con FNM actualizado para reflejar los cambios en las condiciones del sistema según corresponda, para garantizar que las asignaciones de recursos DR despachables en 60 minutos sean viables.

En lugar de despejar las Ofertas contra las posturas de Demanda como en el IFM, HASP fija la Oferta contra el pronóstico de demanda del CEN (como se muestra a continuación).

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

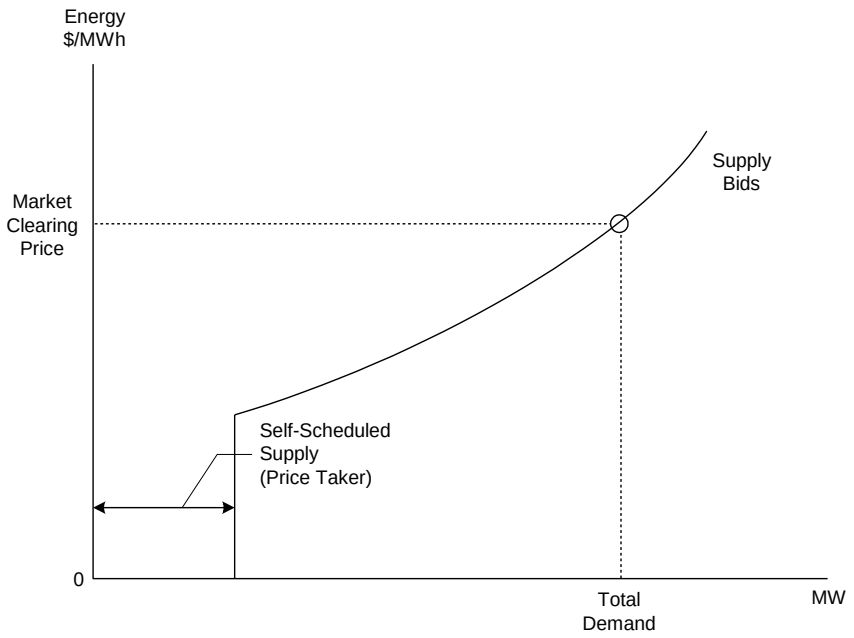


Figura 6-4: Despeje del Mercado HASP (sin Congestión y sin Pérdidas)

La optimización HASP despeja las ofertas, incluidas las autoprogramaciones, de los recursos que envían ofertas en bloque y de los recursos de respuesta a la demanda (DR) que se han registrado para la opción de envío de ofertas de 60 minutos y han ofertado en el RTM. La optimización HASP no ajusta las Autoprogramaciones presentadas a menos que no sea posible equilibrar la Oferta y la Demanda CEN y gestionar la Congestión utilizando las Ofertas Económicas Efectivas disponibles, en cuyo caso el HASP realiza ajustes a las Cantidades sin precio.

Las cantidades de MWh de suministro autoprogramado que se liquidan en el HASP constituyen un despacho factible para el RTM en el momento en que se ejecuta HASP, pero los resultados de HASP no constituyen un cronograma final para los recursos o DR que se han registrado para la opción de despacho de oferta de 60 minutos, y han ofertado en el RTM, porque estos recursos pueden ajustarse en el FMM o RTED si es necesario para gestionar la Congestión y balancear la Oferta y la Demanda.

El CEN debe emitir Programaciones Sugeridas del HASP que se consideran Autoprogramaciones o Autoaprovisionamiento en cada uno de los cuatro intervalos del FMM.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

6.3.2 Cronología del HASP

El cronograma HASP propuesto se ilustra en la

Figura 3-3: . El HASP utiliza las mismas ofertas de energía y servicios Complementarios en tiempo real que presenta *T*-75', donde *T* es el comienzo de la Hora de Negociación. **El HASP se realiza inmediatamente después del proceso MPM que se ejecuta en *T*-67,5' una vez cada hora.** La ejecución HASP se completa al *T* -45'. Los cronogramas de Energía por Hora y las adjudicaciones de Servicios Complementarios por Hora para recursos predespachados por hora en esa Hora de Negociación se publican a más tardar en *T* -45'. El Horizonte de Tiempo HASP es de una hora y 45 minutos comenzando en *T* -45' y terminando en *T* +60'. Las ofertas que se presenten en *T* -75' para el Horario de Negociación entre *T* y *T* +60' son mitigadas por el proceso MPM que se ejecuta en *T* -67,5'. Las ofertas que se utilicen para la porción del horizonte temporal entre *T* -45' y *T* fueron presentadas en *T* -135' y mitigadas por el proceso MPM y RRD que se ejecutó en *T* -127.5'.

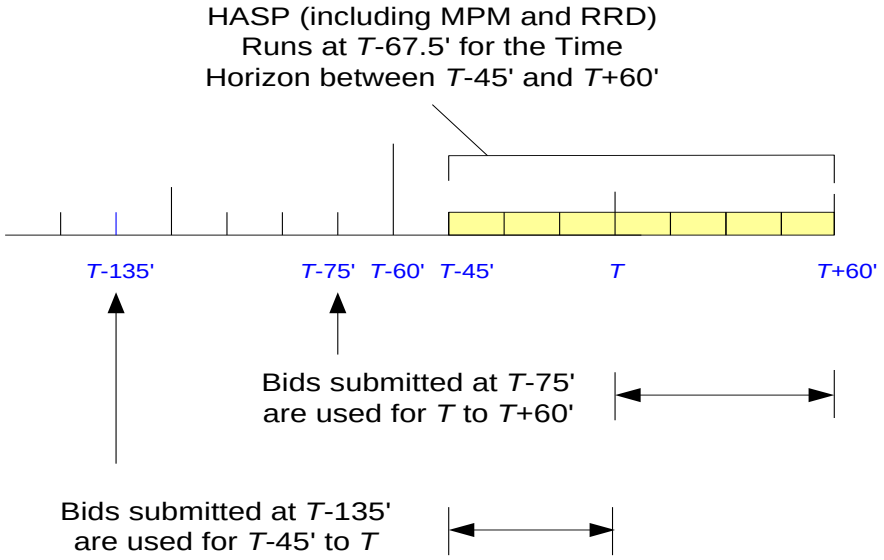


Figura 6-5: Ilustración del Cronograma Propuesto para HASP

6.3.3 Pre-Despacho del HASP

El HASP determina los programas de energía para los recursos predespachados por hora para la hora de negociación (es decir, entre *T* y *T* +60') cada hora en lugar de cada 15 minutos. Esto se logra imponiendo restricciones que aseguren que los programas de energía para los cuatro intervalos de 15 minutos sean iguales.

Los resultados específicos del HASP son:

1. Precios HASP

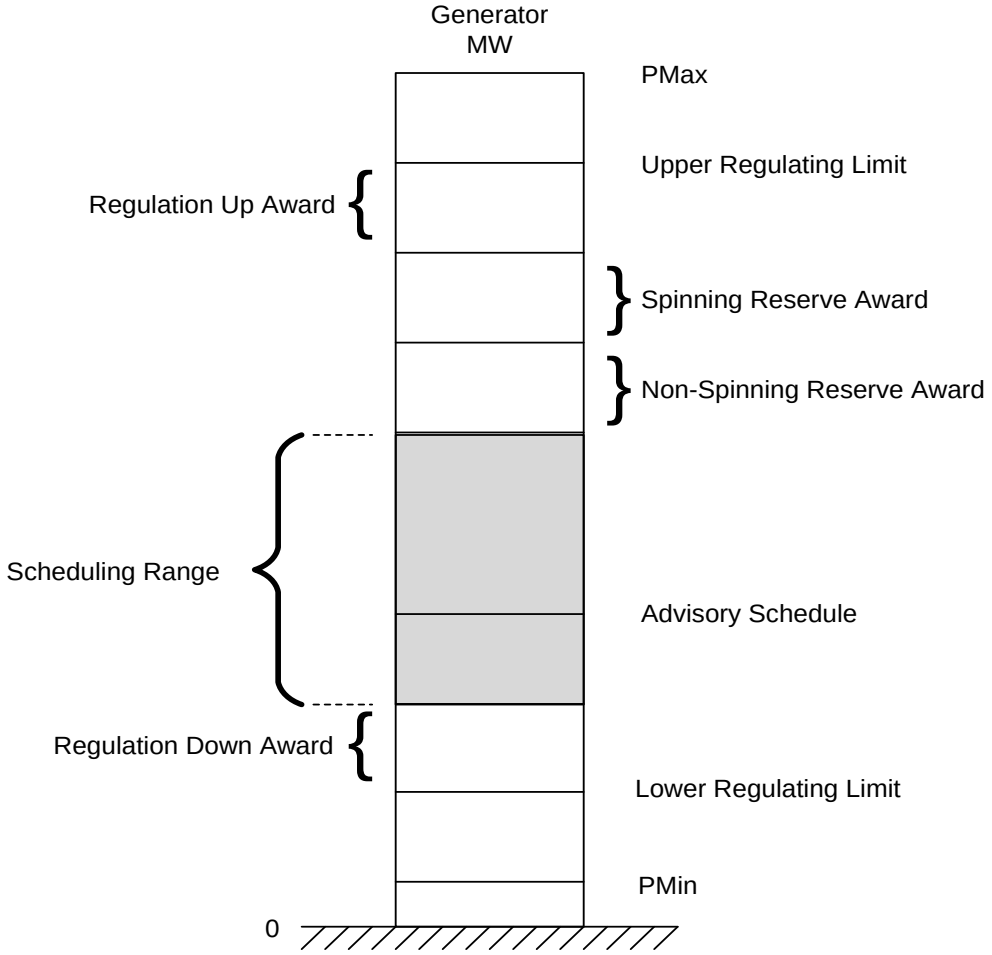
 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

HASP produce un LMP **sugerido** de 15 minutos para los cuatro intervalos de 15 minutos del horario de negociación aplicable. La optimización HASP no produce precios de Liquidación de Energía o Servicios Complementarios. Las ofertas aceptadas a través de HASP se liquidan según los cronogramas y adjudicaciones de FMM y los LMP y ASMP de FMM.

2. Cronograma Propuesto del HASP

La Figura 6-6 ilustra el cronograma sugerido para una unidad generadora para un incremento de tiempo particular del HASP. Los Horarios de Energía para Unidades Generadoras son de asesoramiento para todos los intervalos de la ejecución HASP, así como para todos los intervalos de las otras tres ejecuciones de FMM. También es consultivo para todos los intervalos las adjudicaciones de Servicios Complementarios para Unidades Generadoras.

Figura 6-6: Cronograma Propuesto del HASP



 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

6.4 Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) y Mercado de Quince Minutos (FMM)

6.4.1 Objetivos y Diseño de RTUC

El proceso RTUC utiliza SCUC y se **ejecuta cada 15 minutos** para:

- Tomar decisiones de comisionamiento para las Unidades de Arranque Corto que puedan comenzar dentro del Horizonte Temporal del proceso RTUC
- Determinar cronogramas FMM financieramente vinculantes y los LMP correspondientes
- Determinar cronogramas FMM operativamente vinculantes para los DR
- Adquirir AS adicionales requerido y volver a calcular el ASMP utilizado para liquidar la capacidad de AS adquirida para el siguiente intervalo de AS en tiempo real de 15 minutos
- Determinar los LMP de LAP para su uso en la liquidación de la demanda.
- Previsiones y límites de proceso para las RESs.

El RTUC evalúa las necesidades de AS y procura cualquier déficit cada 15 minutos. Los recursos comprometidos por CEN RTUC para proporcionar una Reserva en Giro adicional y los recursos fuera de línea que proporcionan una Reserva no en Giro adicional son elegibles para la recuperación de costos de la oferta. La capacidad de RUC adquirida en el DAM se puede utilizar para la adquisición de AS en RTM.

La adquisición de Regulación en Tiempo Real puede ser necesaria para recuperar el margen de regulación perdido debido a interrupciones o reducciones de potencia. La regulación adquirida en RTUC se paga el ASMP de 15 minutos en la ubicación del recurso.

6.4.2 Resultados de Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real

Las instrucciones de comisionamiento resultantes basadas en RTUC son las decisiones finales con respecto a los comisionamientos de recursos para ajustar los cronogramas del Día Anterior. No se toman otras decisiones de comisionamiento.

Tanto las adjudicaciones vinculantes como la información del primer intervalo y los resultados de las recomendaciones de los intervalos restantes en el horizonte temporal del FMM están a disposición de los SC.

- **Adjudicaciones de Servicios Complementarios** – generados por FMM. La adjudicación AS identifica por separado la adjudicación del Día Anterior, el auto-aprovisionamiento calificado en Tiempo Real y la adjudicación de AS en Tiempo Real. Para reserva en giro y no en giro, también se reporta el indicador de Despacho de Contingencias.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

- **Cronogramas de Energía** – generados por FMM.
- **Instrucciones de comisionamiento** - generadas por RTUC.
- **Pronóstico RES**: el pronóstico específico de recursos de 15 minutos utilizado en FMM se informará a los SC.

6.4.3 Precios de Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real

El RTUC incluye una ejecución de precios para calcular los LMP y ASMP de FMM. El FMM produce LMP de 15 minutos para la liquidación de Oferta y Demanda.

El FMM también produce ASMP de 15 minutos para cualquier reserva operativa otorgada en FMM. Estos ASMP corresponderán a las adjudicaciones de Servicios Complementarios adquiridas para el intervalo FMM aplicable.

El CEN debe publicar tanto los precios financieramente vinculantes del primer intervalo como los precios de asesoramiento de los intervalos restantes en el horizonte temporal del FMM.

6.5 Comisionamiento de Unidades de Corto Plazo (STUC)

Esta sección describe la aplicación del Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC) del RTM.

6.5.1 Objetivos y Diseño del STUC

Al final de cada hora de negociación, inmediatamente después de que se completen el FMM y el RTUC para el mismo intervalo, el CEN debe realizar una ejecución STUC de aproximadamente cuatro horas utilizando SCUC y el pronóstico de carga del CEN para comprometer unidades de Arranque Corto con tiempos de Arranque mayores que el Horizonte Temporal cubierto por el FMM. El horizonte temporal para la ejecución de optimización STUC se extiende tres horas más allá de la hora de negociación para la cual se ejecutó la optimización FMM y **replica las ofertas** utilizadas en esa hora de negociación para estas horas adicionales.

La aplicación STUC utiliza el motor SCUC, Optiimzación de Mercado, y aplica las mismas restricciones que están presentes en todas las ejecuciones de RTUC. El STUC produce una solución de Comisionamiento de Unidades para cada intervalo de 15 minutos dentro del Horizonte Temporal.

Una instrucción de inicio producida por STUC se considera consultiva si no es vinculante, es decir, cuando el recurso puede alcanzar su tiempo de Arranque objetivo (según lo determinado en la ejecución STUC actual) en una ejecución RTUC posterior en función

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de su tiempo de Arranque. Una Instrucción de Inicio producida por STUC que resulta en un cambio en el Estado del Comisionamiento se emite después de la revisión y aceptación de la Instrucción de Arranque por parte del Operador de CEN.

El STUC no produce precios para las Liquidaciones. El proceso STUC solo compromete las unidades necesarias para cumplir con los desbalances en Tiempo Real. En la medida en que una unidad se comprometa a través de STUC, se proporciona una instrucción de Arranque a ese recurso.

6.5.2 Cronología del STUC

El cronograma del STUC se ilustra en la

Figura 3-4: . El STUC utiliza las mismas ofertas de energía y servicios Complementarios en tiempo real que utiliza HASP después de MPM. El STUC se realiza a T -52,5' una vez cada hora. El horizonte temporal del STUC es de cuatro horas y 15 minutos comenzando en T -15' y terminando en *T* +240'. **El STUC determina si algunos recursos de larga duración deben iniciarse con suficiente antelación para satisfacer la demanda dentro del horizonte temporal**. Las ofertas que se utilizan para la porción del Horizonte Temporal entre *T* -15' y *T* fueron presentadas en *T* -135' y mitigadas por el proceso MPM que se ejecutó en *T* -127.5'. Las ofertas que se utilizan para la porción del Horizonte Temporal entre *T* y *T* +240' fueron presentadas en *T* -75' y mitigadas por el proceso MPM que se ejecutó en *T* -67.5'.

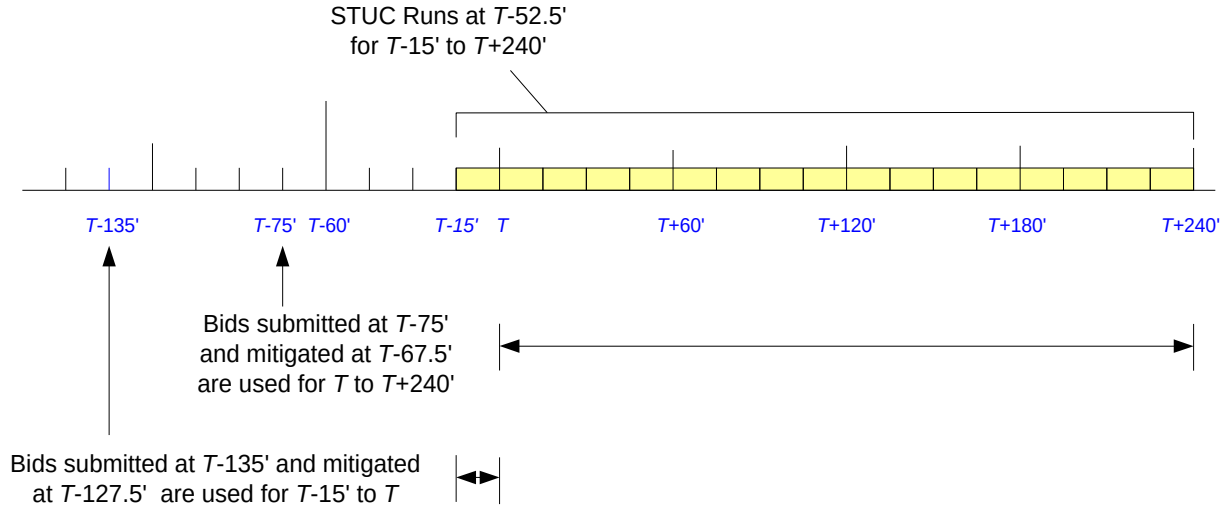


Figura 6-7: Ilustración de la Cronología del CEN STUC

6.5.3 Comentarios Adicionales del STUC

El STUC produce una solución de Comisionamiento de Unidades para cada intervalo de 15 minutos dentro del horizonte temporal. El STUC reconoce las condiciones iniciales y

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

respeta las instrucciones vinculantes de comisionamiento (Arranques o Apagados) que hayan sido instruidas previamente. Por lo tanto, algunas de estas variables de decisión binarias están predeterminadas o restringidas por instrucciones de comisionamiento vinculantes y condiciones iniciales emitidas previamente. Para las decisiones de comisionamiento restantes que se reflejan en la solución de comisionamiento, el STUC emite instrucciones de comisionamiento vinculantes **solo si la decisión de comisionamiento no puede posponerse para su reevaluación en la siguiente ejecución del STUC, es decir, cuando un recurso debe ser notificado inmediatamente, considerando su tiempo de Arranque, para que pueda estar en línea en el intervalo necesario.** Si STUC puede reevaluar el comisionamiento de un recurso en ejecuciones posteriores y hay tiempo suficiente para poner en marcha el recurso, la decisión de comisionamiento es solo consultiva.

6.6 Despacho Económico en Tiempo Real (RTED)

Esta sección describe la función de Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) del RTM. El RTED utiliza el motor de optimización SCED y no realiza Comisionamiento de Unidades ni aplica restricciones intertemporales que dependan del uso de variables de decisión enteras. El RTED tampoco contrata ningún Servicio Complementario (AS) adicional. El estado de comisionamiento de recursos y sus adjudicaciones de AS se obtienen del FMM y permanecen fijos en el RTED, excepto por cualquier instrucción de comisionamiento Fuera de Secuencia (OOS) (llamados despachos excepcionales) e interrupciones que puedan ocurrir. El RTED envía recursos para cumplir con los requisitos de desbalance energético durante el horizonte temporal correspondiente a un costo mínimo según las ofertas de energía disponibles y sujeto a limitaciones de recursos y de red, según corresponda.

En resumen, el RTED produce instrucciones de despacho y despachos excepcionales.

El objetivo de RTM es equilibrar el sistema y seguir la carga más allá del funcionamiento normal del AGC. AGC es principalmente una herramienta de control más que un servicio energético. A medida que las unidades AGC responden a las desviaciones de frecuencia, suministran o consumen temporalmente energía de equilibrio, alejándose así de su Punto de Operación Preferido (POP). El CEN equilibra las necesidades de energía en un intervalo de 5 minutos utilizando recursos que participan en el RTM, lo que permite al CEN acercar las unidades AGC a sus POP.

Las desviaciones del cronograma de recursos se clasifican en instruidas y no instruidas. Las desviaciones instruidas son el resultado de que los recursos participantes respondan a las instrucciones de despacho del CEN. Las desviaciones no instruidas son el resultado de errores de pronóstico de carga (es decir, un recurso de carga que varía de su cronograma), interrupciones forzadas y contingencias, comportamiento estratégico,

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

limitaciones de modelado, incumplimiento de las instrucciones de despacho, etc. Las **desviaciones instruidas fijan los precios, mientras que las desviaciones no instruidas son tomadores de precios y pueden estar sujetos a sanciones.**

Las desviaciones no instruidas provocan la respuesta del AGC para equilibrar el sistema. Las Instrucciones de Despacho para cada recorrido del RTED cumplen con los requisitos de energía proyectados durante el horizonte temporal de ese recorrido, sujeto a limitaciones operativas de recursos y transmisión, teniendo en cuenta el pronóstico de carga CEN a corto plazo.

El despacho de los recursos seleccionados por parte de RTED debería tener un resultado factible, es decir, no debería violarse ninguna restricción de recursos, red o seguridad. Además, si se producen violaciones de este tipo debido a cambios en las condiciones del sistema, se deben redespachar recursos para eliminar estas violaciones incluso si no hay un desbalance en el sistema.

El RTED produce instrucciones de despacho que, después de la revisión del operador, se envían a los SC correspondientes. **El RTED también calcula los Precios Marginales Locales (LMP) para cada intervalo de despacho y el Punto Operativo de Despacho (DOP) para cada recurso despachable en función del tiempo**. El DOP es la trayectoria *esperada* de la producción de energía de un recurso a medida que responde a las instrucciones de despacho. El DOP atraviesa los Objetivos Operativos de Despacho (DOT) según las reglas de rampa entre intervalos y horas cruzadas como se describió anteriormente.

El RTED tiene tres modos de funcionamiento mutuamente excluyentes que se describen en las siguientes tres secciones.

6.6.1.1 Despacho en Intervalos en Tiempo Real

El Despacho en Intervalos en Tiempo Real (RTID) es el modo de funcionamiento normal del RTED. RTID se ejecuta cada 5 minutos a la mitad de cada intervalo de 5 minutos. El horizonte de tiempo RTID se compone actualmente de 7 intervalos de 5 minutos y comienza 7½ minutos (el retraso de tiempo) después de cada hora de despacho. **El despacho para el primer intervalo de despacho del Horizonte Temporal es financieramente vinculante y se comunica a las SC. El despacho para los intervalos de despacho restantes en el Horizonte Temporal es consultivo y no se comunica a los SC.**

Hay un retraso entre la hora de despacho y el inicio del Horizonte Temporal que permite el tiempo de ejecución, la revisión del operador, la comunicación de las instrucciones de despacho y el aumento de recursos hacia el DOT. Para RTID, el tiempo de retardo es de 7½ min y se compone de lo siguiente: a) tiempo de ejecución de hasta 2 min; b) período

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de revisión del operador de al menos 75 segundos; c) ventana de tiempo de hasta 105 segundos antes de la próxima hora de despacho cuando comienza la rampa hacia el DOT; y d) 2½ min, es decir, medio intervalo de despacho, de rampa entre intervalos antes del inicio del primer intervalo de despacho del Horizonte de Tiempo. Las instrucciones de despacho se envían automáticamente al final del período de revisión, es decir, 105 segundos antes de la siguiente ejecución de despacho, a menos que estén bloqueadas por el operador CEN.

Todas las aplicaciones RTM intercambian datos continuamente. Los cronogramas vinculantes de la hora anterior y las adjudicaciones de AS para los recursos predespachados por hora calculados por HASP se mantienen fijos en RTUC, STUC y RTED, a pesar de cualquier ajuste operativo. Las adjudicaciones de AS vinculantes calculadas por el RTUC también se mantienen fijas en RTED, a pesar de las interrupciones forzadas. Las decisiones de comisionamiento vinculantes calculadas por HASP, RTUC o STUC son respetadas por todas las aplicaciones RTM en ejecuciones posteriores.

El RTID no impone ninguna restricción intertemporal, excepto los límites de tasa de rampa y los límites de energía. El RTID emplea el Modelo Completo de la Red; sin embargo, no itera con la función de análisis de red para realizar flujos de energía o análisis de contingencia. El RTID utiliza los factores de penalización por pérdida y los factores de distribución de transferencia de energía calculados mediante la última linealización de la red realizada por RTUC. Por lo tanto, se supone que la red permanece lineal a medida que RTID refina sucesivamente el despacho RTUC durante un intervalo de 15 minutos cada 5 minutos.

6.6.1.2 Despacho Manual en Tiempo Real

La aplicación del Despacho Manual en Tiempo Real (RTMD) es un proceso de despacho de respaldo que se puede activar en cualquier momento cuando el RTID no logra converger debido a datos incorrectos, problemas con el modelo de red o falla del motor de optimización [39]. Cuando se activa, el RTMD se ejecuta cada 5 minutos en lugar del RTID en los mismos horarios de despacho, hasta que el operador vuelve al RTID. Sin embargo, las otras aplicaciones RTM, a saber, HASP, RTUC y STUC, continúan ejecutándose normalmente cada 15 minutos y cada hora, respectivamente.

El RTMD se diferencia del RTID en los siguientes aspectos:

- RTMD tiene un único intervalo de despacho de 5 minutos.

---

[39] Harry Singh, Alex Papalexopoulos "Opciones de diseño alternativas para un mercado de equilibrio en tiempo real", presentado en la Conferencia IEEE PICA de 2001, Sydney, Australia, del 19 al 24 de mayo de 2001.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

- Los recursos se distribuyen en orden de mérito según las ofertas de energía y los límites de las tasas de rampa, pero ignorando las pérdidas de transmisión y las limitaciones de la red. Al operador se le presenta una lista de orden de mérito de ofertas viables y un requisito de Desbalance Energético del Sistema que debe cumplirse. Las ofertas se seleccionan en la lista de orden de mérito para cumplir con el requisito de desbalance energético.
- El despacho debe ser enviado manualmente a los SC por el operador; no se realiza ninguna transferencia automática.
- Se produce un Precio de Equilibrio de Mercado (MCP) para todo el sistema (a diferencia de los LMP) para el intervalo de despacho.

6.6.1.3 Despacho de Contingencia en Tiempo Real

La aplicación de Despacho de Contingencias en Tiempo Real (RTCD) se puede activar en cualquier momento para abordar contingencias mediante el despacho de Reserva Operativa de contingecias. El RTCD se activa cuando una solución de Estimador de Estado (SE) está disponible después de la ocurrencia de una contingencia que califica como un evento significativo. La solución SE está disponible normalmente en intervalos de reloj de 5 minutos para proporcionar un punto operativo base para RTID.

El RTCD se diferencia del RTID en los siguientes aspectos:

- El tiempo de despacho puede ser en cualquier momento.
- Cuando se activa el RTCD, el RTID o RTMD, cualquiera que sea el modo que esté activo, se suspende inmediatamente y no se puede reanudar hasta después de los siguientes 5 minutos de la hora de despacho.
- Cualquier instrucción de despacho pendiente antes de que se active el RTCD se descarta y no se envía a los SC.
- El RTCD tiene un único intervalo de despacho de 10 minutos. Se utiliza un intervalo de despacho de 10 minutos para que la Reserva no en Giro de recursos con Carga Mínima cero y sin restricciones intertemporales se pueda distribuir de manera óptima.
- El retraso de tiempo entre la hora de despacho y el inicio de la rampa para el DOT es configurable y se establece inicialmente en dos minutos.
- Las ofertas de Reserva Operativa Contingente se publican automáticamente para un despacho óptimo.
- El despacho debe ser enviado manualmente a los SC por el operador; no se realiza ninguna transferencia automática.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El RTCD calcula un despacho contingente para el intervalo de despacho de 10 minutos, presenta el despacho al operador y espera la aprobación. El operador puede bloquear o editar despachos individuales como de costumbre y luego despachar manualmente el despacho a los SC, o bloquear y descartar todo el despacho. El RTCD permanece inactivo después de esperar las instrucciones del operador; sin embargo, el RTUC sigue funcionando cada 15 minutos. El operador puede iniciar manualmente otra ejecución de RTCD, o cambiar a RTID o RTMD, que se reanuda en la siguiente hora de despacho aplicable (el punto medio de un intervalo de reloj de 5 minutos).

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

7 Mercado de Derechos Financieros de Transmisión (FTR)

7.1 Descripción general

La implementación de un mercado de FTR es una parte integral de la arquitectura de mercado nodal basada en LMP. Como tal, recomendamos encarecidamente la instalación de dicho mercado en el CEN al mismo tiempo que se instala el LMP nodal del DAM financieramente vinculante.

Los FTR son instrumentos financieros que permiten a los titulares de dichos instrumentos gestionar la variabilidad de los costos de congestión que se producen según los protocolos de gestión de la congestión que se basan en el precio marginal local (LMP), como se propone como diseño óptimo del mercado de energía en el CEN. Los FTR se adquieren principalmente con el propósito de compensar los costos asociados con los costos de congestión de IFM que ocurren en el mercado del día anterior (como se presentó en el Capítulo 4). También pueden utilizarse para otras actividades legítimas, muchas de las cuales aumentarán la liquidez del mercado FTR. Sólo los FTR de obligación pueden adquirirse a través de los procesos de Asignación FTR y Subasta FTR. Los FTR de opción no están disponibles a través de los procesos de Asignación FTR y Subasta FTR y solo están disponibles para Instalaciones de Transmisión Mercante.

Hay dos tipos de FRT: FTR de Obligación y FTR de opción:

FTR de Obligación: Un FTR de obligación (o CRR) da derecho a su titular a recibir un Pago FTR si la Congestión en una Hora de Negociación determinada está en la misma dirección que el FTR de obligación, y requiere que el Titular de FTR pague un Cargo FTR si la Congestión en una hora de negociación determinada está en la dirección opuesta al FTR. Los pagos de FTR a los titulares de obligaciones de FTR se basan en el costo de congestión por MWh, que equivale a los montos positivos del costo marginal de congestión (MCC) en el sumidero de FTR menos el MCC en la fuente de FTR multiplicado por la cantidad de MW del FTR. Los cargos de FTR por obligaciones de FTR asociadas con la congestión en la dirección opuesta se basan en los montos negativos de la diferencia en MCC entre el sumidero de FTR y la fuente de FTR. El pago de la obligación CRR se muestra en la siguiente figura.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

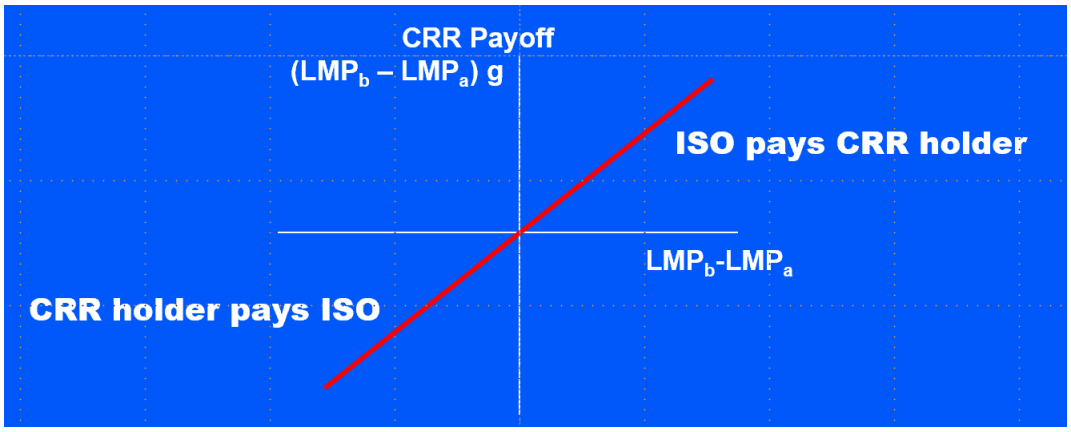


Figura 7-1: Función de pago de las obligaciones de CRR

FTR de Opción: Un FTR de Opción da derecho a su Titular a un Pago FTR si la Congestión está en la misma dirección que el FTR de opción, pero no requiere ningún Cargo FTR si la Congestión está en la dirección opuesta al FTR de opción. Los pagos de FTR a los titulares de opciones de FTR se basan en el costo de congestión por MWh, que equivale a los montos positivos del costo marginal de congestión (MCC) en el sumidero de FTR menos el MCC en la fuente de FTR multiplicado por la cantidad de MW de la FTR. No hay cargos FTR asociados con la congestión en la dirección opuesta a las FTR de opción.

Todos los FTR en poder de los Titulares de FTR se liquidan con los ingresos recaudados en el Fondo de Congestión IFM. Los FTR de obligación se pueden adquirir como FTR punto a punto (PTP). Un PTP FTR es una Obligación de FTR definida desde una única fuente de FTR hasta un único sumidero de FTR. Las funciones de pago del FTR de Opción (o CRR) se representan en la siguiente figura.

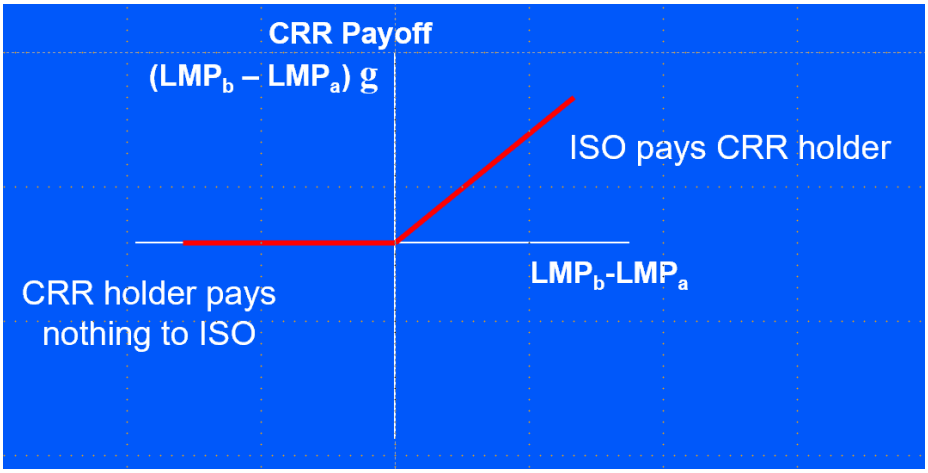


Figura 7-2: Función de pago de la opción CRR

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Proponemos cuatro horizontes para los FTR con distintos plazos de duración:

FTR mensual: Un FTR adquirido por un mes calendario. Los FTR mensuales están disponibles según el tiempo de uso (TOU).

FTR estacional: Un FTR adquirido a través del proceso anual de Asignación de FTR o Subasta de FTR que tiene un plazo de una temporada y se encuentra dentro o fuera de las horas de punta. A los efectos de los procesos FTR, una temporada se define de la siguiente manera: la temporada 1 es de enero a marzo, la temporada 2 es de abril a junio, la temporada 3 es de julio a septiembre y la temporada 4 es de octubre a diciembre.

FTR a largo plazo: Uno de los niveles en el proceso de asignación anual es el Nivel LT. Los FTR de largo plazo tienen un plazo de 10 años y se asignan según estacionalidad/TOU.

FTR de Transmisión Mercante: El FTR de Transmisión Mercante tiene un plazo de 30 años o la vida prevista previamente especificada de la instalación, lo que sea menor. La adquisición del FTR de Transmisión Mercante se realiza mediante un proceso separado.

Existen los siguientes procesos para la creación y adquisición de FTR:

- Los FTR son creados por el CEN a través de los procesos de Asignación de FTR y Subasta de FTR y mediante la asignación de FTR de Transmisión Mercante.
- Solo las Entidades de Servicio de Carga (LSE) Internas pueden participar en la asignación de FTR.
- Después de los procesos de asignación de FTR anual (incluido el proceso de asignación de FTR a largo plazo) y mensual, hay una subasta de FTR anual y mensual para cualquier entidad interesada en adquirir FTR. La subasta anual no incluirá la subasta de FTR de Largo Plazo.
- Las partes también pueden adquirir FTR de sus Titulares a través del Sistema de Registro Secundario (SRS) a través del cual se negocian FTR bilateralmente.
- Los cesionarios también deben calificar como Titulares Candidatos de FTR antes de adquirir un FTR.

7.2 Calendario Anual de Asignaciones y Subastas de FTR

El CEN debería realizar una Asignación anual de FTR y una Subasta de FTR una vez al año. La Asignación anual de FTR y la Subasta de FTR publican FTR estacionales para cuatro períodos estacionales y dos períodos de tiempo de uso, **en horas de punta y fuera de punta.** Estos períodos estacionales/TOU coinciden con los trimestres del calendario (temporada 1: de enero a marzo, temporada 2: de abril a junio, temporada 3:

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de julio a septiembre y temporada 4: de octubre a diciembre). Parte del proceso anual de Asignación de FTR incluye la liberación de FTR a largo plazo (es decir, nivel LT), que, si una entidad decide participar, brinda la posibilidad de obtener FTR asignados por un período de diez años. Los FTR a largo plazo también se asignan en función de los cuatro períodos estacionales y dos de tiempo de uso mencionados anteriormente. El CEN también debe realizar Asignaciones y Subastas de FTR mensuales doce veces al año antes de cada mes.

Cada proceso de Asignación de FTR se basa en las nominaciones presentadas al CEN por las LSE elegibles para recibir FTR. El CEN debería publicar los cronogramas específicos cada año a más tardar el 30 de junio de cada año.

7.3 Pasos clave realizados en el proceso de Subasta y Asignación de FTR

Esta sección proporciona una descripción general de los pasos clave que se completan como parte de los procesos de Asignación y Subasta de FTR.

1. El CEN prepara el modelo de red, las restricciones, el mapeo de nodos de precios agregados y las contingencias.
2. Los Candidatos a Titulares de FTR se registran para la Asignación de FTR y/o la Subasta de FTR.
3. El CEN realiza un proceso de recopilación de datos de verificación para las entidades que participan en la Asignación FTR.
4. El CEN anuncia las fechas de los mercados de Asignación y Subasta de FTR.
5. El CEN incluye los derechos bajo los Derechos de Propiedad de Transmisión (TOR), es decir, los derechos de transmisión existentes.
6. El CEN ingresa las nominaciones de Derechos de Propiedad de Transmisión (TOR) y ejecuta la Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT).
7. El proceso de Asignación anual de FTR comienza con la ejecución simultánea de las temporadas 1 a 4.
8. El proceso de asignación anual consta de cuatro niveles para cada una de las cuatro temporadas.
9. La Subasta FTR anual comienza una vez que se completa el proceso de Asignación FTR anual. Los candidatos a titulares de FTR interesados o los titulares de FTR proporcionan los requisitos de solvencia necesarios a la cuenta CEN. Según el cronograma de la Subasta FTR.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

10. El CEN abre la ventana de presentación de ofertas para los mercados de Subastas FTR anuales para las cuatro temporadas y ejecuta el SFT para las cuatro temporadas y dos TOU, revisa y publica los resultados.
11. La Asignación y Subasta FTR mensual siguen un proceso similar al descrito anteriormente para la Asignación FTR y la Subasta FTR anual.

7.4 Asignación Anual de FTR

El CEN utiliza las siguientes fuentes para presentar nominaciones de FTR en el proceso de Asignación de FTR:

- Nodos de precios de unidades de generación
- Hubs de intercambio (si los hay)
- Puntos de Entrega asociados con Contratos de Transmisión Existentes

El CEN debería poner a disposición ciertas porciones de la capacidad de transmisión en las asignaciones/subastas secuenciales para garantizar que no asigne/subaste con anticipación más capacidad de la que pueda tener. Se propone esta asignación basándose en la experiencia práctica. Los umbrales reales pueden cambiar.

Proponemos la liberación del 65% de la Capacidad FTR Disponible Estacional para los procesos anuales de Asignación de FTR y Subasta de FTR, el 60% de lo que queda de la Capacidad FTR Disponible Estacional en el Nivel LT y 100% de la Capacidad FTR Mensual Disponible para los procesos mensuales de Asignación de FTR y Subasta de FTR.

En los procesos anuales o mensuales de Asignación de FTR y Subasta de FTR, el CEN contabiliza cualquier FTR de Transmisión Mercante como FTR Fijo en el DC FTR FNM que se utiliza en la prueba de SFT para la Asignación de FTR y la Subasta de FTR.

A los efectos de la Asignación FTR anual y la Subasta FTR, el CEN asume que todas las instalaciones de transmisión, dentro de la Red Controlada del CEN, están en servicio a menos que tenga conocimiento de un corte importante programado para una gran parte de una o más de las temporadas. en el proceso anual. Si se considera que la interrupción es significativa, el CEN podrá optar por reducir el límite operativo de la instalación o dejarla completamente fuera de servicio. A los efectos de la Asignación anual de FTR y la Subasta de FTR, el CEN supone que todas las líneas están en servicio a menos que se conozca a tiempo una interrupción programada de una instalación importante para reflejar esa interrupción en el FNM para el proceso anual.

Hay tres aspectos claves que deben tenerse en cuenta al desarrollar una metodología de asignación general. La primera consideración es el desarrollo de las reglas que determinarán quién es elegible para recibir FTR. Estas serán las entidades que

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

presentarán **nominaciones de FTR** (no precios) al CEN. Por lo general, las entidades elegibles son las LSE que poseen y pagan los costos implícitos de transmisión.

La segunda consideración se refiere al **desarrollo de reglas de validación** que se aplicarán al proceso de nominación de FTR. En general, se dividen en tres categorías: a) restricciones de nominación de FTR basadas en un límite superior de MW para cada LSE basado en el uso histórico, b) restricciones en las ubicaciones de fuente/sumidero que se permite usar en la asignación, y c) restricciones en la cantidad de MW ofrecidos para cierto tipo de fuentes.

Es posible que sea necesario establecer reglas de validación adicionales para exigir la asignación de FTR de contraflujo. **Sin FTR de contraflujo, obviamente, no es factible asignar ciertos FTR en la dirección de la congestión. En este caso, las LSE tienen un incentivo para no solicitar estos FTR de contraflujo y obtener ganancias inesperadas al proporcionar contraflujo en el DAM. Este es un caso claro en el que la ausencia de FTR proporciona a ciertas LSE una ganancia inesperada. El desplazamiento de costos resultante entre las LSE viola el principio básico del proceso de asignación de FTR, que es proporcionar FTR a las LSE elegibles que las cubran efectivamente durante un largo período de tiempo y no les proporcionen ganancias inesperadas.**

La tercera consideración es el desarrollo de la metodología de asignación a través de una Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT, ver sección 7.8), que limitará aún más los niveles de FTR para garantizar la suficiencia de los ingresos.

7.5 Subasta Anual de FTR

El proceso anual de subasta CEN FTR se lleva a cabo después del proceso anual de asignación de FTR de cuatro niveles. Cualquier Candidato a Titular de FTR o Titular de FTR podrá participar en la Subasta de FTR. Los Candidatos a Titulares de FTR o los Titulares de FTR interesados en la Subasta anual de FTR presentan ofertas, una vez abierto el mercado, en la medida en que no excedan su Límite de Crédito Agregado.

Cualquier Participante del Mercado (MP) que desee participar en la Subasta FTR deberá completar el proceso de registro con anticipación a cualquier mercado FTR en el que desee participar. Una vez que una entidad se ha registrado exitosamente y ha cumplido con todos los requisitos, se convierte en Candidato a Titular de FTR. Una entidad que ya es Titular de FTR no está obligada a pasar por el proceso de registro nuevamente para participar en la Subasta de FTR, pero aún está sujeta a los requisitos de solvencia del CEN.

Una vez finalizado el período de presentación de ofertas, el CEN ejecuta la prueba de SFT y la optimización y devuelve los resultados a los titulares de FTR. El CEN debe publicar un cronograma detallado para los procesos anuales de Asignación y Subasta de FTR 30 días antes del inicio del proceso de Asignación y Subasta de FTR.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

7.6 Presentación de Ofertas de FTR

Cada oferta para comprar un FTR punto a punto debe especificar la siguiente información:

- La temporada asociada y el período de tiempo de uso
- La fuente FTR y el sumidero FTR asociados
- Una curva de oferta lineal por tramos, monótonamente no creciente, en cantidades (denominadas en miles de MW) y precios ($/MW).

En general, se permite cualquier oferta (cantidad, precio), siempre que la primera cantidad de MW sea cero. Sin embargo, cuando el último punto de oferta de cualquier curva de oferta conduce a tener un segmento de oferta vertical, dicho punto no se considera más adelante en la aplicación FTR ya que no tiene significado en el motor de optimización. La figura 7-3 muestra una oferta de dos segmentos. El último punto de oferta conduce a un segmento vertical y, por lo tanto, se ignora. En este caso, tanto los requisitos de crédito previos a la subasta como los procesos de despeje de la subasta utilizan la oferta equivalente de un segmento que se muestra en la Figura 7-4.

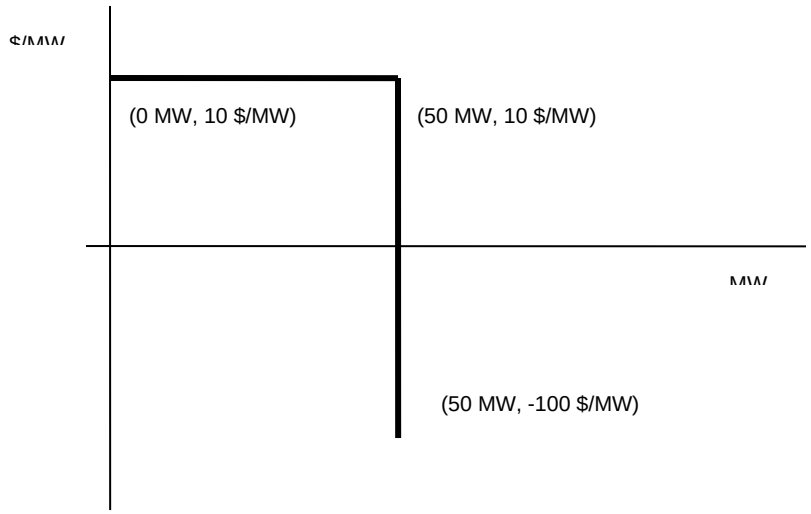


Figura 7-3: Oferta de compra de FTR

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

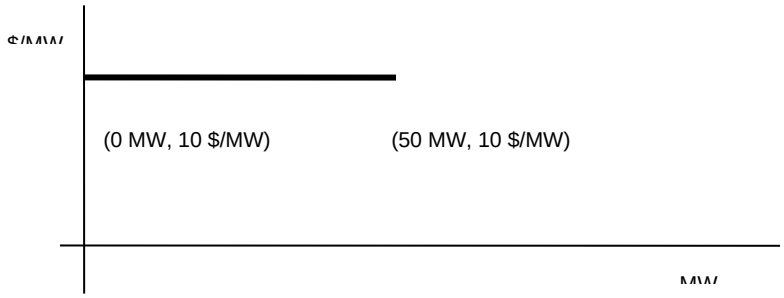


Figura 7-4: Oferta equivalente de un segmento

Si una entidad está interesada en eliminar un FTR de su cartera, existen dos mecanismos mediante los cuales puede hacerlo; el Sistema de Registro Secundario, u ofreciendo vender el FTR en el proceso de subasta. Para vender un FTR en la subasta, el titular del FTR debe ofrecerlo a la venta durante un período de subasta durante el cual el FTR esté activo. Por ejemplo, si un FTR fue adquirido en el proceso anual de 2022 para la temporada 2, entonces ese FTR solo podría ponerse a la venta en las subastas mensuales de abril, mayo y junio de 2022. El MW del primer punto de oferta debe ser cero y el MW máximo ofrecido a la venta debe ser menor o igual a los MW disponibles del FTR. Si se ha puesto a la venta un FTR en el SRS, no se puede presentar una oferta de venta de FTR en la subasta hasta que expire la oferta del SRS.

7.7 Asignación y Subasta mensual de FTR

El proceso de Asignación mensual de FTR es similar al proceso de Asignación anual de FTR. Cada mes, el CEN utiliza un Pronóstico de Demanda mensual para calcular dos curvas de duración de carga (una curva de duración de carga en horas de punta y otra en horas valle para el mes aplicable) para formar la base para las asignaciones mensuales.

El proceso de Subasta mensual de FTR se lleva a cabo después del proceso de asignación de FTR mensual de dos niveles. Cualquier Candidato a Titular de FTR o Titular de FTR puede participar en la Subasta de FTR mensual. Los Candidatos a Titulares de FTR interesados en la Subasta de FTR mensual presentan ofertas, una vez abierto el mercado, en la medida en que no excedan su Límite de Crédito Agregado. Una vez finalizado el período de presentación de ofertas, el CEN cierra el mercado, ejecuta la prueba de SFT y la optimización y devuelve los resultados a los titulares de FTR. El CEN publica un cronograma detallado para los procesos mensuales de Asignación de FTR y subasta de FTR 30 días antes de la apertura de un mercado.

Las Fuentes y Sumideros FTR permitidos en el proceso de subasta FTR son Pnodos generadores, Hubs de intercambio y LAP. Las ofertas presentadas tienen un formato similar al del proceso FTR anual.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

7.8 Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT)

Los procesos anuales y mensuales de Asignación de FTR y Subasta de FTR liberan a los FTR para cumplir con las nominaciones y ofertas de FTR de la manera más completa posible, sujeto a una Prueba de Factibilidad Simultánea (SFT). Para la Asignación de FTR, en la medida en que las nominaciones de FTR no sean factibles simultáneamente, las nominaciones se reducen de acuerdo con la formulación de optimización de la Asignación de FTR hasta que se logre la factibilidad simultánea. Para la Subasta FTR, en la medida en que las ofertas no sean factibles simultáneamente, las ofertas se reducen de acuerdo con la formulación de optimización de la subasta FTR.

El objetivo principal de la aplicación de la prueba de SFT es ayudar a garantizar que los FTR creados mediante un proceso de asignación o subasta generen ingresos suficientes. La suficiencia de los ingresos es la situación en la que, durante un período determinado, el CEN recauda al menos tantos ingresos por congestión como los que se pagan en derechos de FTR a los titulares de FTR.

En el proceso de asignación de FTR, la prueba de SFT se aplica modelando las nominaciones de fuente de FTR y las nominaciones de sumidero de FTR como inyecciones y retiros, respectivamente, en un Modelo Completo de la Red (FNM). La ubicación y la cantidad de inyección se basan en la definición de la Fuente FTR en términos de sus Nodos de Precios (PNodes) miembros y factores de asignación [40]. La ubicación y el monto del retiro se basan en la definición del FTR Sumidero en términos de sus PNodes miembros y factores de asignación. El mismo proceso se aplica al proceso de Subasta FTR. La aplicación de las fuentes y sumideros al FNM crea flujos sobre restricciones operativas basadas en el monto de MW nominado en el caso de una asignación y el monto de MW de la curva de oferta en el caso de la subasta. Estos flujos, junto con cualquier flujo debido a FTR fijos, se comparan con los límites de restricción. Todas las Fuentes y Sumideros de FTR nominados se aplican simultáneamente en el proceso de Asignación de FTR y, de la misma manera, todas las ofertas de FTR se aplican simultáneamente en el proceso de Subasta de FTR. La comparación de los flujos resultantes con los límites de restricción se realiza simultáneamente. Esta comparación simultánea es la prueba de SFT. **La prueba de SFT está empleando una red DC. Las nominaciones y ofertas de FTR punto a punto están preequilibradas en términos de montos de inyección y retiro para la prueba de SFT.**

Si la prueba de SFT falla, para un conjunto determinado de nominaciones u ofertas, se debe lograr la factibilidad. Esto se logra reduciendo las cantidades de MW asociadas con la nominación o las ofertas. Esta reducción se realiza mediante un proceso de optimización. **De hecho, la prueba de SFT está integrada en una**

[40] Los factores de asignación son los pesos que definen la cantidad fraccionaria de MW que se asigna desde una fuente o un sumidero a un nodo.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

formulación de optimización. La formulación de optimización tiene una función objetivo y un conjunto de restricciones. Durante el proceso de optimización, la función objetivo se maximiza (o se minimiza, según sea el caso) mientras que todas las restricciones se satisfacen simultáneamente (es decir, no se violan).

Hay dos formulaciones básicas de funciones objetivo que se pueden utilizar para asignar FTR:

- Maximización de MW de FTR (FTR máx.)
- Mínimos cuadrados ponderados (WLS)

Muchas ISO en EE. UU. implementaron primero el objetivo de la maximización de los FTR. Según esta formulación, la nominación que era más eficaz para aliviar la restricción se restringía por completo antes de pasar a la siguiente nominación más eficaz. **Con el tiempo, las ISO pasaron al algoritmo de optimización WLS actual, que distribuye la reducción entre todas las nominaciones de FTR que son efectivas para aliviar la congestión y, por lo tanto, distribuye la reducción entre múltiples participantes de la asignación. La WLS se considera una formulación más equitativa para el proceso de asignación de FTR; en el sentido de que las nominaciones de FTR comparten la capacidad disponible**.[41]

[41] Este problema es relevante únicamente para el proceso de asignación, no para la subasta FTR. En una subasta FTR, los participantes de la subasta utilizan sus precios de oferta para transmitir su valor en cada FTR, y el objetivo de la subasta es maximizar las cantidades de MW de FTR resultantes de la liquidación de la subasta. Como resultado, cuando hay una restricción de congestión, la prueba de SFT restringe las ofertas de FTR en función de los precios de oferta de los participantes para minimizar la reducción en las cantidades de MW de FTR. En un proceso de asignación no hay ofertas económicas, por lo que todos los DCE nominados son idénticos desde una perspectiva financiera.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

8 Contratación a Plazo Física y Financiera

8.1 Descripción general

En Chile, actualmente, sólo los generadores pueden participar en el mercado spot y todas las cargas deben tener contratos a plazo de suministro de energía, que son acuerdos bilaterales privados. Los generadores también pueden celebrar contratos financieros bilaterales privados con grandes cargas industriales para cubrir sus posiciones en el mercado.

Proponemos ampliar el alcance de los mercados financieros. **Esto incluirá un mercado de energía financiero a plazo estandarizado con un asegurador central que esté abierto a participantes financieros con supervisión regulatoria. Los beneficios de dicho mercado se analizaron en profundidad en la Tarea 2**. También recomendamos instituir requerimientos de solvencia crediticia y cumplimiento de contrato para los contratos de energía a plazo estandarizados con requisitos de garantía y posible verificación de la cobertura del suministro de combustible para las obligaciones a plazo.

También proponemos imponer un requisito de adquisición de contratos de energía a plazo a las entidades de suministro de carga que atienden a la carga regulada y a los recursos con capacidad o energía obligada en virtud del mecanismo de adecuación de recursos. Con respecto a las entidades que atienden carga, recomendamos la eliminación de las disposiciones de transferencia de precios spot para entidades que atienden carga regulada, exponiéndolas al riesgo de precio spot por desviaciones no cubiertas, e instituyendo incentivos para gestionar el riesgo de precio de la carga regulada.

Existe evidencia teórica y práctica abrumadora sobre la competitividad de los mercados mayoristas de energía y el impacto de la contratación a plazo y los acuerdos verticales para mitigar el poder de mercado y mejorar los resultados competitivos. **El trabajo teórico muestra que los Contratos Bilaterales (BC), en general, reducen los incentivos para el abuso de poder de mercado y el impacto adverso de dicho abuso, al reducir la rentabilidad de la manipulación de los precios spot y mitigar el impacto de los peak de los precios spot en las transferencias entre clientes y proveedores.**

La evidencia empírica respalda las predicciones teóricas de que la contratación bilateral reduce el poder de mercado. Además, la presencia de contratos de cobertura financiera también mitiga el poder de mercado. Existe evidencia sustancial de que las empresas

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

que no se deshacen de la generación y permanecen integradas verticalmente en la generación de energía y en el servicio de carga minorista se comportan de manera más competitiva en los mercados mayoristas de energía en relación con los propietarios de generación que suministran poca o ninguna carga minorista.

Al mismo tiempo, es muy importante asegurarse de que el mercado a plazo no agote el mercado "Pool", que crea importantes señales de precios. En los mercados maduros surge un equilibrio natural entre el volumen cubierto por contratos a plazo y los volúmenes no cubiertos expuestos a las fluctuaciones de los precios spot, donde los volúmenes que se liquidan en cada mercado se estabilizan. Sin embargo, inicialmente este equilibrio puede requerir orientación regulatoria para proporcionar señales de precios confiables y al mismo tiempo garantizar ingresos estables para los generadores y cuentas estables para los consumidores.

8.2 Beneficios de Contratación a Plazo

La experiencia internacional en los mercados de electricidad reestructurados en Estados Unidos y en todo el mundo ha demostrado que depender del mercado spot para fijar el precio de una gran parte del consumo de electricidad es problemático. La contratación a largo plazo entre proveedores y la demanda es necesaria por tres razones principales:

1. Los contratos a largo plazo incentivan y apoyan la inversión en capacidad de generación para lograr la suficiencia y confiabilidad de los recursos, al reducir la incertidumbre para los proveedores y facilitar capital para dichas inversiones.
2. Los contratos a largo plazo proporcionan instrumentos de cobertura para el suministro de combustible, condiciones climáticas adversas y contingencias de sistemas y garantizan el suministro de electricidad a precios razonables.
3. La contratación a largo plazo reduce los incentivos para la manipulación de precios y el ejercicio del poder de mercado mediante retenciones físicas y económicas, **explotando la concentración del mercado** y las incertidumbres a corto plazo por el lado de la oferta y la demanda. **Si bien los precios spot seguirán reflejando condiciones de escasez y brindarán incentivos a los productores y consumidores para responder a estas condiciones, los contratos a largo plazo minimizan las transferencias del consumidor a los productores afectados por las variaciones de los precios spot y, por lo tanto, reducen las ganancias potenciales de los proveedores por la manipulación de precios**.

Dadas las lecciones de los mercados internacionales, está claro que **los contratos a**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

largo plazo deben ser una parte integral del diseño del mercado; sin embargo, es importante diferenciar entre los distintos objetivos de adecuación de recursos y cobertura de precios, como lo hacemos a continuación. Un mecanismo de adecuación de recursos tiene como objetivo asegurar una inversión suficiente en recursos de generación e incentivar la combinación deseada de recursos que tendrá en cuenta eventos climáticos extremos, proporcionará reservas adecuadas guiadas por consideraciones técnicas y apoyará los objetivos ambientales de la descarbonización.

Los mecanismos de adecuación de recursos no deben diseñarse para mitigar el poder de mercado o mitigar el alto precio de la energía, lo que debe abordarse por separado con los contratos financieros de cobertura del precio de la energía que se analizan más adelante. En consecuencia, los precios máximos que sirven como precio de ejercicio para las opciones de confiabilidad u otras formas de pagos de capacidad deben ser lo suficientemente altos (típicamente entre $1000 y $2000 por MWH) para que las ventas de energía a dichos precios siempre sean rentables incluso cuando el costo del combustible sea muy alto. Las obligaciones de Capacidad o de Energía Firme con precios de ejercicio bajos, como las Opciones de Confiabilidad implementadas en ISO-NE y las Opciones de Energía Firme en Colombia, fracasaron porque el **precio de ejercicio no fue lo suficientemente alto como para absorber los aumentos en el costo del combustible**. En momentos de escasez, los generadores llamados a producir energía bajo los mecanismos de adecuación de recursos al precio de ejercicio optaron por el incumplimiento porque el costo del combustible excedía el precio de ejercicio (como fue el caso del generador Termocandelaria en Colombia). El ISO-NE intentó solucionar el problema indexando el precio de ejercicio al costo del combustible y teniendo en cuenta las opciones de cambio de combustible, pero esa solución falló y el precio de ejercicio finalmente se restableció al precio máximo del sistema.

8.3 Contratos a Plazo de Energía en el Largo Plazo: Físicos versus Financieros

Los contratos a plazo de largo plazo suelen especificar cantidades fijas a un precio fijo; sin embargo, las cantidades especificadas pueden adoptar la forma de totales mensuales, semanales o diarios o distribuirse en horas. Los contratos también pueden especificar una tarifa de entrega fija o permitir variaciones de tarifa dentro de ciertos límites. Normalmente, las entidades de servicio de carga que atienden a clientes minoristas asumen el riesgo volumétrico debido a las fluctuaciones de carga y ajustan las cantidades que adquirieron a través de contratos de cantidad fija a través de transacciones del mercado spot. Sin embargo, algunos “Contratos de seguimiento de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

carga” pueden comprometerse a suministrar un porcentaje de la carga de las LSE, en cuyo caso el riesgo de cantidad corre a cargo del proveedor.

Los contratos a plazo de largo plazo, que normalmente se denominan acuerdos de compra de energía (PPA), pueden ser físicos o financieros. **Los PPA físicos se ejercen en el mercado diario como transacciones autoprogramadas presentadas a la ISO y liquidadas directamente entre las partes del contrato**. En Chile, el CEN proporciona información sobre costos marginales ex post que se utiliza para la liquidación de contratos, pero el CEN no participa en la liquidación.

Por otro lado, los PPA financieros, se liquidan entre las partes como **Contratos por Diferencias o CfDs** por cantidades contratadas. Dichos CFD dan derecho/obligan al comprador y al vendedor a recibir o pagar la diferencia entre el precio del contrato acordado y el precio spot de despeje del mercado. Además, las partes pagan o reciben pagos a precios spot de despeje del Mercado por la energía negociada a través del Operador del Sistema que se despeja en la subasta conjunta realizada por el Operador del Sistema. Por lo tanto, la liquidación total para cada parte en el caso de CEN será la suma de las liquidaciones con el CEN y la liquidación del CFD con la contraparte del contrato. Este enfoque desacopla los acuerdos de contratación de la operación física, lo que permite al operador del sistema despachar recursos de manera óptima al costo mínimo "según lo ofertado", mientras que los generadores pueden cumplir con sus obligaciones contractuales al menor costo. Ellos mismos producirán la energía si sus ofertas están por debajo del precio de equilibrio del mercado o el pool cumplirá con su obligación si su oferta (que presumiblemente refleja su costo de oportunidad) fue mayor que el precio de equilibrio del mercado. Se debe tener en cuenta que un generador no será llamado a producir la energía que está obligado a proporcionar según su contrato sólo si el pool puede proporcionarla a un precio inferior a su propio costo y, por lo tanto, aumentar sus ganancias, lo cual es una situación en la que todos ganan.

El enfoque anterior requerirá el establecimiento de una funcionalidad de liquidación en el CEN, que actualmente no existe.

El valor de los contratos financieros propuestos es múltiple. La liquidación financiera entre las partes del contrato es independiente de los cronogramas físicos, por lo que, si el vendedor o el comprador están cubiertos por el contrato en comparación con su cronograma físico, las diferencias de cantidad están sujetas a los precios DAM. Tal desvinculación de la obligación contractual de la producción o consumo físico también permite a una entidad financiera que no

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

representa demanda o capacidad de generación participar en el mercado a través de un PPA financiero con un recurso energético o LSE participando en el mercado CEN y proporcionar cobertura financiera sin estar involucrada en el mercado físico.

Los PPA financieros que permiten la participación de entidades financieras deberían estar estrechamente regulados para evitar la manipulación del mercado por parte de los especuladores. Como comentamos, desvincular el mercado físico del acuerdo financiero brinda flexibilidad tanto al proveedor como a la demanda para comprar y vender energía de manera eficiente sin estar sujeto a obligaciones físicas. Por ejemplo, del lado de la demanda, un fabricante puede reducir el consumo cuando los precios spot son altos debido a la escasez, y ganar la diferencia entre el precio spot y el precio contractual por la parte no utilizada de la energía contratada. Por el lado de la oferta, con el aumento de la oferta de energía renovable, un generador de gas puede optar por reducir la producción cuando la energía renovable es abundante y los precios spot son bajos, y depender de los recursos renovables para proporcionar el suministro de energía contratado no satisfecho.

Permitir que los participantes financieros participen en el mercado de contratos, lo cual recomendamos encarecidamente, aumenta la liquidez del mercado y mejora la eficiencia de la cobertura al eliminar las oportunidades de arbitraje. Estos participantes financieros también facilitan la disponibilidad de capital para invertir en recursos energéticos. También permiten **la cobertura cruzada de productos básicos** al participar en otros mercados que están correlacionados con los precios de la electricidad o que impactan en ellos.

Por ejemplo, **las opciones y los futuros de *Spark Spread*** son instrumentos que siguen el diferencial entre el precio de la electricidad y el costo del gas natural, lo que captura la rentabilidad de los generadores de gas y, por lo tanto, proporciona una cobertura para la inversión en dicho recurso. **Los derivados climáticos** son otro ejemplo de instrumentos financieros negociados fuera del ámbito de los contratos de electricidad, que se utilizan para protegerse contra el riesgo de pérdidas relacionadas con el clima, lo que permite una cobertura cruzada entre agricultura, turismo y energía. Las nuevas inversiones en electrolizadores para la producción de hidrógeno verde e instalaciones para el amoníaco verde pueden verse facilitadas en gran medida mediante la cobertura cruzada de productos básicos entre los mercados de productos relacionados con el hidrógeno, las industrias de fertilizantes y la electricidad. Estas prácticas de cobertura son poco comunes en los mercados de contratos que están restringidos a productores y consumidores de electricidad.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Es un error pensar que los especuladores que buscan ganancias impondrán una carga adicional a los consumidores o desviarán dinero de la industria energética que debería haberse destinado a financiar inversiones. Por el contrario, la cobertura avanzada y la cobertura cruzada de productos básicos estabilizan los flujos de ingresos de los generadores, reducen su riesgo y, en consecuencia, reducen el costo de capital. Los bancos que financian inversiones en recursos de nueva generación, energías renovables y almacenamiento cobrarán tasas de interés más bajas por dichas inversiones y estos ahorros proporcionarán los fondos necesarios para respaldar la industria de cobertura.

Si la liquidez en el mercado de CFD se convierte en un problema, la oferta de contratos de duración múltiple con vencimientos superpuestos y subastas de reconfiguración periódicas puede mitigar el problema.

8.4 Contratos a plazo de energía estandarizados (SFEC)

Recomendamos que los contratos financieros a plazo de largo plazo de energía se negocien en el mercado extrabursátil entre productores y consumidores del CEN con la participación de entidades financieras. **Recomendamos la adopción de dichos contratos para complementar un mecanismo de adecuación de recursos (ver Capítulo 9)** para proporcionar cobertura y estabilidad de los precios de la energía. Además, dado el importante papel de dichos contratos para garantizar el suministro de energía a los consumidores a precios razonables y protegerse contra el riesgo de aumentos de precios, **proponemos el establecimiento de Contratos a Plazo de Energía Estandarizados (SFEC)** negociados a través de una cámara de comercio central organizada por el regulador, del operador del sistema, o de una casa de intercambio privado que esté en condiciones de gestionar el riesgo de contraparte de manera eficiente. Dichos contratos especificarán los precios de la energía, la fuente y el sumidero, así como el período de cumplimiento, pero excluirán la cobertura del riesgo de congestión que puede manejarse a través de FTR, que se abordan por separado. **También proponemos que la negociación de dichos contratos esté abierta a la participación de actores financieros**, sujeta a supervisión regulatoria. Según este enfoque propuesto, la cobertura por parte de entidades que brindan servicio de carga que están sujetas a regulación de precios minoristas debería incentivarse y posiblemente exigirse mediante requisitos de cobertura sobre un porcentaje (por ejemplo, 90%) de la carga prevista que será cubierta por contratos. **Deben evitarse las prácticas regulatorias que permiten a los minoristas regulados traspasar los precios mayoristas a sus clientes y al mismo tiempo responsabilizarlos por los resultados adversos de los contratos de cobertura,** ya que crean desincentivos para la

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

contratación a largo plazo y alientan a los minoristas a subestimar su carga o presentar ofertas bajas que pueden no despejar el mercado SFEC. Por el contrario, se debe alentar e incentivar a los minoristas regulados en el mercado CEN para que gestionen el riesgo del mercado spot en nombre de sus clientes y recompensarse por sus prácticas exitosas de gestión de riesgos. Los clientes minoristas no regulados son libres de gestionar su propio riesgo y decidir cuánta cobertura de contrato adquieren y se les debe permitir diversificar su riesgo a través de múltiples contrapartes.

Por el lado de la oferta, las nuevas plantas normalmente requieren contratos a plazo de largo plazo, a precio fijo o indexados para una parte importante de la producción esperada de la planta, a fin de obtener el financiamiento inicial necesario para construir la planta. Las plantas existentes firman contratos a plazo fijo o indexados para reducir su exposición a los precios de corto plazo y reducir la volatilidad de sus resultados financieros. Estos contratos complementan los ingresos provenientes de mecanismos de adecuación de recursos, como pagos por capacidad o cargos por confiabilidad para contratos de energía firme.

Los propietarios de unidades de generación y los minoristas también pueden participar en mercados bilaterales extrabursátiles (OTC) para cubrir su riesgo de precios a mediano plazo. **Recomendamos que se exija a los proveedores que ofrezcan una fracción obligatoria (por ejemplo, 90%) de su capacidad instalada o energía firme obligada por el mecanismo de adecuación de recursos como SFEC,** con posible exención para contratos bilaterales a largo plazo verificados. Estos requisitos de contratación impuestos a los compradores y vendedores regulados de energía mitigarán el ejercicio del poder de mercado por parte de los generadores y controlarán la autocontratación en las empresas verticalmente integradas. Por otro lado, es importante dejar suficiente margen para que los participantes del mercado se expongan al mercado spot para facilitar la eficiencia del mercado a través de incentivos para que la oferta y la demanda respondan a los precios spot. Observamos que las cantidades obligadas a través de los mecanismos de adecuación de recursos están guiadas y respaldadas por la capacidad de generación física, la energía firme y la demanda prevista. Sin embargo, si permitimos la participación financiera, los generadores pueden, como cualquier entidad financiera, vender SFEC por encima de su capacidad física y los representantes de la demanda pueden comprar SFEC por encima de su demanda prevista de acuerdo con sus estrategias de cobertura.

Una ventaja de un mercado de contratos centralizado que negocia SFEC en comparación con el comercio OTC de contratos bilaterales es la transparencia de los datos que permite estimar una curva a plazo que facilita la gestión de riesgos. Un mercado despejado centralmente también permite el anonimato de vendedores y compradores, lo que

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

desacopla el riesgo del precio de la energía del riesgo crediticio de los participantes, proporcionando así a los pequeños participantes acceso indiscriminado a recursos económicos. **Esto es especialmente importante para el desarrollo del mercado de RES.**

El riesgo crediticio puede manejarse mediante requisitos de garantía y normas estrictas de aplicación que pueden implicar **el seguimiento y la verificación de las prácticas de gestión del riesgo del suministro de combustible** por parte del proveedor y la verificación de las previsiones de carga. Uno de los problemas con la quiebra de Termocandelaria, durante la crisis colombiana de 2015-2016, fue la falta de cumplimiento de los contratos, lo que resultó en que los consumidores asumieran el costo excesivo del combustible.

8.5 Mecánica de las Adquisiciones y Liquidaciones Centralizadas de los SFEC

Proponemos el siguiente mecanismo de adquisiciones SFEC. Proponemos una subasta anual escalonada, de precio de equilibrio uniforme, para contratos mensuales con un cumplimiento anticipado de 3 a 5 años. Las subastas trimestrales bilaterales de precios uniformes permitirán a los compradores y vendedores de CEN ajustar sus posiciones, teniendo en cuenta los pronósticos de carga actualizados, la disponibilidad de recursos, las inversiones en transmisión y la volatilidad de los mercados de combustible. Las posturas de oferta y demanda de SFEC deben segregarse por ubicación en nodos de oferta y puntos de agregación de carga (LAP); y las subastas deben realizarse simultáneamente para todas las ubicaciones.

Las ofertas de recursos nodales deben ajustarse hacia arriba o hacia abajo mediante una prima de ubicación que refleje los precios marginales de ubicación promedio a largo plazo, y también lo hará el precio del contrato pagado al recurso. Asimismo, las ofertas de carga deben ajustarse según la prima LAP promedio a largo plazo y también lo hará el precio del contrato pagado por la carga.

Las liquidaciones de contratos entre el asegurador central y el titular del contrato se basan en la realización del precio LMP o LAP por hora, donde el titular del contrato y el asegurador central liquidan la diferencia entre el precio del contrato y el precio por hora local como un contrato por diferencias (CfD). **Por lo tanto, la diferencia entre el precio promedio LMP o LAP a largo plazo utilizado en la subasta del contrato y los precios horarios correspondientes corre a cargo del titular del contrato como riesgo de base.**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

9 Mecanismo de Adecuación de Recursos (RA)

En este capítulo proponemos para el mercado CEN un mecanismo de Adecuación de Recursos (RA) en forma de un mercado de Capacidad organizado complementado con un mecanismo de fijación de precios de escasez.

9.1 Descripción general

Basándonos en nuestro análisis de la Tarea 2, llegamos a la conclusión de que los ingresos de un generador determinado dependen de si los competidores con costos marginales más elevados están incluidos en el despeje del Mercado energético. Los mercados dominados por energías renovables con costos marginales cero presentan una curva de duración de precios de mercado que es plana la mayor parte del tiempo, excepto en raras condiciones de escasez. Estos mercados no pueden garantizar la recuperación del capital y los costos fijos de las centrales de gas despachables y otras centrales eléctricas convencionales. En estas condiciones, los mercados de la energía presentan, en diversos grados, el problema del "dinero faltante", en los que los ingresos inframarginales de la energía que superan los costos de explotación y mantenimiento son sistemáticamente inferiores al costo amortizado de la nueva entrada de un generador marginal. Este déficit se debe a diversas razones, como los precios máximos, los estrictos mecanismos de mitigación, las diversas medidas de confiabilidad adoptadas por las ISO, etc.

Los responsables de las políticas energéticas han abordado este desafío clave del mercado determinando las condiciones de escasez basadas en el uso de reservas y otras acciones de mitigación o estados de emergencia, y luego fijando administrativamente los precios de equilibrio hasta el límite de precios durante las condiciones de escasez. En ERCOT, por ejemplo, la ISO ha adoptado **una curva de demanda de reservas operativas administrativas (ORDC) para calcular un sumador de precios de energía que refleja el costo del agotamiento de las reservas operativas**. **Desde una perspectiva económica, reconocemos que el enfoque de escasez representa el "estándar de oro" teórico y ha sido fuertemente defendido en algunas jurisdicciones, especialmente en algunos países de Europa, Australia y Nueva Zelanda**.

Sin embargo, existen ciertas realidades relacionadas con los mercados de electricidad que presentan obstáculos para el funcionamiento adecuado de un marco tan idealizado, al menos en algunas jurisdicciones. Las preocupaciones sobre la dependencia de los

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

precios de la energía utilizados para cubrir los costos de capacidad a través de rentas de escasez incluyen: a) gestión inadecuada del riesgo debido a una mala asignación del riesgo a lo largo de la cadena de suministro de electricidad, b) no capacidad de almacenamiento de la electricidad a escala masiva, c) incertidumbre de oferta y demanda, y d) demanda inelástica y pendiente de la curva de oferta en su extremo superior. Si bien algunos precios altos temporales reflejan señales económicas legítimas que son necesarias para atraer inversiones, son políticamente inaceptables en muchas jurisdicciones, especialmente porque es imposible diferenciar entre rentas de escasez legítimas y precios altos resultantes del abuso de poder de mercado o de estrategias como la estrategia de oferta "Palo de hockey" que explota la demanda inelástica y las reglas del mercado defectuosas o incompletas. Además, incluso si los precios altos reflejan rentas de escasez legítimas, que inducen a la inversión, niveles sostenidos de rentas de escasez **mientras se construye nueva capacidad** resultarán en una transferencia inaceptable de riqueza de los consumidores a los productores.

En resumen, hemos llegado a la conclusión de que, incluso en los mercados exclusivamente de energía con precios de escasez muy generosos, es dudoso que pueda garantizarse el suministro sin un mecanismo de adecuación de recursos. Se trata de una observación práctica importante debido al hecho de que no se espera que la fijación de precios de escasez por sí sola proporcione el grado necesario de certidumbre a los flujos de ingresos para garantizar inversiones suficientes. Como resultado, el diseño óptimo para la CEN es la aplicación de un **enfoque de adecuación de recursos que compense a los generadores por la capacidad instalada, aumentado con provisiones de escasez.**

Estos enfoques de adecuación de recursos se determinan de diversas maneras, desde pagos por capacidad administrativa hasta pagos incluidos en contratos bilaterales en respuesta a una obligación de capacidad obligatoria o pagos determinados a través de un mercado de capacidad centralizado. Caracterizamos específicamente la capacidad de generación o "confiabilidad del suministro" proporcionada por dicha capacidad como un producto distinto de la energía proporcionada por la capacidad.

En la siguiente sección proponemos el diseño óptimo de un mercado de capacidad centralizado que debería implementarse en el mercado chileno. También proponemos la implementación de un mecanismo de fijación de precios de escasez para aumentar el mercado de capacidad centralizado.

9.2 Mercado de Capacidad Centralizado

En esta sección proponemos el diseño óptimo para el mercado de capacidad

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

centralizado del CEN.

9.2.1 Principios claves para el diseño de mercado

El mercado de capacidad necesita definir el total de MWh de energía que se necesitan para atender de manera confiable la carga, calculado como las cargas en horario punta más un margen de reserva. El análisis de confiabilidad debe realizarse cada hora e incorporar la generación, la disponibilidad de transmisión y las interrupciones de manera realista (reconociendo la disponibilidad observada y las correlaciones entre las interrupciones). El mercado de capacidad debe proporcionar el dinero que falta y permitir que todos los recursos de capacidad autorizados tengan la oportunidad de cubrir sus **costos netos evitables** anualmente para garantizar la sostenibilidad económica de un mercado de energía confiable. Esto significa que, si los precios del mercado de la energía fueran lo suficientemente altos como para cubrir el costo bruto evitable de los recursos de capacidad anualmente, y se esperara que se mantuvieran lo suficientemente altos, el precio apropiado de la capacidad sería cero. Aunque es poco probable que esas condiciones persistan, ese es el concepto subyacente de un mercado totalmente de energía.

Es importante señalar que la obligación de un recurso de capacidad, ya sea intermitente o térmico, es estar disponible siempre que sea posible y operar cuando sea necesario. **Éste es el vínculo esencial entre los mercados de energía y capacidad. Por lo tanto, el mercado de capacidad debería diseñarse para que el mercado de energía funcione.** Esto es necesario debido al requisito de que el sistema debe incluir un margen de reserva y, por lo tanto, que el mercado de energía casi siempre será largo y, por lo tanto, que los ingresos del mercado de energía competitivo no respaldarán un diseño general autosostenible del mercado de energía.

El diseño óptimo basado en la experiencia debe cumplir con los siguientes requisitos claves de alto nivel:

1. La capacidad ofrecida debe ser la **capacidad instalada (ICAP) ajustada por un factor de disponibilidad equivalente**
2. La subasta de capacidad centralizada será una **subasta tecnológicamente neutral,** que producirá precios visibles del despeje del mercado.
3. Todos los recursos de capacidad deben tener un **requisito de oferta obligatoria** en el mercado de capacidad.
4. Todos los recursos de capacidad autorizados deben tener un **requisito de oferta** igual al ICAP disponible en cada hora en una combinación de los mercados de energía y servicios complementarios.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

5. Los recursos de capacidad deben tener combustible firme, incluido combustible dual o múltiples tuberías y un suministro firme de productos básicos, o una cantidad definida de días de combustible almacenado en el sitio.
6. Los recursos intermitentes (como las RES), el almacenamiento y la gestión de la demanda deben tener la obligación equivalente de ser firmes.
7. Todos los recursos de capacidad deben verificarse periódicamente.

A continuación, discutimos brevemente cada uno de los principios de alto nivel anteriores:

- **Disponibilidad**

La métrica para saber si un recurso de capacidad está cumpliendo con su obligación es su **disponibilidad**. Los motivos de la falta de disponibilidad realmente no importan. Las obligaciones de los recursos de capacidad comprometidos deben incluir el requisito de ofrecer su ICAP completo disponible en el mercado de energía diario cada hora de cada día. La necesidad de energía de la capacidad no se limita a una hora punta o a unas pocas horas de punta. También proponemos la imposición de sanciones por incumplimiento.

- **Despeje del Mercado de Capacidad**

La subasta de capacidad no diferenciará entre diversas tecnologías. Sin embargo, la disponibilidad de recursos RES se tendrá en cuenta y se analizará más adelante. El precio marginal de la subasta será el precio de equilibrio del mercado de capacidad.

- **Requisito de Oferta Obligatoria en el Mercado de Capacidad Centralizado**

Todos los recursos de capacidad tienen un requisito de oferta obligada en el mercado de capacidad, incluidos los recursos térmicos, intermitentes como los de RES, el almacenamiento y los recursos de demanda. **El propósito de la regla de la oferta obligatoria es garantizar que el mercado de capacidad funcione sobre la base de la inclusión de toda la demanda y toda la oferta, y evitar el ejercicio del poder de mercado mediante la retención de la oferta**. El objetivo del requisito de oferta obligatoria es también garantizar la igualdad de acceso al sistema de transmisión. La falta de aplicación del requisito de oferta obligatoria creará problemas cada vez más importantes en el diseño del mercado y en el poder de mercado en el mercado de capacidad a medida que aumente el nivel de capacidad de los recursos intermitentes y de almacenamiento y el nivel de los recursos del lado de la demanda siga siendo alto. La no aplicación consistente del requisito de oferta obligatoria también podría dar lugar a cambios significativos en la oferta de un año a otro y, por lo tanto, crear volatilidad de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

precios e incertidumbre en el mercado de capacidad y poner en riesgo el margen de confiabilidad de CEN. El mercado de capacidad debe diseñarse sobre la base de un **requisito de compra obligada para la carga y un requisito correspondiente de oferta obligatoria para los recursos de capacidad**. **El mercado de capacidad sólo puede funcionar si se aplican ambas reglas.**

- **Requisito de Oferta Obligatoria en los Mercados de Energía y Servicios Complementarios del CEN**

Todos los recursos de capacidad asignados deben tener un **requisito de oferta obligatoria** en los mercados de energía y servicios complementarios, igual al ICAP comprometido disponible. **Este es el vínculo esencial entre el mercado de la energía y el mercado de la capacidad. No hay razón para tener un mercado de capacidad sin este requisito.**

- **Combustible Firme y Verificación**

Todos los recursos de capacidad deben tener combustible firme en forma de combustible dual o tuberías múltiples y un suministro firme de materias primas, o un número definido de días de combustible almacenado in-situ. El número de días necesarios de combustible in situ debe basarse en un análisis de confiabilidad del CEN que incluya datos sobre la duración de las condiciones meteorológicas extremas. Los recursos intermitentes, de almacenamiento y la gestión del lado de la demanda deben tener la obligación equivalente de ser firmes. A continuación, se proporciona la metodología de crédito de capacidad para los recursos variables. Todos los recursos de capacidad deben someterse a pruebas periódicas. La coordinación entre el mercado de la electricidad y el mercado del gas está fuera del ámbito de este proyecto, **pero los requisitos específicos para el combustible firme son una parte eficaz y eficiente de abordar este aspecto**. Según nuestra experiencia, ninguno de estos requisitos es una panacea. Por ejemplo, varios gasoductos pueden tener problemas de entrega simultánea, independientemente de la firmeza del servicio tarifario, el gas básico puede no estar disponible independientemente del contrato, y el combustible in-situ puede congelarse, según nuestra experiencia.

9.2.2 Diseño del Mercado de Capacidad Centralizado con Opciones de Confiabilidad

La estructura del Mercado de Capacidad Centralizado (CRM) que proponemos consta de una Subasta Base (BA) y tres Subastas Incrementales para un Año de Entrega, con tres años de antelación. El CRM debe proporcionar información transparente para

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

permitir que las señales del mercado de capacidad avancen para respaldar la inversión en infraestructura. El diseño de la BA alinea el precio de la capacidad con los requisitos de confiabilidad del sistema y proporciona información transparente a todos los participantes del mercado con suficiente anticipación para una respuesta procesable a la información. Los elementos básicos son:

- La capacidad se adquiere zonalmente para las zonas que el CEN determinará. Es posible adquirir capacidad por sistema. La tarificación de capacidad por ubicación ebe reconocer las diferencias de ubicación en los requisitos y la disponibilidad de recursos.
- Las RES, la respuesta a la demanda y el almacenamiento participan en el mercado en función de su valor de Capacidad de Carga Efectiva (ELCC).
- El compromiso futuro de oferta por recursos de generación y demanda se liquida en una estructura de subasta múltiple

El CRM propuesto también debería contener un método alternativo de participación, conocido como Alternativa de Requerimiento de Recursos Fijos (FRR). La Alternativa de Requerimiento de Recursos Fijos proporciona a una Entidad de Servicio de Carga (LSE) la opción de presentar un Plan de Capacidad FRR y cumplir con un requisito de recursos de capacidad fija como alternativa al requisito de participar en la subasta BA.

La participación de las LSE reguladas en el CEN CRM es obligatoria, excepto para aquellas LSE que hayan elegido la Alternativa de Requerimiento de Recursos Fijos (FRR) y presentado un Plan de Capacidad FRR aprobado para su carga servida en una zona específica. Cada LSE que sirva carga en la zona durante el Año de Entrega será responsable de pagar un Cargo por Confiabilidad Local igual a su Obligación de Capacidad Diaria No Forzada en la Zona multiplicada por el Precio de Capacidad Zonal Final aplicable a dicha Zona. Toda la capacidad existente y nueva podrá participar en la subasta CEN CRM.

En resumen, el CRM incluye la Subasta Base (BA), las subastas incrementales y un mercado bilateral. La Subasta BA se celebra tres (3) años antes del comienzo del Año de Entrega. Se realizan tres subastas incrementales después de la Subasta Base Residual para ajustar los compromisos de recursos al alza o a la baja según sea necesario para satisfacer los cambios potenciales en la dinámica del mercado que se conocen antes del comienzo del Año de Entrega. El mercado bilateral ofrece a los proveedores de recursos la oportunidad de cubrir cualquier déficit en los compromisos de la subasta. El mercado bilateral también ofrece a los LSEs la oportunidad de protegerse contra el Cargo por Confiabilidad Local.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Los proveedores de capacidad (recursos de oferta y demanda) seleccionados en la subasta de CRM recibirán pagos regulares fijos ("prima") mensuales basados en el principio de pago según liquidación. El principio básico se basará en Opciones de Confiabilidad ("RO") que se negociarán en subastas centrales gestionadas por CEN. (En la Sección 9.2.4 se proporciona un análisis detallado de las RO).

Los proveedores de capacidad tendrán las siguientes obligaciones a cambio de los pagos que reciben mensualmente: a) cumplir los objetivos de disponibilidad establecidos por el CEN, b) incurrir en sanciones por incumplimiento y c) aceptar una regla de pago de recuperación, de acuerdo a la cual se debe reembolsar cualquier diferencia entre el **precio de referencia del mercado** y el **precio de ejercicio ('Obligación de Reembolso')** si esa diferencia es positiva.

El tercer requisito es, en esencia, un contrato **por diferencias 'CfD'** entre el CEN y los proveedores de capacidad; los RO son comprados por el CEN como instrumento de cobertura para cubrir cargas de altos precios en el mercado mayorista de energía chileno. En otras palabras, los RO limitan la exposición de las cargas al precio de ejercicio. Los precios de referencia dependen del volumen vendido en un mercado específico: el precio de referencia para los volúmenes de DAM es el precio de referencia de DAM.

La obligación de recuperación de la opción de confiabilidad (es decir, la obligación de reembolso) se basará en un **precio de ejercicio flotante mensual que refleje el costo de una unidad hipotética de punta de baja eficiencia**. El costo de la hipotética unidad de punta de baja eficiencia se calculará mensualmente teniendo en cuenta la eficiencia térmica de referencia de la hipotética unidad de punta de baja eficiencia, el precio de referencia del gas, el precio de referencia del petróleo, el precio de referencia del carbono y la intensidad de carbono de una planta de gas de referencia. Otros parámetros, por ejemplo, los costos de transporte y los costos de puesta en marcha, pueden incluirse en el precio de ejercicio.

La razón de ser de un precio de ejercicio flotante es garantizar que los precios del combustible se reflejen en el cálculo y, por lo tanto, el precio de ejercicio no caiga por debajo de los costos marginales de las plantas, promoviendo así la seguridad del suministro y el despacho eficiente**. El intento de mantener el precio de ejercicio bajo (aunque sea más alto que el de las plantas marginales existentes en circunstancias normales) para garantizar que proporcione una buena cobertura y mitigar el poder de mercado de los generadores es erróneo, como explicaremos en nuestro análisis a continuación.**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

9.2.3 Requerimiento de Adecuación de Recursos

El CEN necesita determinar la cantidad de Recursos de Capacidad necesarios para atender la carga prevista y satisfacer el criterio de Confiabilidad de la CEN. La CEN debe realizar una evaluación de la suficiencia de recursos cada año durante varios años en el futuro. El análisis debe considerar la incertidumbre en el pronóstico de carga, las interrupciones forzadas de los Recursos de Capacidad de Generación, así como las interrupciones planeadas y de mantenimiento. El valor de Confiabilidad de un recurso depende de a) la capacidad instalada del recurso y b) una medida de la probabilidad de que un recurso no esté disponible debido a cortes forzosos o desclasificaciones forzosas. El criterio de Confiabilidad se basa en una expectativa de pérdida de carga (LOLE) que no supere una incidencia en diez años**. La necesidad de recursos para cumplir el criterio de Confiabilidad se expresa como el Margen de Reserva Instalado (IRM) en porcentaje de la carga máxima prevista.**

El proceso de determinación del Margen de Reserva Instalado (IRM) que cumpla con el criterio de confiabilidad del CEN debe asumir que la transmisión del CEN es adecuada y que cualquier generación puede entregarse a cualquier carga sin restricciones de transmisión. Este proceso ayuda a determinar el IRM mínimo posible para el CEN. Sin embargo, el CEN puede decidir desarrollar zonas y objetivos de confiabilidad específicos para cada zona. Una de las características clave del CRM CEN es el reconocimiento del valor local de la capacidad. Las restricciones de ubicación pueden producir limitaciones de capacidad de importación que son causadas por limitaciones de las instalaciones de transmisión o limitaciones de voltaje que se identifican para un Año de Entrega en los estudios de planificación de transmisión del CEN.

El CEN debe diseñar el objetivo de Confiabilidad basándose en el índice LOLE y el costo de nueva entrada ("CONE"). El CEN debe diseñar una curva de demanda que estime la cantidad necesaria de capacidad a subastar que corresponda a la capacidad requerida para cumplir con el LOLE. Una curva de demanda típica se ilustra en la Figura 9-1, donde el eje horizontal representa diferentes niveles de capacidad correspondientes a diversas condiciones de carga; en concreto, (Pmin) representa un año húmedo con baja demanda y (Pmax) un año seco con alta demanda. El eje vertical representa la disposición a pagar del sistema para cada nivel de adecuación.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

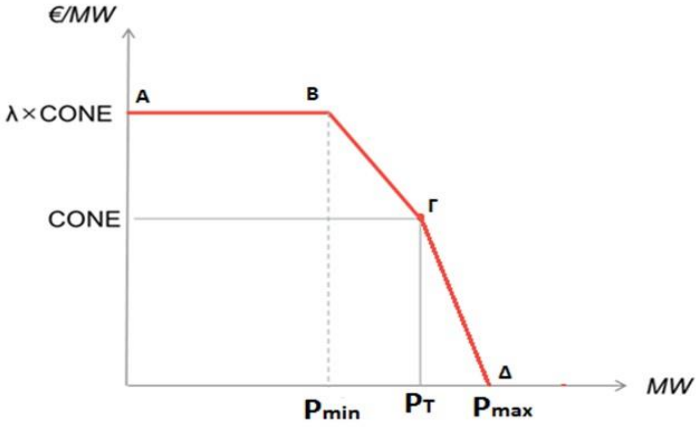


Figura 9-1: Curva de Demanda del Mercado de Capacidad Centralizado

El P_T establece la estimación del nivel óptimo de capacidad a obtener para entregar el estándar de confiabilidad propuesto por año bajo el escenario promedio del estudio de adecuación. El CONE (Costo de Nueva Entrada) es la estimación del costo razonable de la nueva capacidad, que cubre los costos fijos de operación y mantenimiento y de capital de una unidad de generación de punta. El precio máximo de subasta para la nueva capacidad debería ser fijado por el Regulador chileno. Recomendamos inicialmente que este valor se fije en un nivel de 85.000 USD$/MW/año. El factor λ, donde λ≥1, puede ser ajustado por el Regulador.

El objetivo de las curvas de demanda es reconocer el valor de los recursos excedentarios por encima del requisito de Confiabilidad y proporcionar ingresos a los recursos. El precio debe ser más alto cuando los recursos son inferiores al requisito de Confiabilidad y más bajo cuando los recursos son excedentarios.

Con base en la decisión del Regulador, la función de demanda (Figura 9-1) determina el precio de remuneración de la capacidad en la intersección con la función de oferta, que resulta de sumar las ofertas de capacidad de los generadores en orden ascendente de costos. La función de demanda disminuye con el aumento de la capacidad firme total para remunerar a medida que el margen de reserva también aumenta. Puede incluir un límite superior para mitigar el poder de mercado de los oferentes para respaldar a un número significativo de generadores a precios cercanos al costo de entrada de nueva capacidad.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

9.2.4 Metodología Propuesta para la Capacidad de Carga Efectiva (ELCC)

9.2.4.1 Descripción general

La participación de los activos RES en el mercado de capacidad plantea un problema muy interesante. La pregunta fundamental es la siguiente: si un desarrollador planea construir un proyecto renovable de 100 MW, ¿cuántos MW puede vender como capacidad? Este problema de "**acreditación de capacidad**" es un desafío clave en todos los mercados de capacidad.

A medida que ingresan más recursos intermitentes en los mercados de capacidad, la cantidad adquirida y los pagos por capacidad dependerán de las reglas de acreditación de capacidad específicas de cada mercado. Además, también se debe considerar el impacto a largo plazo del enfoque de acreditación en la combinación de recursos y los consumidores. Si bien la FERC ha declarado que "no existe un único método correcto" para calcular la acreditación de capacidad, se deben tener en cuenta los principios económicos subyacentes al diseño del mercado de capacidad, ya que se puede esperar que la combinación de costos y recursos del sistema en el largo plazo sea diferente.

El corazón del debate: ELCC promedio versus marginal

Durante décadas, para fijar las cantidades del mercado de capacidad se utilizaron marcos de acreditación de capacidad basados en el rendimiento histórico de los recursos despachables, como la **Demanda Equivalente de la Tasa de Interrupción Forzosa, o EFORd derating**. Sin embargo, el continuo crecimiento de la capacidad de los recursos intermitentes exige que se actualicen estos protocolos de acreditación de la capacidad. La Capacidad de Carga Efectiva (ELCC), basada en modelos estadísticos, es el enfoque más aceptado para tener en cuenta la intermitencia de los recursos de capacidad.

El modelado ELCC puede capturar el impacto de patrones climáticos inciertos, incluidos el viento y el sol, en la producción proyectada de recursos intermitentes, así como las complementariedades, o la falta de ellas, entre diferentes tipos de recursos intermitentes en diferentes ubicaciones geográficas: los beneficios de la diversidad. Sin embargo, el ELCC se puede calcular utilizando diferentes enfoques, y las cantidades de acreditación de capacidad del ELCC pueden variar considerablemente dependiendo de la estructura del análisis.

Se puede utilizar un análisis ELCC para estimar la acreditación de capacidad promedio o marginal de los recursos intermitentes. En términos generales, el ELCC

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

promedio se estima calculando la capacidad confiable esperada de un tipo o clase de recursos intermitentes (como eólicos o solares) en conjunto. Un análisis ELCC promedio produce un ELCC total para una cartera de recursos. Luego, los montos de acreditación de capacidad deben asignarse a recursos individuales después de determinar la contribución promedio de la cartera de recursos en su conjunto. Los propietarios de los recursos también deben considerar que este procedimiento de asignación es equitativo.

También se puede utilizar un análisis ELCC para calcular el ELCC marginal asociado con la adición de recursos intermitentes individuales. Por lo tanto, un proceso de acreditación de capacidad marginal brinda la perspectiva de una medición ordenada de la acreditación de capacidad de recursos intermitente. **Cada recurso agregado se mide en relación con todos los demás recursos intermitentes que se agregaron antes**. La Figura 9-2 a continuación muestra una explicación simplificada de los métodos de acreditación de capacidad histórica, ELCC promedio y ELCC marginal aplicados a un ejemplo con un nuevo participante de energía eólica.

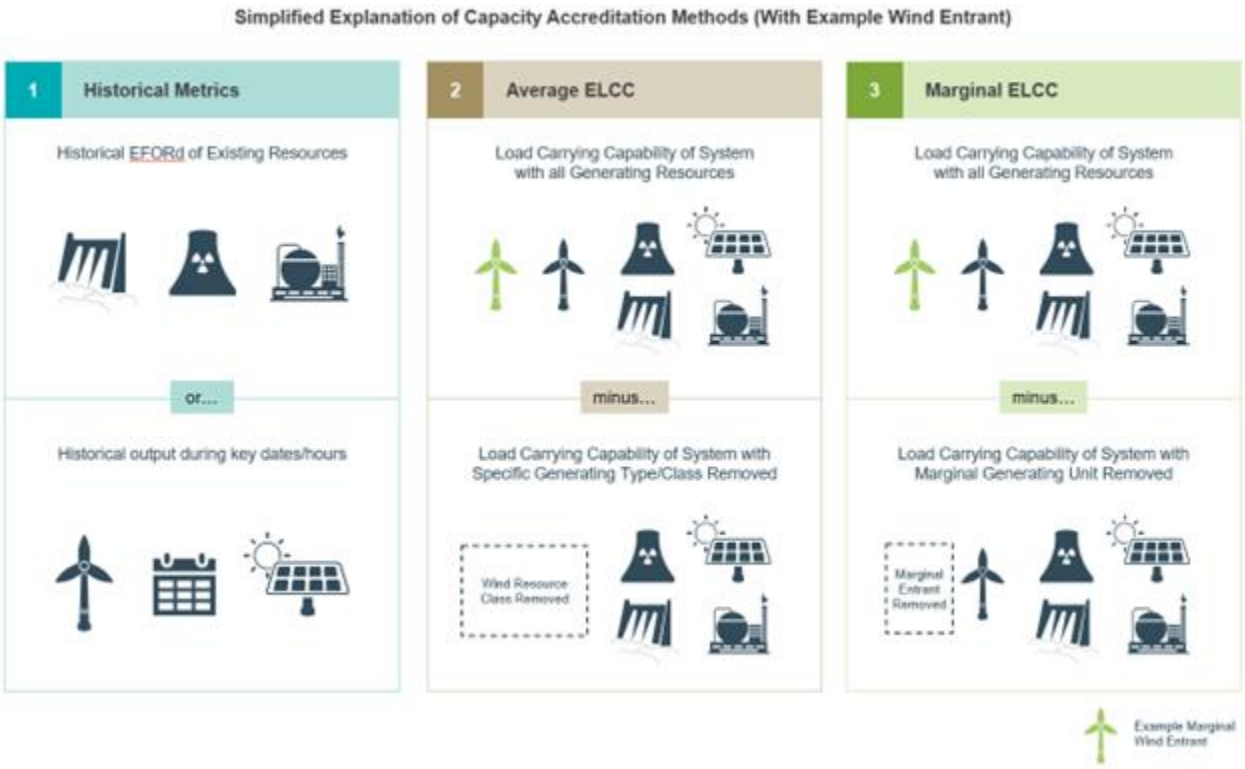


Figura 9-2: Enfoque de capacidad histórica, ELCC promedio y ELCC marginal

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Es muy importante comprender que, debido a la relación entre los perfiles de producción de los recursos solares y eólicos y las cargas del sistema, los valores de acreditación de capacidad promedio y marginal disminuyen a medida que se agrega una mayor cantidad de recursos intermitentes al sistema de energía, en igualdad de condiciones (si el almacenamiento no crece también al mismo tiempo).

Sin embargo, debido a que, según nuestra experiencia, los valores de acreditación marginal disminuyen más rápidamente que los valores de acreditación promedio, la suma de todas las cantidades de acreditación marginal de capacidad de recursos intermitentes individuales es menor que la acreditación de capacidad promedio total de todos los recursos combinados. **Por lo tanto, el beneficio de confiabilidad total para una cartera de recursos intermitentes se mide usando el enfoque promedio, pero los precios de mercado de capacidad de operador de sistema independiente/RTO se fijan por el costo marginal de cumplir los objetivos de confiabilidad**. Por lo tanto, los reguladores y formuladores de políticas se enfrentan a la creciente importancia de desentrañar cómo las acreditaciones ELCC promedio y marginales afectan los mercados de capacidad ISO/RTO.

9.2.4.2 La Acreditación Marginal versus Promedio en los Mercados de Capacidad Centralizados

Este debate en curso no se ha resuelto totalmente. La FERC no ha adoptado una postura firme y, en cambio, ha aprobado ambos enfoques. PJM ha adoptado el enfoque ELCC promedio, sin embargo, ISO-NY ha adoptado el enfoque ELCC marginal.

El ISO-NY propone calcular el ELCC marginal de la capacidad de recursos intermitentes por ubicación y clase de recursos, como eólico, solar, hidroeléctrico, almacenamiento o combinaciones de ellos. Luego, ISO-NY utilizará estas contribuciones de acreditación de recursos marginales junto con factores de reducción de unidades para definir las cantidades de capacidad no forzada de los recursos individuales, o cantidades UCAP. Las cantidades ofertadas en la subasta de los vendedores del mercado de capacidad de ISO-NY están limitadas a los UCAP de los recursos.

En contraste, las reglas de PJM utilizan una metodología ELCC promedio o de cartera para determinar las cantidades de acreditación de capacidad de recursos intermitentes. PJM clasifica los “recursos ELCC” como recursos intermitentes, de duración limitada o

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

combinados. PJM calcula la contribución a la confiabilidad de todos los recursos ELCC como una cartera, luego los ELCC a nivel de clase para eólica, solar, etc, por separado para capturar los beneficios de la diversidad de recursos; PJM se refiere a estos resultados como "promedios de clase ajustados". En última instancia, PJM asigna valores de acreditación de capacidad a recursos individuales en función de los resultados a nivel de clase y el rendimiento de los recursos, y el total de cada uno de los valores de recursos individuales equivale a la contribución de capacidad promedio de todos los recursos de ELCC.

La decisión de la FERC de adoptar diferentes enfoques de acreditación para ISO-NY y PJM promete ser controvertida. En su última orden para Nueva York, la FERC ha sentado el precedente de que tanto los enfoques de acreditación marginal como el promedio pueden diseñarse para que sean justos y razonables y no indebidamente discriminatorios. Al hacerlo, han abierto efectivamente la puerta para que las RTO individuales experimenten con diferentes enfoques de acreditación basados en las circunstancias locales.

9.2.4.3 ¿Qué Significa una Acreditación Marginal o Promedio en la Práctica?

Un elemento central del debate sobre las ELCC marginales versus promedio es la preocupación de que el uso de un enfoque marginal subestima los recursos intermitentes/con energía limitada y no captura los beneficios de la diversidad de los recursos. Sin embargo, el debate entre los dos enfoques de acreditación se caracteriza más apropiadamente como una evaluación de qué enfoque conduce a la combinación de recursos de capacidad más eficiente y de menor costo en el largo plazo. Las siguientes observaciones, basadas en nuestra experiencia, ayudan a iluminar esta distinción en el contexto de los diseños de mercado de capacidad centralizada ISO/RTO:

- La diferencia clave entre los enfoques de acreditación promedio y marginal serán las cantidades acreditadas para las diferentes clases de recursos y recursos individuales utilizados en las subastas de capacidad. Como resultado, se puede esperar que la combinación de recursos de capacidad resultante incentivada por el mercado en el largo plazo sea diferente. Los dos enfoques conducen a diferentes velocidades para señalar la saturación del mercado para clases de recursos específicas. **Los críticos de los enfoques de acreditación marginal han argumentado que las cantidades acreditadas para recursos intermitentes pueden disminuir precipitadamente de año en año en relación**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

con los valores previamente esperados, mientras que los críticos de los enfoques de acreditación promedio argumentan que pueden alentar la sobreinversión en recursos que ya han saturado el mercado.

- Las diferencias entre los enfoques de acreditación marginal y promedio a los efectos del despeje del Mercado de capacidad no se traducen necesariamente en diferencias en los cálculos de las contribuciones de los recursos a la suficiencia de los recursos o en los cálculos de los requisitos de reservas del sistema. **Los resultados actuales muestran que la propuesta de acreditación marginal de ISO-NY da como resultado un margen de reserva instalado que es comparable al valor calculado utilizando un enfoque de acreditación promedio. Por lo tanto, adoptar un enfoque de acreditación u otro no necesariamente cambia la cantidad de acero en el suelo necesaria para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico.**

Los diseños de mercados de capacidad se basan en el conocido principio económico de que los costos para el consumidor se minimizan y la eficiencia se maximiza cuando los precios de equilibrio del mercado igualan el costo marginal con el valor marginal de la confiabilidad. Los recursos de capacidad hacen ofertas en el mercado de capacidad basadas en el costo marginal de suministrar capacidad. **Los precios de despeje del Mercado de capacidad se fijan cuando se igualan los costos marginales de los recursos y el valor marginal de la capacidad para los consumidores. Un enfoque de acreditación de capacidad marginal es consistente con los principios económicos que forman la base de los diseños del mercado de capacidad**.

9.2.4.4 Recomendación de ECCO

ELCC se desarrolló como, y sigue siendo, una herramienta de planificación de servicios públicos más que una herramienta de diseño de mercado. ELCC resultaba atractivo como posible base analítica para reducir la potencia de los recursos intermitentes y de almacenamiento a un nivel de MW coherente con su disponibilidad real y coherente con un recurso perfecto, o al menos un recurso térmico.

La aplicación correcta de ELCC, desde una perspectiva matemática y económica, es definir ELCC como el ELCC marginal. Está claro que, a medida que crece la participación de mercado de los recursos intermitentes, el valor marginal de los recursos intermitentes disminuirá rápidamente.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

9.2.5 Fijación de Precios de Escasez Mediante la Curva de Demanda de Reservas Operativas (ORDC)

Proponemos, además del Mercado de Capacidad Centralizado, un Precio de Escasez riguroso consistente con el método ORDC implementado en ERCOT.

9.2.5.1 Descripción general de los Precios de Escasez

Una de las tareas fundamentales del regulador en los mercados de energía es garantizar la confiabilidad del suministro. Es decir, los reguladores deben garantizar que la capacidad de generación disponible sea capaz de satisfacer la "demanda máxima" esperada más un margen de reserva. En los mercados típicos de productos básicos, la escasez de recursos durante la punta de la demanda se manifiesta a través de altos precios de equilibrio del mercado que son fijados por la "disposición a pagar" por el producto por parte de los consumidores. Sin embargo, en los mercados de electricidad, la demanda es principalmente inelástica (o su elasticidad no está representada) en el corto plazo y el operador del sistema despliega reservas operativas (en giro y no en giro) para mitigar los déficits de suministro que habrían dado lugar a cortes en cascada. En consecuencia, los precios de escasez que incentivarían la inversión en capacidad y la disponibilidad de recursos se ven atenuados por las acciones de adquisición y despliegue de reservas del operador del sistema. **Sin embargo, el despliegue y el agotamiento de las reservas operativas pueden servir como una señal sustituta de escasez, ya que el agotamiento de las reservas aumenta la probabilidad de pérdida de carga y el costo esperado de la carga perdida que debería reflejarse en el precio de la energía.**

La **Curva de Demanda de Reservas Operativas (ORDC)** es un mecanismo de mercado que valora las reservas operativas en el mercado eléctrico mayorista en función de la escasez de esas reservas y refleja ese valor en los precios de la energía. La ORDC se basa en la premisa de que el suministro de energía confiable requiere reservas operativas para las cuales existe una función de demanda descendente implícita que refleja el hecho de que más reservas reducen el costo esperado de la carga perdida, lo que implica el valor marginal de las reservas. **Ese valor marginal se agrega como un componente de escasez al precio de despeje del Mercado de la energía para determinar el precio total de la energía al por mayor.**

La ORDC es una construcción basada en el mercado para valorar las reservas operativas según su escasez. Fue introducida en ERCOT por el Dr. William Hogan, basándose en los siguientes principios:

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Teóricamente, la conexión clave es el valor de la carga perdida (VOLL) y la probabilidad de que la carga se reduzca. **Siempre que hay una reducción involuntaria de la carga y el sistema tiene sólo el mínimo de reservas operativas de contingencia, entonces los precios deberían subir al VOLL**. En cualquier otro nivel de reservas operativas, establecido para proteger el sistema ante posibles eventos en el futuro inmediato, el valor de un incremento de las reservas operativas debe reflejar la probabilidad de pérdida de carga. Debido al error de pronóstico de carga neta y otros factores, existe incertidumbre en el nivel de reservas operativas que estarán disponibles en el período operativo a corto plazo de los próximos 30 minutos a una hora. Por lo tanto, existe una probabilidad, conocida como **Probabilidad de Pérdida de Carga o LOLP**, de que las reservas operativas caigan al nivel que requeriría una reducción involuntaria de la carga dentro de ese plazo. Cuando hay una reducción involuntaria de la carga, la ORDC debe aumentar a VOLL. **En niveles de reserva operativa que no requieren una reducción involuntaria de la carga, la ORDC debe reflejar la LOLP multiplicado por VOLL de manera que, a medida que aumentan las reservas operativas, la LOLP disminuye y la ORDC eventualmente desciende a cero.**

La implementación inicial de la ORDC por parte de ERCOT introdujo en el mercado de tiempo real de cinco minutos, en el verano de 2014, complementos de precio independientes para las categorías de reservas en línea y fuera de línea. El suplemento de precio de las reservas en línea en tiempo real (RTORPA) se asoció a la capacidad en línea en tiempo real (RTOLCAP), que englobaba todas las reservas que podían ponerse a disposición del sistema en 30 minutos. El Suplemento de Precio de Reserva Fuera de Línea en Tiempo Real (RTOFFPA) se asociaba a la Capacidad Fuera de Línea en Tiempo Real (RTOFFCAP), que se refería a las reservas que debían estar disponibles entre 30 minutos y una hora. Ambos sumandos se calcularon en términos de VOLL y de la probabilidad de que las reservas cayeran por debajo del **nivel mínimo de contingencia (PBMCL)**, donde VOLL es igual al límite máximo de oferta en todo el sistema (SWCAP), y PBMCL se deriva de LOLP y del nivel mínimo de contingencia.

El PBMCL es una versión desplazada de la distribución normal LOLP determinada empíricamente. La LOLP, que representa la probabilidad de un déficit de reservas en tiempo real, se determina comparando el nivel de reservas previsto con una hora de antelación con el nivel de reservas realizado en tiempo real. Se supone que la brecha entre estos valores, denominada error de reserva, sigue una distribución normal caracterizada por una media (Mu o μ) y una desviación estándar (Sigma o σ). En ERCOT la distribución LOLP se determina una vez por temporada, compilando datos empíricos de error de reserva que se remontan al inicio del Mercado Nodal y ajustando estos datos

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

a una distribución normal. Luego, la curva LOLP se desplaza según el nivel mínimo de contingencia para obtener PBMCL, es decir, la probabilidad de que las reservas caigan por debajo del nivel mínimo de contingencia. Tenga en cuenta que, si bien el nivel mínimo de contingencia coincide con el nivel de reserva en el que se redujo la carga firme, el nivel mínimo de contingencia de ERCOT se estableció inicialmente en 2000 MW para abordar las preocupaciones relacionadas con la adecuación de los recursos a largo plazo. Consulte la Figura 9-3 para ver una ilustración de RTORPA en términos de LOLP, MCL, PBMCL y VOLL.

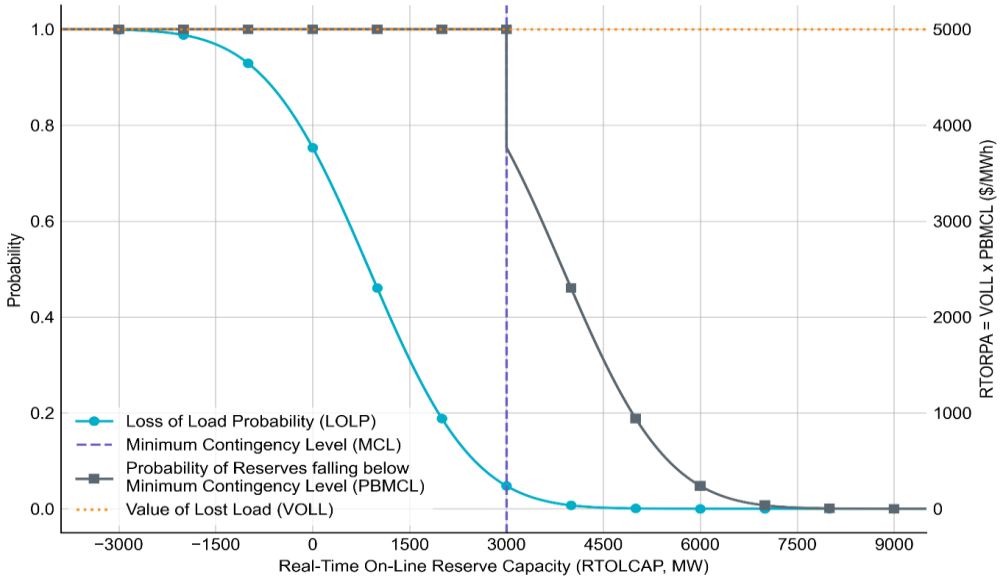


Figura 9-3: Ilustraciones de RTORPA, LOLP y PBMCL

La distribución del error de reserva Mu y Sigma se establece en sus valores más recientes y se supone que RTOFFCAP es 0 MW con fines ilustrativos. Tenga en cuenta que multiplicar la curva PBMCL por VOLL (actualmente $5,000/MWh) produce la Curva de Demanda de Reserva Operativa (ORDC). Por lo tanto, los valores de RTORPA se pueden leer desde el eje derecho (suponiendo que Lambda del sistema es cero).

El valor de la contribución de reserva de un Recurso en particular depende de qué tan rápido pueda ponerse a disposición del sistema. Los parámetros Mu y Sigma de PBMCL se ajustan entre RTORPA y RTOFFPA para reflejar esta condición. La Figura 9-4 ilustra

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

la diferencia entre los dos sumadores en función de la incertidumbre de la reserva durante la siguiente hora de operación. Se supone que la incertidumbre total de las reservas se divide en partes iguales entre dos intervalos de 30 minutos. Durante el segundo intervalo, ambas categorías de reserva (RTOLCAP y RTOFFCAP) están disponibles. Por lo tanto, el RTOFFPA se calcula utilizando Mu y Sigma completos y se paga a las reservas que entran en la categoría RTOFFCAP. Sin embargo, durante los primeros 30 minutos de la siguiente hora de funcionamiento sólo está disponible RTOLCAP. Por lo tanto, RTORPA tiene un plazo adicional, además del plazo RTOFFPA, para compensar las reservas de acción más rápida por su valor adicional. El plazo adicional se calcula utilizando una curva PBMCL acortada que captura la incertidumbre de las reservas durante la primera mitad de la próxima hora de operación, con Mu escalado a la mitad y Sigma escalado en 0,707 para ajustar el hecho de que solo se está considerando un período de 30 minutos, a diferencia de una hora completa.

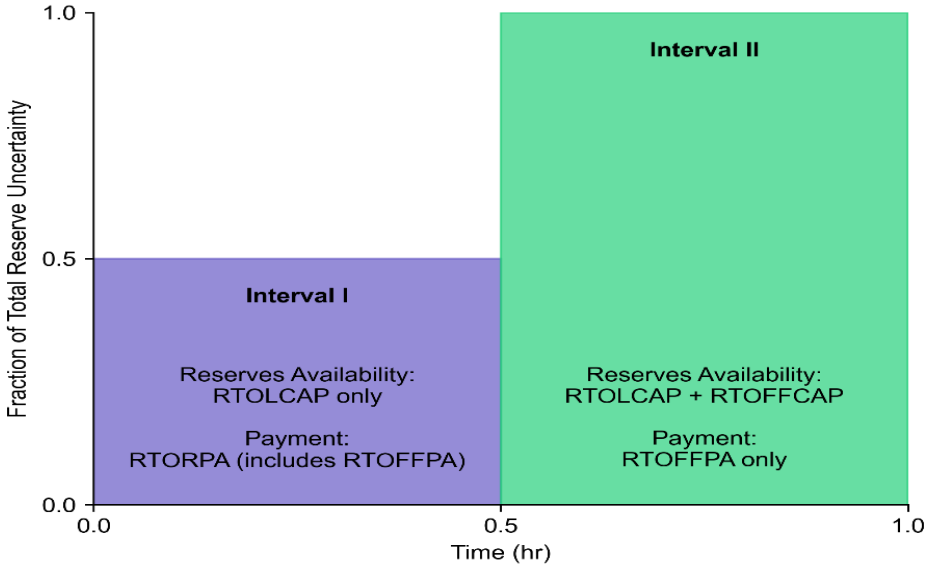


Figura 9-4: Perspectiva de ERCOT ORDC sobre la incertidumbre de las reservas durante la próxima hora de funcionamiento. Durante el Intervalo I (los primeros 30 minutos), solo está disponible RTOLCAP, lo que lo hace más valioso que RTOFFCAP.

Hay dos detalles adicionales relevantes. Primero, en ERCOT los protocolos **limitan la suma del Lambda del sistema y todos los sumadores de precios a SWCAP, *es decir*, el límite de oferta para todo el sistema**. Por lo tanto, RTORPA solo puede

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

alcanzar SWCAP si el Lambda del sistema es cero. En segundo lugar, hay un agregador de precios adicional llamado Agregador de Precios de Implementación de Confiabilidad en Línea en Tiempo Real (RTORDPA). Este sumador, que no está relacionado con la ORDC y se calcula después de determinar el lambda del sistema y el RTORPA, tiene en cuenta el impacto en los precios de las acciones fuera del mercado definidas por el protocolo, como las acciones de Confiabilidad como el Compromiso de Unidades de Confiabilidad (RUC) y los despliegues de Servicios de Respuesta ante Emergencias (ERS).

En ERCOT, ha habido cambios administrativos significativos en los parámetros ORDC de ERCOT desde la implementación inicial en junio de 2014, como se ilustra en la Figura 9-5. El Mu, el valor medio de la distribución LOLP, se desplazó administrativamente hacia arriba 0,25 veces Sigma en marzo de 2019, luego 0,25 veces Sigma adicionales en marzo de 2020. El VOLL (que se establece igual a SWCAP) cambió dos veces, de $ 9000/MWh hasta el límite de oferta bajo para todo el sistema (LCAP) de $ 2000/MWh después de la tormenta invernal Uri, y luego de regreso hasta $5000/MWh el 1 de enero de 2022. Finalmente, el nivel mínimo de contingencia se incrementó de 2000 MW a 3000 MW el 1 de enero de 2022.

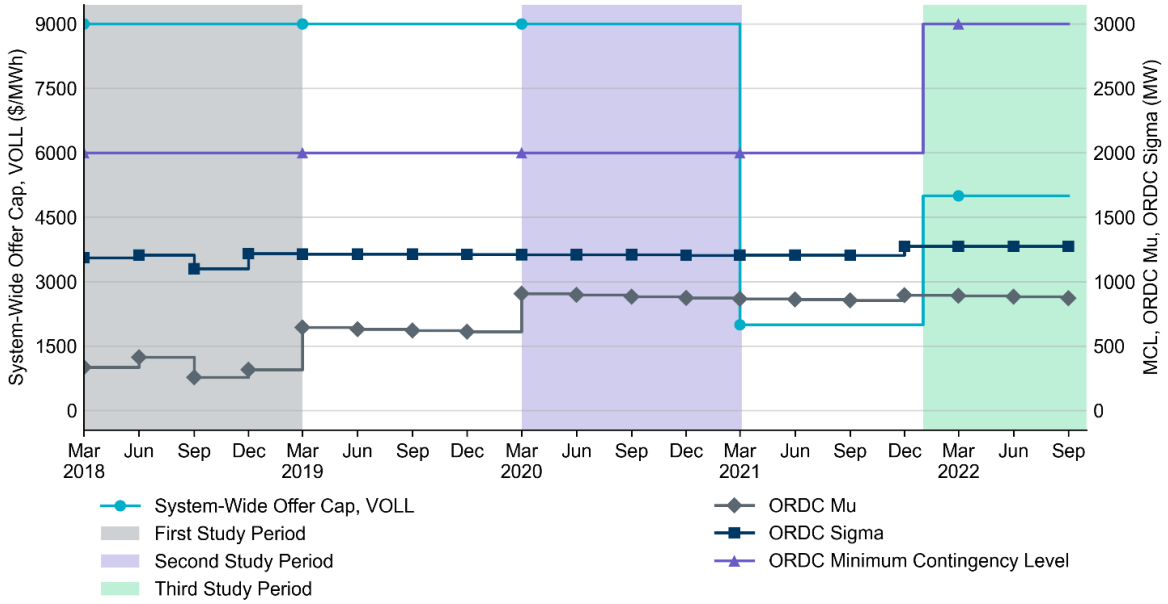


Figura 9-5: Cronología de varios parámetros de la ORDC en ERCOT

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El precio Límite de Oferta para Todo el Sistema (SWCAP) se representa en el eje vertical izquierdo, mientras que los valores de MW (nivel mínimo de contingencia, ORDC Mu y ORDC Sigma) se representan en el eje derecho. Los tres períodos de estudio considerados en este informe están sombreados de izquierda a derecha. (Tenga en cuenta que antes de 2019, ORDC Mu y Sigma se calculaban dividiendo primero los datos de error de reserva en seis bloques según la hora del día; por lo tanto, hay seis valores de Mu y Sigma para cada temporada de 2018. Los valores de Mu y Sigma de 2018 que se muestran en este son promedios tomados de los seis valores de hora del día para cada temporada de 2018).

9.2.5.2 Propuesta de Fijación de Precios de Escasez Basada en ORDC

Proponemos una metodología de fijación de precios de escasez basada en ORDC para el CEN basada en el enfoque de ERCOT.

Si bien recomendamos la adopción de la ORDC como se describe anteriormente, está claro que el parámetro específico del procedimiento deberá calibrarse según las realidades del mercado chileno. La necesidad de dicha calibración queda demostrada por la experiencia de ERCOT desde la adopción de ORDC en 2014 (y como se resume en la sección anterior).

9.2.5.3 Comentarios Adicionales sobre la Propuesta de Fijación de Precios de Escasez Basada en ORDC

La ORDC juega un papel importante a la hora de estimular el auto-comisionamiento de los recursos marginales, incentivándolos a ingresar al pool de reservas y contribuir a las reservas en línea. Idealmente, esto puede ayudar a evitar acciones fuera del mercado, como el Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad (RUC). Para determinar si es económico comprometer un Recurso en particular en un día determinado, una Entidad de Programación debe comparar los costos iniciales del Recurso con sus ingresos esperados durante el transcurso de su tiempo mínimo de ejecución. **ERCOT ha estimado que un valor RTORPA de $10/MWh es suficiente para cubrir los costos de puesta en marcha de una turbina de combustión marginal con un tiempo de funcionamiento mínimo de cuatro horas**.

Mientras que los sumadores de precio ORDC se pagan a las reservas según las categorías RTOLCAP y RTOFFCAP, las operaciones en tiempo real, como los despliegues de servicios complementarios y los eventos de Alerta de Emergencia Energética (EEA), se rigen por una medida de reservas operativas denominada Capacidad de Respuesta Física (PRC). La PRC está estrechamente relacionada con

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

la RTOLCAP, pero las dos medidas de reservas difieren en algunos aspectos. La PRC excluye la capacidad de respuesta sin frecuencia (NFRC), así como los recursos de arranque rápido fuera de línea que pueden responder rápidamente a las condiciones de la red, pero que no están conectados sincrónicamente. Por lo general, el PRC también limita el margen de reserva calculado al 20% del Límite Superior Sostenido (LSS) de cada recurso. El HSL de un recurso es la máxima energía sostenida que puede producir un recurso de generación o el máximo consumo de energía de un recurso de carga. Cuando las condiciones del sistema se endurecen y las reservas escasean, RTOLCAP y PRC tienden a converger: NFRC disminuye, los Generadores en línea y las cargas en el sistema ERCOT se liquidan a Precios de Punto de Liquidación (SPP) cada 15 minutos. Los SPP son una combinación de los precios marginales locales (LMP) de la energía, el RTORPA y el RTORDPA.

La Figura 9-6 ilustra las contribuciones de cada uno de estos componentes de precios por mes desde octubre de 2020. Los Precios Promedio en Tiempo Real han sido significativamente más altos en 2022 que en 2021. Debido a la reforma de ORDC, el promedio ponderado del RTORPA en el tiempo también es más alto en 2022: $6,11/MWh, o un 8,1 % del precio total, desde 2022 hasta septiembre, en comparación con solo $0,41/MWh, o un 1,0 % del precio total, en 2021.

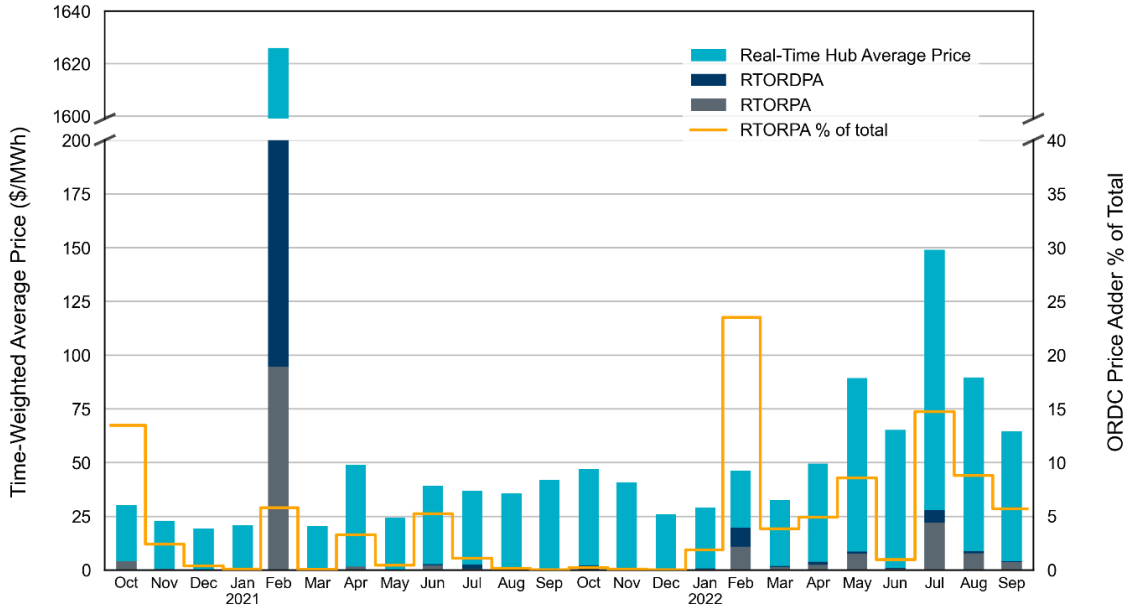


Figura 9-6*: **Contribución relativa de los sumadores de precios de ORDC y de***

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

despliegue de la Confiabilidad a los Precios Totales de la Energía en Tiempo Real por mes

Este gráfico incluye datos de la tormenta invernal Uri (NOTA: Un factor clave de los precios más altos en 2022 son los mayores costos del combustible. En la red de ERCOT, los precios de todo el sistema generalmente los fijan los generadores marginales de gas natural).

Es difícil evaluar todos los efectos de la ORDC sobre los precios porque algunos de ellos sólo se manifiestan indirectamente. Por ejemplo, el impacto de la RTORPA sobre el valor de las reservas se traslada a los pagos por desajustes de los servicios complementarios en tiempo real y a los cargos aplicados a las entidades programadoras. Los mayores precios previstos de la demanda de reservas en Tiempo Real también afectan indirectamente a los Precios de Despeje del Mercado de Servicios Complementarios de Capacidad (MCPC) del Mercado del Día Anterior (DAM), ya que los precios de las reservas en Tiempo Real determinan las expectativas y el costo de oportunidad potencial para las entidades programadoras que fijan los precios de sus ofertas de Servicios Complementarios. Se espera que estos impactos tengan cierta repercusión, especialmente para las entidades programadoras que ofrecen cantidades significativas de servicios complementarios en el DAM.

El Margen Neto de Punta (PNM) representa los ingresos netos que un recurso de generación hipotético de punta podría haber obtenido del mercado en tiempo real y proporciona alguna indicación de la señal de inversión histórica para este tipo de plantas. Este valor se acumula a lo largo del año. ERCOT administra un umbral PNM establecido por el regulador como un disyuntor para limitar las ganancias inesperadas de los generadores (actualmente el umbral es 3 veces el costo de una nueva entrada). Una vez que se alcanza el umbral de PNM, ERCOT reduce el Límite de Oferta para Todo el Sistema (SWCAP) del Límite de Oferta Alto para Todo el Sistema (HCAP) al Límite de Oferta Bajo para Todo el Sistema (LCAP) durante el resto del año.

La acumulación de PNM en ERCOT en 2022, ilustrada en la Figura 9-7 a continuación, muestra el impacto dla ORDC en la acumulación de PNM, que mide la recuperación de costos en los períodos de punta y los incentivos a la inversión. Desde 2022 hasta septiembre, el PMN de ERCOT fue de aproximadamente $139,000/MW. Comparando esto con un costo estimado de nueva entrada de $93,500/MW-año para una nueva turbina de combustión, esto proporciona una indicación de que los precios del mercado en tiempo real para 2022 han proporcionado cierto nivel de señal de inversión para este

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

tipo de recursos. Con los cambios de la ORDC implementados, RTORPA ha representado aproximadamente el 29% del total de PNM acumulado en 2022 hasta el 10 de septiembre.

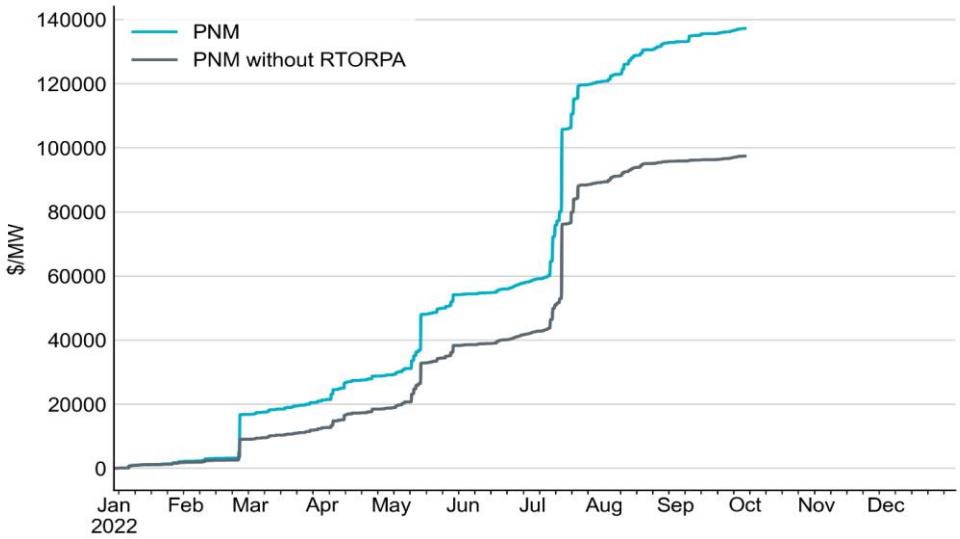


Figura 9-7: Margen Neto Acumulativo de Punta con y sin Sumadores de Precios de la ORDC para 2022

9.2.6 Conclusiones

En este capítulo propusimos el diseño óptimo de un Mecanismo de Capacidad Centralizada (CRM) junto con una fijación de precios de escasez basado en la ORDC, tal como se implementa en ERCOT. Propusimos metodologías para los requisitos del CRM, proporcionamos un diseño básico de CRM y elaboramos los principales parámetros de diseño, como la curva de demanda, el diseño de la subasta y el diseño de las opciones de confiabilidad y la obligación de recuperación de la inversión. También brindamos comentarios sobre experiencias prácticas de los mercados de capacidad ISO de Nueva Inglaterra y Colombia. Ambos mercados finalmente suspendieron la controvertida opción de diseño con precios de ejercicio bajos.

En esta sección resumimos, basados en nuestra experiencia práctica, nuestras recomendaciones generales para el diseño óptimo de un mecanismo CRM con Opciones de Confiabilidad junto con la fijación de precios de escasez basada en la ORDC:

1) Las subastas centralizadas de capacidad de comprador único parecen ser una opción generalizada que se adopta en muchos mercados (todos los mercados de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

EE. UU. excepto ERCOT y muchos mercados de la UE como Italia, Polonia, Reino Unido, Irlanda, Bélgica y otros mercados como Colombia, por nombrar algunos).

2) En la práctica puede encontrarse una variación considerable de las medidas de adecuación de recursos, pero en la práctica parece favorecerse la agrupación de subastas de capacidad con Opciones de Confiabilidad, como medio de gestión del riesgo.
3) El diseño de las Opciones de Confiabilidad es fundamental. Debemos evitar la tentación de los precios de ejercicio bajos y aprender de los errores de los diseños anteriores de los mercados de capacidad reales, como el mercado de capacidad de la ISO de Nueva Inglaterra y el mercado de Colombia.
4) Los precios de ejercicio deben ser agnósticos en cuanto a la tencología y muy elevados. No deben utilizarse para mitigar el poder de mercado; para ello deben emplearse otros mecanismos, como los contratos bilaterales u otros mecanismos de negociación.
5) La definición de las cantidades de capacidad adquiridas sigue siendo un reto importante y requiere especial atención.
6) Las curvas de demanda en las subastas centralizadas de capacidad suelen ser elásticas en cuanto al precio, tanto para evitar un comportamiento "bipolar" de los precios de la capacidad como para contrarrestar, hasta cierto punto, el comportamiento estratégico de las ofertas.
7) La remuneración de la capacidad debe ser uniforme y neutral a la tecnología. El principio básico subyacente a este planteamiento es que los pagos por capacidad, independientemente de cómo se determinen, deben reflejar el valor para el sistema y no intentar "balancear las cuentas" del productor o de los consumidores. Así, mientras que la remuneración de la capacidad debe reflejar el costo de la nueva entrada por MW (CONE) para la tecnología de expansión más económica, debe hacerse el mismo pago por MW a toda la capacidad preexistente dispuesta a comprometerse a la misma disponibilidad para el despacho o las reservas operativas (en términos de capacidad de generación y suministro de combustible) y cumplir una "obligación de oferta obligatoria" en el mercado.
8) El conjunto de recursos que proporcionan capacidad debería ampliarse permitiendo la participación de diversos recursos, como las energías renovables, el almacenamiento y la respuesta a la demanda, en el cumplimiento de los objetivos de confiabilidad. No obstante, deben establecerse parámetros de rendimiento y factores de reducción de potencia adecuados para permitir dicha participación. La participación del lado de la demanda es especialmente importante para permitir que la demanda se "auto-resguarde" y opte por no pagar el costo adicional de los elevados objetivos de capacidad de reserva impuestos por el regulador. A este respecto, proponemos el método del ELCC marginal.
9) La fijación de precios de escasez debe complementar los mecanismos de CRM.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Hemos propuesto la implementación de una fijación de precios de la escasez basada en la ORDC, como en el mercado de ERCOT.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

10 Mercado de Ofertas Virtuales (VB)

En este capítulo proponemos el diseño para el Mercado de Ofertas Virtuales del CEN.

10.1 Descripción general

El mercado DAM es un mercado a plazo, donde se puede comprar energía a precios futuros del día anterior, también llamados LMP diarios (DAM LMP). El mercado RTM es un mercado spot físico, donde se puede comprar energía a precios spot, también llamados LMP en tiempo real (RTM LMP). Los LMP DAM suelen ser más estables que los LMP RTM, como se ilustra en la Figura 10-1.

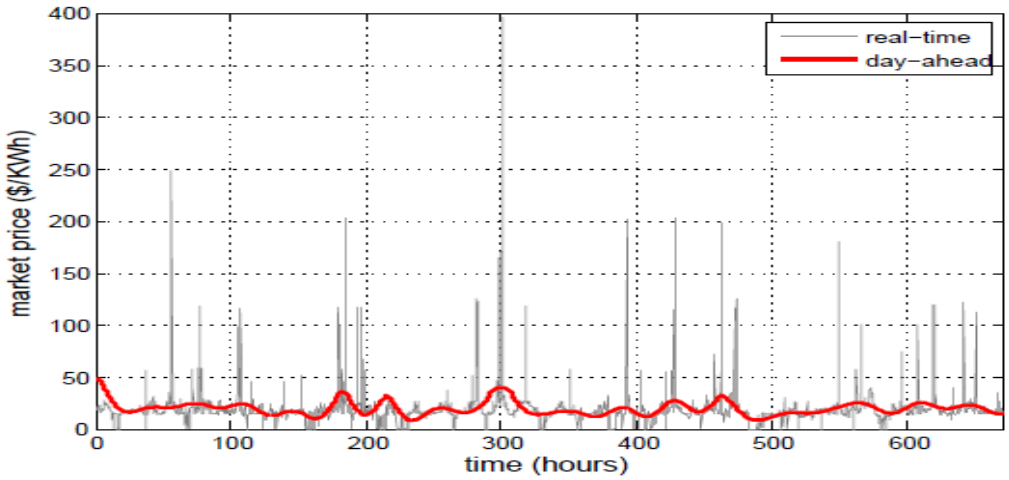


Figura 10-1: Diferencial de Precios de Mercado en Tiempo Real frente a los del Día Anterior

En el mercado RTM, los aumentos de precios suelen ser provocados por interrupciones no planificadas de las plantas de generación e instalaciones de transmisión, y por condiciones climáticas impredecibles, mientras que el mercado DAM se ve menos afectado debido a un horizonte de planificación más largo.

En los mercados puramente físicos, los participantes pueden presentar ofertas y posturas de la oferta y la demanda en el día anterior, lo que da como resultado una adjudicación en el mercado a plazo, que son contratos vinculantes para cantidades y precios específicos. Posteriormente, pueden presentar ofertas y posturas en tiempo real, que

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

modifican las adjudicaciones del día anterior. Las adjudicaciones incrementales en tiempo real se liquidan a los precios de equilibrio en tiempo real. La combinación del compromiso del día anterior y las recompensas en tiempo real se convierten en instrucciones de despacho físicas. Las desviaciones de estas instrucciones se tratan como “desviaciones no instruidas” y se liquidan de acuerdo con las reglas especificadas en la tarifa.

La divergencia entre los LMP de DAM y los LMP de RTM puede proporcionar incentivos perversos a los SC, los que pueden abordarse eficazmente mediante el mercado de ofertas virtuales.

Las Ofertas Virtuales o “de Convergencia” son ofertas financieras presentadas únicamente en el Mercado del Día Anterior. El Mercado Integrado a Plazo (IFM) despacha las ofertas virtuales y físicas de forma no discriminatoria. Si se despacha en el IFM, las asignaciones de oferta virtual y demanda virtual resultantes se liquidan primero en el LMP local del día anterior y luego se liquidan automáticamente con la posición opuesta de venta/compra en los LMP de RTM (específicamente el mercado de 15 minutos, FMM).

Las ofertas de convergencia proporcionan a los participantes del mercado varias funciones financieras. En primer lugar, existe la oportunidad de obtener ingresos (y arriesgarse a sufrir pérdidas) resultantes de cualquier diferencia en los LMP del día anterior y del RTM. Los participantes del mercado, utilizando sus conocimientos sobre el sistema y las condiciones del mercado, pueden identificar oportunidades de licitación virtual que resulten en resultados de mercado más eficientes. **El potencial de recompensa financiera fomenta la actividad de las ofertas virtuales que tendería a minimizar cualquier diferencia sistemática entre los LMP del día anterior y FMM, minimizando así los incentivos para programar insuficiente o excesivamente la demanda física en el mercado del día en anterior**. El propietario de un generador también puede utilizar una oferta virtual para mitigar el impacto del riesgo de una interrupción que se produzca después del cierre del mercado del día anterior. Al aumentar la liquidez del mercado a través de las ofertas virtuales, el potencial para el ejercicio del poder de mercado también disminuye.

El beneficio de las VB también proviene del hecho de que libera a los participantes del mercado del uso de recursos físicos para arbitrar las diferencias de precios entre los mercados DAM y RTM, también llamado **oferta virtual implícita**. La oferta virtual implícita es la estrategia de oferta en la que los participantes del mercado difieren intencionalmente sus recursos físicos al mercado RTM para aprovechar los LMP favorables de RTM, al ofertar a precios que es poco probable que se liquiden en el

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

mercado DAM en lugar de sus costos y beneficios económicos.

Aunque la oferta virtual implícita puede lograr la convergencia de precios en ausencia de VB, también puede generar problemas de confiabilidad que pongan en peligro la eficiencia de los mercados DAM y RTM. Sin la revelación de los verdaderos costos y beneficios económicos de los recursos físicos, es difícil para el operador del sistema asignar recursos de manera eficiente y óptima. Además, los precios a los que los participantes del mercado ofrecen sus recursos físicos dependen en gran medida de su propia anticipación de los LMP de DAM y RTM, y esto introduce incertidumbre en el mercado de DAM. En algunos casos, el operador del sistema puede programar demasiado el suministro físico en el IFM que debe venderse nuevamente en el mercado RT, o programar menos el suministro físico en el IFM que depende de las adquisiciones en el RUC para equilibrarse. Estas variaciones disminuyen la estabilidad del mercado DAM y podrían socavar la confiabilidad de la red eléctrica.

10.2 Oferta virtual y Participación en el Mercado DAM

Proponemos a las SC del mercado del CEN presentar posturas de Oferta Virtual y Demanda Virtual para cada recurso a utilizar en DAM. El CEN debería validar todas las ofertas presentadas a DAM. En el caso de las Ofertas Virtuales (Oferta y Demanda), se deben realizar verificaciones de crédito contra el límite de crédito antes de pasar las Ofertas Virtuales al Mercado del Día en Anterior.

Las Ofertas Virtuales deben marcarse explícitamente como Ofertas Virtuales cuando se presenten en el Mercado del Día Anterior. Su presentación y procesamiento incluyen un indicador que las identifica como Ofertas Virtuales y no como Ofertas físicas. Esta indicación;

- Permite su exclusión del proceso automatizado de Mitigación del Poder del Mercado Local;
- Permite rastrear las Ofertas Virtuales y asociarlas con la Entidad Ofertante de Convergencia;
- Permite que el CEN pueda suspender las Ofertas Virtuales por ubicación o por Entidad Oferente de Convergencia cuando sea necesario; y
- Permite al CEN excluir las ofertas virtuales del mercado RUC

A las ofertas de suministro virtuales en las ubicaciones de PNode agregados se les aplicará el GDF del mismo modo que las ofertas de suministro físicas, por lo que se

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

tratarán las ofertas físicas y virtuales de manera consistente en el mercado del día anterior.

Las Ofertas de Energía Virtual son Ofertas Económicas y no incluyen Auto-Programaciones. Estas Ofertas pueden realizarse en cualquier PNodo Elegible o ubicación de PNodo Agregado Elegible y ser una Oferta de Suministro Virtual y/o una Oferta de Demanda Virtual en esa ubicación.

Las Ofertas Económicas Virtuales de Suministro para el Día Anterior se limitan a la Curva de Energía definida en la Oferta. Para las Ofertas Virtuales esto es obligatorio y el Tipo de Recurso seleccionado debe ser Suministro Virtual. Las Ofertas de Suministro Virtual deben comenzar en cero (0) MW.

La curva de oferta de energía debe aumentar monótonamente. Las Ofertas de Suministro Virtual son validadas por el CEN al momento de su presentación para garantizar que la curva de oferta de energía cumpla con las reglas de validación de ofertas. Las ofertas de suministro virtual están sujetas a los límites de las ofertas de energía.

Las Ofertas Económicas Virtuales de Demanda del Día Anterior se limitan a la Curva de Energía definida en la oferta. Para las ofertas de demanda virtual, esto es obligatorio y el tipo de recurso seleccionado debe ser "demanda virtual". Las Ofertas Virtuales deben comenzar en 0 MW. Las ofertas de demanda virtual deben ser validadas por el CEN al momento de su presentación para garantizar que la curva de ofertas de energía cumpla con las reglas de validación de ofertas. Las ofertas de demanda virtual deben estar sujetas al límite de oferta de energía dura. Las ofertas de demanda virtual deben estar sujetas a los límites de las ofertas de energía.

La VP también se puede realizar en Hubs de intercambio comercial. En comparación con los nodos, los Hubs de intercambio brindan más liquidez para negociar grandes volúmenes de ofertas virtuales. Los LMP de DAM y RTM en el Hub de intercambio representan el promedio ponderado de los precios en los nodos de generación dentro de la zona de gestión de congestión correspondiente. Los pesos se pueden determinar anualmente en función de la generación estacional del año anterior, y se diferencian por horas punta y valle. Las ofertas virtuales presentadas en un Hub de intercambio se distribuyen a los nodos de generación en proporción a sus pesos y se unen para que se despachen en su conjunto en el mercado DAM.

Además, la política de crédito de VB exige que la exposición actual de las ofertas virtuales presentadas por un participante del mercado no pueda exceder la garantía establecida con el CEN.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

10.3 Despeje de las Ofertas Virtuales en el Mercado DAM

En el cierre del mercado del día anterior, el mercado CEN agrega las ofertas virtuales en cada PNodo/APNodo elegible para crear una oferta de suministro virtual agregada y una oferta de demanda virtual agregada en cada ubicación (la oferta agregada puede contener mucho más de 10 segmentos). Para la agregación de ofertas, el mercado sigue el estándar de acumular segmentos de ofertas cuando los precios de la energía son diferentes y agregar MW si los precios de la energía son los mismos.

El CEN IFM realiza el Comisionamiento de Unidades y la Gestión de la Congestión, aprueba las Ofertas Virtuales presentadas por los SC y aprueba las Ofertas de Energía modificadas en el MPM, teniendo en cuenta los límites de transmisión, las restricciones operativas intertemporales y de otro tipo, y garantiza que se adquieran los Servicios complementarios adecuados en el Área de Autoridad de Equilibrio CEN basado en el 100% del Pronóstico CEN de la demanda en el CEN.

Una vez completado el CEN DAM, los resultados de las Ofertas Virtuales despachadas serán desagregados al nivel de ID de la SC elegible antes de que los resultados del Mercado del Día Anterior, que incluyen las Adjudicaciones Virtuales, sean publicados a los Participantes del Mercado. Para la desagregación de un segmento no marginal, es sencillo asignar cada MW despachado a la SC elegible. Para el segmento marginal, la cantidad relevante de MW despachados está asociada con múltiples segmentos de oferta y, por lo tanto, es necesario prorratear para obtener la cantidad individual de MW despachados a nivel de SC. El CEN debe prorratear los MW adjudicados proporcionalmente a los MW presentados del segmento marginal de cada Oferta Virtual que contribuya al segmento marginal agregado.

Las Ofertas de Demanda y las Ofertas Virtuales no se aceptan en el RUC, ni en el RTM. Las Ofertas Virtuales no se tienen en cuenta en el RUC, pero pueden influir en el resultado del RUC en función de la cantidad de unidades comprometidas, las adjudicaciones virtuales y los horarios físicos adjudicados en el IFM.

10.4 Liquidaciones de Ofertas Virtuales

Las Adjudicaciones de Suministro Virtual se pagan a los LMPs del Día Anterior en su ubicación y se cobran en Tiempo Real a los LMPs FMM aplicables en los PNodes o APNodes aplicables. Las Adjudicaciones de Demanda Virtual se cobran a los LMPs del Día Anterior en sus ubicaciones y se pagan en Tiempo Real a los LMPs FMM aplicables en los PNodes o APNodes aplicables.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Es posible que, en IFM, se despache una cantidad excesiva de oferta virtual frente a la demanda virtual, de modo que se produzca una sobregeneración “virtual”. Dado que el RUC solo funciona con ofertas físicas y el pronóstico CEN de la demanda en el CEN, y en la medida en que el suministro virtual haya desplazado el suministro físico, es posible que el RUC necesite comprometer más recursos físicos y/o que se le otorgue más capacidad de RUC para garantizar que haya suficiente capacidad física para cubrir el pronóstico CEN de la demanda en el CEN.

No recomendamos imponer una tarifa de transacción a las ofertas virtuales enviadas, pero se debe exigir que las ofertas virtuales aprobadas paguen los costos adicionales. Los costos asignados a las ofertas virtuales aprobadas deben incluir los costos de incremento del IFM y del RUC. En particular, las ofertas de demanda virtual aprobadas deberían estar obligadas a pagar una proporción del aumento de los costos del IFM, ya que las ofertas de demanda virtual tienden a aumentar la oferta física adquirida en el IFM. Las ofertas de suministro virtual aprobadas deben estar sujetas a una proporción del aumento de los costos del RUC, ya que en la mayoría de los casos los ISO tienden a programar menos suministro físico en el IFM debido a las ofertas de suministro virtual y aumentan la capacidad adicional adquirida en el CEN RUC.

Recomendamos que el mercado de Ofertas Virtuales (VB) se implemente más adelante. Esto es consistente con la experiencia con otros mercados ISO de EE. UU. Por ejemplo, la CAISO implementó el mercado de VB después de dos años de operaciones reales, por temor a que el mercado pudiera ser manipulado por especuladores. Después del primer año del inicio del mercado de VB, los beneficios del mercado quedaron muy claros. La Figura 10-2 ilustra el volumen de transacciones y las diferencias de precios ponderados (spread) entre DAM y RTM durante un trimestre. En general, el volumen de ofertas virtuales ha sido aproximadamente el 10% del volumen total negociado en el DAM. También vemos que las ganancias y pérdidas de arbitraje de las transacciones virtuales se han distribuido de manera bastante uniforme.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

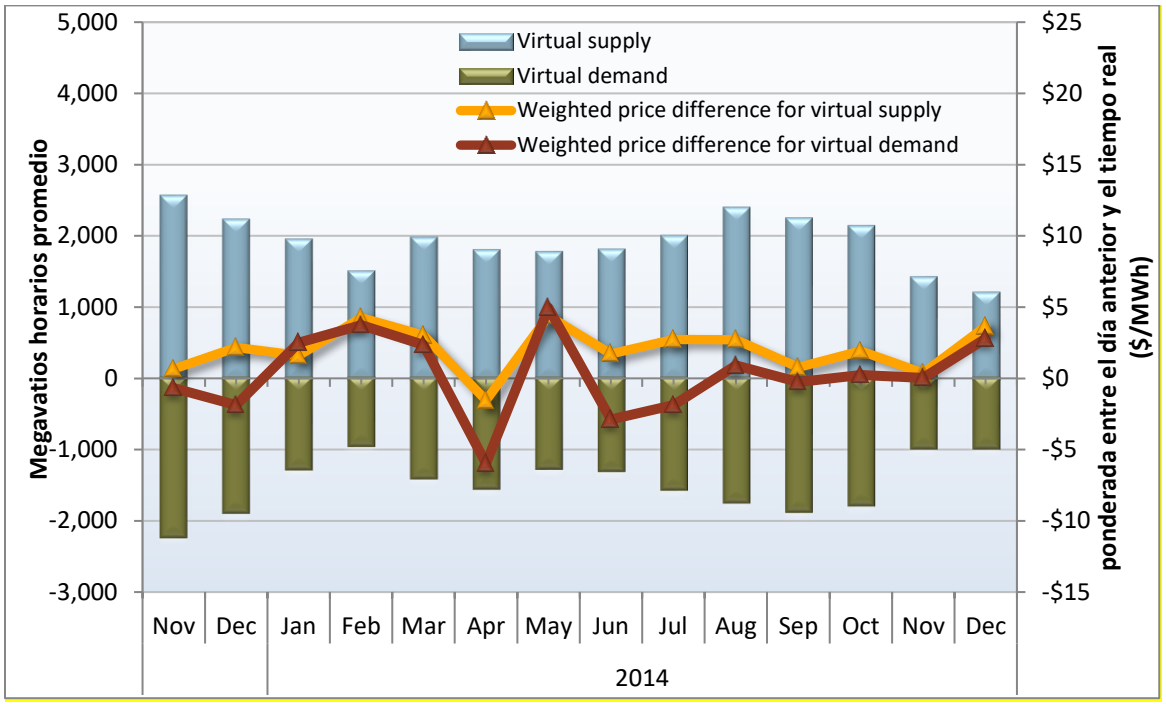


Figura 10-2: **Volumen de operaciones virtuales y diferencial de precios ponderado en CAISO**

El análisis del año anterior y posterior a la adopción de las ofertas de convergencia se muestra en varios artículos académicos, identificando una clara reducción del diferencial de precio y las oportunidades de arbitraje entre los precios del día anterior y en tiempo real.

<u>En resumen, recomendamos un sistema de dos liquidaciones con ofertas virtuales abiertas a participantes financieros</u>.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

11 Breve Resumen del Mercado de Energía Existente en el CEN

En este capítulo presentamos los principales elementos de la actual arquitectura del mercado de energía chileno.

11.1 Actual Arquitectura General del Mercado de Electricidad del CEN y Estructura de Propiedad

La demanda eléctrica en Chile es de unos 75 TWh al año, con una demanda máxima de alrededor de 11,5 GW (2023). Por el lado de la oferta, hay 34,68 GW de capacidad instalada; que son propiedad de empresas generadoras con diferentes tecnologías. Hasta octubre de 2023, había 9,27 GW (26,7%) de energía solar fotovoltaica, 7,5 GW (21,7%) de hidráulica, 5,38 GW (15,5%) de gas natural, 4,6 GW (13,2%) de eólica, 4 GW (11,5 %) de carbón, 3 GW (8,6%) de capacidad instalada de diésel. La Figura 11-1 muestra el mix de la matriz energética por tecnología en el mercado chileno.

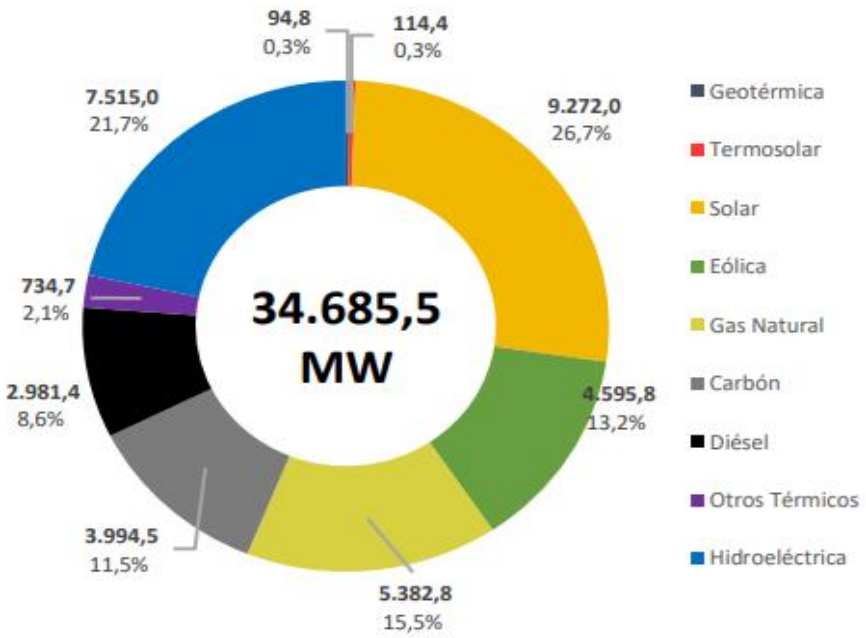


Figura 11-1: Mix energético en el mercado CEN chileno

Fuente: CEN, 2023. Informe Energético. Noviembre, 2023. Disponible en línea en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/11/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Nov23.pdf

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

A octubre de 2023, 744 empresas de generación participaban en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile. Sin embargo, sólo 5 empresas cuentan con más de 1 GW de capacidad instalada. **Enel Generación Chile SA posee 5,1 GW (15%) de capacidad, Colbún SA posee 3,6 GW (10%) de capacidad, Engie Energía Chile SA posee 2 GW (6%) de capacidad, Aes Andes SA posee 1,8 GW (5%) de capacidad, y Enel Green Power del Sur SpA posee 1,3 GW (4%) de capacidad.**

Esta participación de propiedad en el mercado da crédito a la afirmación de que no existe un participante dominante en el mercado basado en participaciones de propiedad. Esto significa que el mercado chileno pasará las pruebas estructurales (Ver diseño detallado de Mitigación del Poder de Mercado presentado en este Informe). Sin embargo, todavía necesitamos aplicar una rigurosa mitigación del poder de mercado ex ante basada en el comportamiento de los actores en el proceso de licitación diario.

El mercado eléctrico de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile es un mercado mayorista (de tipo pool) multinodal, centralizado, basado en costos auditados y programación de operación diaria no vinculante. En este mercado, los agentes declaran y respaldan información relevante sobre sus recursos de generación, como costos variables de operación y mantenimiento, carga mínima, costos de puesta en marcha, entre otros parámetros técnicos, al Coordinador (operador del mercado). Esta información, junto con la disponibilidad de recursos de la red de generación y transmisión de energía, deberá ser presentada antes de la realización del DAM (día N - 2).

Al mismo tiempo (es decir, antes de la realización del DAM, en el día N - 2), también existe un mercado de servicios complementarios (AS) que se basa en costos y se despeja de manera cooptimizada con el DAM utilizando ofertas basadas en costos. Al mismo tiempo, el Coordinador debe tomar una decisión (para cada hora del día siguiente) sobre si el mercado de AS es competitivo para realizar una subasta competitiva de AS con ofertas competitivas. En caso de que el Coordinador determine que el mercado de AS no presenta suficiente competencia en las próximas horas, los AS son instruidos directamente a algunas empresas coordinadas y pagados en base a un costo auditado. En el caso particular de los servicios de control de frecuencia, los cuales se licitan únicamente por los costos de desgaste de las centrales eléctricas, se realizan pagos laterales por los costos de oportunidad y la generación fuera del orden de mérito (más información se presenta en las siguientes secciones).

Además, cada generador deberá informar periódicamente la disponibilidad de combustible y sus precios o pronóstico de generación en el caso de plantas de energía

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

renovable variable (VRE). Sin embargo, existen regulaciones específicas que permiten asignar a determinadas tecnologías un costo operativo variable diferente al costo declarado. Tal es el caso de unidades que operan con LNG asociado a contratos de largo plazo para los cuales se utiliza como costo variable el costo alternativo de la energía determinado por el Coordinador. En el caso de los embalses hidroeléctricos, el Coordinador determina el costo variable de los generadores estimando el precio sombra del agua resolviendo un problema de optimización de la planificación a mediano plazo (con un horizonte de 2 años).

Es importante señalar que las plantas hidroeléctricas son propiedad de empresas privadas, que poseen los embalses y operan las turbinas, pero siempre siguen estrictas instrucciones del CEN; es decir, las empresas hidroeléctricas no toman ninguna decisión estratégica ni autoprograman sus operaciones en tiempo real. Consideramos que esto no es óptimo y propondremos ciertas modificaciones menores más adelante en esta sección, que ofrecen cierta flexibilidad limitada a los propietarios de energía hidroeléctrica para enviar ofertas y controlar sus decisiones de despacho.

Todas las variables asociadas a costos y parámetros técnicos se utilizan para resolver el problema del comisionamiento de unidades (UCP) del DAM, cooptimizando energía y reservas para el control de frecuencia, modelando el sistema con un alto grado de detalle y restricciones técnicas, como restricciones asociadas a centrales térmicas, series hidráulicas y convenios de riego, y con un horizonte de 7 días. Como resultado de este proceso se obtiene una lista de orden de mérito, la cual se utiliza para actualizar la operación del UCP (pre-despacho) del día anterior. Todas estas actividades se desarrollan en el mercado del día anterior (día N - 1).

No hay operación de mercado en tiempo real, pero el Coordinador puede realizar reasignaciones o ajustes en tiempo real (utilizando la lista de órden de mérito obtenida del UCP) y enviar instrucciones a las empresas coordinadas para garantizar la seguridad del sistema eléctrico y el mínimo costo de las operaciones, basado en la información más reciente de activos de generación y transmisión, pronósticos, etc.

Actualmente, sólo los generadores pueden participar en el mercado spot y todas las cargas deben tener un contrato de suministro de energía con los generadores. Se trata de acuerdos físicos bilaterales privados. Los generadores también pueden celebrar contratos financieros bilaterales privados con cargas industriales para cubrir sus posiciones en el mercado.

El mercado de la energía se basa en precios marginales locales (precios LMP), **pero estos precios nodales se determinan de manera ex-post, en función de la**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

operación real del sistema.

Es importante mencionar que este mercado eléctrico de corto plazo se complementa con contratos de largo plazo, tanto en forma de contratos bilaterales entre generadores y grandes consumidores industriales, como en forma de subastas realizadas por empresas distribuidoras para abastecer su demanda estimada por parte de los consumidores finales. Los contratos bilaterales de generadores con las grandes cargas industriales pueden ser físicos o financieros. **Estos contratos de largo plazo son fundamentales para brindar estabilidad al mercado, por lo que en todas las recomendaciones para el mercado de corto plazo asumimos que estos contratos de largo plazo se mantienen como en el sistema actual.**

En el mercado eléctrico chileno, la mayor parte de la regulación se detalla en la Ley, que actualmente deja poco espacio para que el CEN tome decisiones sobre aspectos claves. Esto es muy importante, ya que un mercado eficiente basado en ofertas requiere que el CEN, como operador del mercado, tome importantes decisiones operativas y de mercado, siempre, por supuesto, respetando las regulaciones y leyes aprobadas.

Por ejemplo, es muy importante que los mecanismos ex-ante de mitigación del poder de mercado introducidos en el mercado basado en ofertas propuesto sean implementados y gestionados por el ISO (CEN), de conformidad con las nuevas normas de regulación estipuladas en las Tarifas aprobadas por el regulador. Esta es la práctica internacional estándar en todo el mundo. Cualquier desviación de dicha práctica irá en detrimento de los beneficios de la transición a un mercado basado en ofertas. Por ejemplo, no tiene sentido, y será muy ineficiente, que el regulador (o una institución como el “Panel de Expertos”) realice dicha actividad de mercado, debido a la falta de información operativa y de mercado día a día.

Por supuesto, el regulador puede tener acceso a los datos del mercado, si así lo solicita, y administrar cualquier investigación ex-post sobre abuso de poder de mercado.

En las siguientes secciones nos centramos en algunos elementos específicos del mercado del CEN.

11.2 Tratamiento Actual del Mercado de la Energía Hidroeléctrica

Actualmente, el CEN determina el costo variable de los generadores hidráulicos estimando el precio sombra del agua, resolviendo un problema de optimización de la planificación a mediano plazo (con un horizonte de 2 años). Este problema se resuelve utilizando el software PLP, una versión doméstica del software *Stochastic Dynamic Dual Programming (SDDP)* desarrollado por PSR. El PLP no sólo incorpora la optimización

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

del SDDP (como la incorporó originalmente PSR), sino que también incorpora linealizaciones por tramos lineales de los acuerdos de riego, los que tienen implicancia en el despacho del agua utilizada desde los embalses.

El problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años) resuelto mediante PLP es un problema de minimización de costos en el que se minimiza el costo del combustible. Específicamente, la función objetivo a minimizar es la suma de todos los costos de combustible menos un término correspondiente a la suma del valor futuro del agua (FVW) de cada cuenca hidroeléctrica multiplicada por el volumen de agua existente en esa cuenca en el último período considerado. De esta manera, el PLP contabiliza los beneficios del ahorro de agua hasta el último período.

En el UCP, se considera, en la función objetivo, la Función de Costo Futuro (FCF) del agua embalsada, la cual representa el ahorro en el costo de operación, según el nivel del embalse al final del período de evaluación. La FCF se obtiene mediante el modelo PLP. Posteriormente, del UCP se obtiene el precio sombra de la restricción del balance de energía en cada embalse, el cual se utiliza para calcular el costo variable para efectos del despacho económico en la operación en tiempo real. Estos costos variables calculados y todas las variables asociadas con costos y parámetros técnicos se utilizan para resolver el UCP del día anterior cooptimizando energía y reservas para el control de frecuencia, modelando el sistema con un alto grado de detalles y restricciones técnicas, como restricciones asociadas a centrales térmicas, series hidráulicas y convenios de riego, y con un horizonte de 7 días. Como resultado de este proceso de optimización se obtiene una lista de orden de mérito, la cual se utiliza para actualizar la operación UCP (pre-despacho) del día anterior.

Es importante mencionar que el CEN determina centralizadamente el despacho de todas las unidades hidroeléctricas (con base en el FVW); es decir, la solución del UCP del día anterior es un mandato del CEN. Esto significa que las unidades hidroeléctricas no toman decisiones de despacho y no tienen control de su operación. Consideramos que esto no es óptimo.

En este contexto, existe cierta ambigüedad sobre el verdadero costo de oportunidad del agua utilizada para el cumplimiento de los acuerdos de riego. Aspectos como si las plantas hidroeléctricas deben ser compensadas o no cuando están obligadas a generar debido a los acuerdos de riego, siguen sin resolverse. En tales casos, no es obvio si el valor del agua debe considerarse cero o igual a su valor futuro. Además, en un escenario en el que la mayoría de las centrales térmicas se están retirando y sólo las plantas de gas natural, propiedad de las mismas empresas propietarias de los embalses,

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

permanecen en funcionamiento, la consideración del impacto en la generación de electricidad de la gestión de los recursos hídricos a largo plazo se vuelve más relevante.

En teoría, no es necesario calcular el FVW con demasiada frecuencia, sino sólo cuando las condiciones hidrológicas cambian. Sin embargo, uno de los problemas con la formulación en el software PLP es que el FCF, y consecuentemente el costo variable de las unidades hidroeléctricas utilizadas en el UCP diario, varía significativamente dependiendo de los contratos de riego, las condiciones hidrológicas consideradas y/o la información actualizada de la disponibilidad de agua por caudales. Por esta razón, y debido a que el FCF es una variable muy importante en el despacho central de las unidades hidroeléctricas, el CEN ejecuta este modelo PLP de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años) dos veces por semana, para obtener una visión clara del grado de variabilidad del FCF resultante. Luego, el CEN utiliza un FCF actualizado al resolver el UCP del día anterior cada día.

11.3 Mercado de Servicios complementarios

En 2016 se aprobó una modificación del artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, que permitió el uso de mecanismos de mercado, como licitaciones y subastas, junto con el mecanismo de instrucción directa vigente hasta ahora, con el fin de incrementar la competencia en la prestación de Servicios complementarios (AS) en la operación del sistema eléctrico. Los AS incluyen servicios de regulación de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria), servicios de regulación de tensión y servicios de recuperación del sistema en caso de falla.

En el nuevo régimen, los agentes del mercado (o coordinados) presentes en el sistema eléctrico deberán poner a disposición del Coordinador todos los recursos técnicos y/o infraestructura disponible o a instalar para la prestación de AS. Asimismo, el Coordinador deberá establecer el mecanismo a través del cual se prestan y remuneran los AS, de conformidad con las condiciones establecidas en la Ley. La regulación específica para el funcionamiento de los mercados de AS se encuentra establecida en el DS 113/2017 del Ministerio de Energía (Reglamento de AS) y en la Norma Técnica de AS (RE 786/2019), aprobada por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

A continuación, brindamos una breve descripción del funcionamiento del mercado de AS actualmente en Chile.

La CNE define, junto con el Coordinador, los AS que se deben proporcionar en el sistema eléctrico para su correcto funcionamiento. El Coordinador deberá preparar un informe anual identificando los AS que requerirá el sistema eléctrico el año siguiente, los recursos

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

que estarán disponibles en el sistema para su provisión, los nuevos recursos que deberán instalarse en el sistema, así como su programación y el mecanismo mediante el cual se materializará su prestación y/o instalación. En este informe, el Coordinador también deberá analizar y establecer si existen o no las condiciones de competencia en el mercado, para cada AS que se definió, para poder asignarlas mediante subastas. Para ello se utiliza el indicador del Índice de Oferta Residual, que permite estimar si la demanda de AS puede ser abastecida o no por las empresas existentes sin considerar las 3 empresas con mayores recursos técnicos.

Cada cuatro años, el Coordinador deberá realizar un estudio de costos que sirva de base para la remuneración de los AS que deban ser provistos y/o instalados en el sistema eléctrico por instrucción directa, cuando las condiciones del mercado no sean competitivas. Este estudio deberá especificar costos de inversión y mantenimiento de los recursos que deben instalarse en el sistema eléctrico, costos de provisión o mecanismos de valoración e indexación del servicio.

Para la etapa de asignación, el Coordinador cuenta con tres mecanismos posibles para materializar la provisión de los AS requeridos por el sistema: subastas, licitaciones o instrucción directa del Coordinador.

Según el reglamento de AS, el Coordinador debe utilizar el mecanismo de subasta cuando se dan dos condiciones: cuando el requerimiento del servicio es por un plazo muy corto y cuando el Coordinador ha determinado que existen condiciones de competencia para su prestación. Los servicios que puedan prestarse en el muy corto plazo deberían, en la mayoría de los casos, utilizar los recursos técnicos ya instalados en el sistema eléctrico.

La Norma RE 442/2020 de la CNE establece que, en las subastas de AS, los oferentes únicamente deberán ofrecer un precio que incluya el costo de desgaste de sus instalaciones, causado por la prestación del servicio, así como los costos asociados al mantenimiento, habilitación y/o implementación del servicio. Los costos de oportunidad y costos adicionales por la prestación del servicio no deben considerarse en las ofertas, ya que se remuneran como pagos laterales, de acuerdo con la prestación real del servicio por parte del proveedor y considerando el costo marginal real del sistema. Los costos de oportunidad y costos adicionales que se calculan para los servicios de control de frecuencia varían dependiendo de si se trata de servicios de regulación de subida o de regulación de bajada.

El Coordinador deberá utilizar el mecanismo de licitación de AS cuando el requerimiento no sea de muy corto plazo o cuando se trate de una instalación de nueva infraestructura

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

en el sistema. Los AS a licitar deberán establecerse en el informe anual del Coordinador.

El Coordinador podrá ordenar la provisión directa y obligatoria de AS en los siguientes casos: cuando las condiciones de mercado para la provisión de AS no sean competitivas, en el caso de que la subasta de AS sea declarada total o parcialmente desierta, y en el caso de que la licitación de AS se declara total o parcialmente desierta y las condiciones de seguridad del sistema no permiten realizar una nueva licitación.

Las reservas en giro y las no en giro consideran un control primario y secundario de frecuencia que puede ser suministrado a través del proceso de subasta, en caso de que el Coordinador considere que existe suficiente competencia en el mercado. Así, se proporciona a través del mismo proceso de subasta o licitaciones o instrucciones directas.

11.4 Mercado en Tiempo Real

No hay operación de un mercado en tiempo real. El CEN realiza reasignaciones o ajustes en tiempo real (utilizando la **lista de órden de mérito** obtenida del UCP) y envía instrucciones a las firmas coordinadas para garantizar la seguridad del sistema eléctrico y el mínimo costo de las operaciones, con base en la información más reciente de activos de generación y transmisión, pronósticos, etc.

Específicamente, si se necesitan algunas instrucciones de redespacho en tiempo real, debido a contingencias o variaciones en la producción de energía renovable, entonces estas decisiones de redespacho se toman basándose únicamente en las listas de órden de mérito del DAM.

11.5 Proceso del Modelo Completo de la Red

Actualmente, el CEN no calcula ni utiliza los LMP para las liquidaciones como se propone en el diseño óptimo del mercado del CEN. La forma en que se emplean los “precios marginales locales” en Chile es la siguiente.

Primero, en el mercado del día anterior, el CEN ejecuta el problema de comisionamiento de unidades durante las próximas 24 horas, utilizando una representación completa de la red completa (con todas las restricciones de la red). Esta ejecución del comisionamiento de unidades produce **una lista de órden de mérito para el despacho** de cada hora de las siguientes 24 horas. Esta lista no es vinculante y no se ejecutan liquidaciones con ella.

Entonces, podría ser necesario algún redespacho debido a contingencias o variaciones en la producción de energía renovable en tiempo real. Si este es el caso, estas decisiones

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de redespacho las toma el CEN basándose únicamente en las listas de orden de mérito mencionadas anteriormente; es decir, el modelo con la descripción completa de la red no se vuelve a ejecutar en tiempo real.

Después de que se produce el despacho real, los costos marginales se calculan manualmente (ex-post) en cada zona no congestionada (grupo de nodos) para calcular el costo marginal de ubicación en cada nodo, que se utiliza para valorizar las transacciones de energía en cada hora. Si el sistema se desacopla debido a la congestión de la red, la red se divide en tantas zonas como sea necesario para calcular un costo marginal de ubicación para cada zona "no congestionada". Este proceso es consolidado una vez al mes por el CEN, generando un informe mensual del CEN con todas las instrucciones para las transacciones monetarias que deben ocurrir entre los generadores con déficit neto y los generadores con superávit neto.

Un generador tiene déficit neto si la suma (sobre todas las horas del mes) de todos los retiros por hora multiplicada por el costo marginal local correspondiente es mayor que la suma de todas las inyecciones multiplicada por el costo marginal local correspondiente (y la magnitud del déficit es la diferencia asociada). De la misma manera, un generador tiene excedente neto si la suma (sobre todas las horas del mes) de todos los retiros multiplicada por el costo marginal local correspondiente es menor que la suma de todas las inyecciones multiplicada por el costo marginal local correspondiente (y la magnitud del excedente es la diferencia asociada).

De esta manera, los generadores con déficit pagan a los generadores con excedente una vez al mes a través de facturas directas entre los generadores, sin liquidación por parte del CEN. Todas estas transferencias se valorizan a los costos marginales locales calculados ex-post.

11.6 Mercado de PPAs a Largo Plazo

La Ley Chilena N° 20.805, promulgada en 2015, obliga a las Empresas Distribuidoras (DisCos) a asegurar el suministro de energía para satisfacer el 100% del consumo de sus clientes sujetos a regulación de precios ubicados en su área de concesión. Como resultado, las DisCos celebran contratos de suministro a largo plazo (es decir, PPA) celebrados con empresas generadoras a través de un proceso de licitación público, abierto, no discriminatorio y transparente. La ejecución de estos procesos licitatorios es diseñada, coordinada y dirigida por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El proceso de licitación comienza con un informe preliminar de licitación preparado cada cuatro años por la CNE; que contiene información técnica, como proyecciones de la

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

demanda de las DisCos sujetas a la obligación de licitar y una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberán realizarse dentro de los próximos cuatro años. La CNE prepara las bases de licitación y organiza las convocatorias de las licitaciones correspondientes.

El proceso de subasta debe ser competitivo, reflejar las expectativas de costos de los generadores e inversionistas, tener suficiente liquidez y conducir al descubrimiento de precios.

Los principios básicos de las subastas de PPA de electricidad de largo plazo en Chile son los siguientes:

1. Las DisCos deben estar contratadas al 100% todo el tiempo, al menos durante los próximos 3 años.
2. Las DisCos deberán contratar su energía mediante subastas.
3. Cada DisCo subasta sus necesidades de consumo según sus propios criterios, pero la CNE organiza las convocatorias de las correspondientes licitaciones, elaborando las bases de licitación.
4. Un grupo coordinado de DisCos puede organizar un proceso para subastar simultáneamente su demanda neta.
5. Las DisCos pueden subastar contratos por hasta 15 años a un precio fijo (indexado según cambios en las principales variables).
6. Antes de la subasta, el regulador fija un precio máximo para la subasta que se anuncia públicamente.
7. Antes de la subasta, el regulador fija un precio de capacidad (indexado según el IPC) que se anuncia públicamente.
8. La subasta se despeja en un punto que equilibra la minimización de costos y la maximización de la cobertura de la demanda.

Dado que las DisCos subastan su demanda en cualquier momento en función de sus necesidades y además diseñan sus mecanismos y contratos en función de sus propios criterios, la regulación actual dicta que todos los mecanismos y contratos propuestos deben ser revisado y finalmente aprobado por la CNE antes de que ocurra la subasta. Una consecuencia inmediata de este alto grado de descentralización es que los contratos no pueden estandarizarse (es decir, los contratos no son similares). Este hecho, a su vez, permite a los generadores tener muchas posibilidades por las cuales pueden ofertar, es decir, los generadores pueden presentar simultáneamente diferentes ofertas (volumen y precio) para varios tipos de contratos según sus preferencias (riesgo, período de suministro, etc).

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Aunque los generadores comercializan dos productos en el mercado, energía y capacidad (o suministro de demanda máxima), el puntaje de selección de la subasta solo se establece en términos de la energía y, por lo tanto, los generadores compiten ofreciendo una cantidad y precio de energía. No obstante, el contrato final incluye volúmenes y precios tanto de energía como de capacidad. Este último se calcula según factores de carga preestablecidos.

Una vez que los contratos de suministro PPA a largo plazo estén vigentes, el CEN debe monitorear la cadena de pagos. De esta forma, corresponde al CEN adoptar medidas para garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas entre los agentes del mercado, siguiendo la regulación del funcionamiento del mercado. En consecuencia, el CEN debe informar a la CNE de cualquier comportamiento que amenace la continuidad de la cadena de pagos.

Cada GenCo es responsable de informar, con al menos 30 días de anticipación al inicio del suministro, los contratos de suministro a considerar por el CEN en el mercado de corto plazo, indicando, al menos, la identificación del DisCo, el período de suministro del PPA que detalla su inicio y finalización, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y cualquier otra información requerida por el CEN. Asimismo, y con la misma antelación, cualquier modificación de las disposiciones del contrato de suministro PPA (como cambios en el plazo de suministro o en las cantidades indicadas) deberá ser comunicada al CEN.

El CEN coordina un sistema de pagos mensuales para equilibrar las transferencias de energía de corto plazo. Las Empresas Generadoras tienen derecho a vender la energía que inyectan al sistema eléctrico al costo marginal que determine el CEN. Para efectos del balance que realiza el CEN mensualmente, las GenCos que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica (destinados a abastecer a clientes libres o regulados) y realicen retiros del sistema eléctrico deberán reconocer los respectivos retiros al costo marginal del nodo de retiro correspondiente, independientemente de sus niveles de generación.

Estos balances mensuales sirven como mecanismo para asegurar la continuidad de la cadena de pagos, aunque los pagos correspondientes deben ser complementados por cada empresa para cumplir con las condiciones de cada contrato específico a largo plazo, que toma la forma de CFD.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

11.7 Mercado de Adecuación de Recursos

El mercado de energía chileno cuenta actualmente con un mecanismo de pago por capacidad. Se basa en principios firmes como el cálculo de la potencia de suficiencia (nombre de la capacidad firme) y la definición de las horas de punta, en las que la energía es más necesaria para satisfacer la demanda. Sin embargo, nuestro análisis muestra que varias reglas son difíciles de entender.

El pago por capacidad (también denominado "**pago por capacidad de energía**") proporciona ingresos adicionales a los generadores de acuerdo a su volumen de "**potencia de suficiencia definitiva**", el cual se determina a partir de un proceso de cálculo por parte de la autoridad reguladora (Comisión Nacional de Energía) de manera que la suma de las cantidades de potencia de suficiencia definitiva es igual a la demanda máxima del sistema o subsistema (más un margen de planificación predeterminado). **Toda la capacidad de suficiencia de energía en el sistema se reconoce y paga al precio de la capacidad de energía nodal de corto plazo**.

El precio al que se remunera esta potencia de suficiencia sigue un criterio marginalista, donde la autoridad busca obtener el costo anualizado de instalar una unidad de punta de última generación cerca de una subestación y la línea de transmisión correspondiente, lo que, en teoría, debería constituir la alternativa más económica para lograr este objetivo. **Este valor, a su vez, se incrementa en un porcentaje denominado margen de reserva teórico.** Como resultado de este ejercicio se obtiene el precio al que se paga la potencia de suficiencia a las unidades generadoras que suministran potencia de suficiencia al sistema o subsistema.

Por lo tanto, el mercado eléctrico chileno ofrece pagos a precios marginales tanto por la energía como por la capacidad eléctrica. Este diseño asegura que las centrales eléctricas con menores costos operativos, que pueden tener mayores costos de inversión, como las unidades de energía renovable variables, se financien con ingresos adicionales, que incluyen la venta de energía y una parte menor proveniente de la venta de capacidad eléctrica. Este diseño se justifica porque dichas plantas operan durante más tiempo despachando energía como plantas de base, pero su capacidad en ocasiones no es suficiente para cubrir los peak de demanda del sistema. Las plantas con menores costos de inversión y mayores costos operativos, como las térmicas a diésel, generalmente reciben un menor porcentaje de ingresos por la venta de energía y una mayor parte de ingresos por la venta de capacidad eléctrica. Dado que tienen costos operativos más altos, estas unidades generalmente no se despachan como unidades de base.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Este diseño resulta en remuneraciones diferentes para diferentes tecnologías de generación, tanto por su despacho como por su capacidad de energía, en función de sus costos de operación e inversión. La expectativa es que este diseño permita satisfacer tanto el despacho de energía como las necesidades de capacidad máxima de energía del sistema al menor costo.

Tanto el volumen como el precio son calculados administrativamente por el Regulador. Todas las unidades que contribuyen a la suficiencia del sistema son compensadas, incentivando así, a través del pago por capacidad, que contribuyan a la suficiencia eléctrica, aunque su despacho en algunos casos pueda ser muy limitado.

En la Ley General de Electricidad de Chile, el **proceso de remuneración de la capacidad de energía** se describe en su artículo 149, el cual indica que las transferencias de capacidad de energía se valoran al precio nodal de la capacidad de energía. Además, el artículo 162, menciona que los precios nodales de la capacidad eléctrica se calculan considerando un pronóstico de la demanda de punta para los próximos 10 años y determinando el tipo (tecnología) de unidad generadora que es la unidad generadora más económica para suministrar la capacidad de energía adicional durante las horas de la máxima demanda anual en una o más subestaciones troncales del sistema. Además, se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada con estas unidades. Luego, a los valores obtenidos, se les incrementa en un porcentaje igual al margen de reserva teórico, dando como resultado un valor denominado **precio básico de la capacidad por potencia de punta**, en cada subsistema correspondiente.

Como se mencionó, en estos cálculos, la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe determinar los costos de inversión y los costos fijos de la unidad de punta de última generación cerca de una subestación y la línea de transmisión correspondiente. Esto lo hace la CNE en un estudio realizado cada cuatro años, que es realizado por un consultor externo. **Dentro del período de 4 años, los costos de inversión y operación deberán indexarse semestralmente, de acuerdo con el Precio Nodal que se determina cada 6 meses.**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

12 Glosario

En la siguiente tabla se presenta un glosario de acrónimos y términos relevantes.

Tabla 12-1: Glosario del diseño de mercado del CEN

Acrónimo	Término
AC	Corriente alterna
AGC	Control automático de generación
APNodo	Nodo de precios agregados
AS	Servicios complementarios
ASMP	Precio marginal de servicios complementarios
ATC	Capacidad de transferencia disponible
CCM	Mercado de capacidad centralizado
CfD	Contrato por diferencia
Nodo C	Nodo de conectividad
COG	Generador de salida restringida
CPA	Evaluación del camino competitivo
DAM	Mercado del día Anterior
DC	Corriente continua
DCF	Factor de compensación de distribución
DEB	Oferta de energía predeterminada
DR	Respuesta de la demanda
ELCC	Capacidad de Carga Efectiva
ETC	Contrato de transmisión existente
FMM	Mercado de quince minutos
FNM	Modelo Completo de la Red
FTR	Derechos de Transmisión Financiera
GDF	Factor de distribución de generación
HASP	Proceso de programación con una hora de antelación
IFM	Mercado a plazo integrado
LAP	Punto de agregación de carga
LDF	Factor de distribución de carga
LMP	Precio marginal local
LMPM	Mitigación del poder del mercado local
LOLE	Expectativa de pérdida de carga

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Acrónimo	Término
LOLP	Probabilidad de pérdida de carga
LSE	Entidad de servicio de carga
MCC	Costo marginal de la congestión
MCL	Costo marginal de las pérdidas
MCP	Precio de equilibrio del mercado
MDT	Tiempo mínimo de inactividad
MIP	Programación entera mixta
MLC	Costo mínimo de carga
MLS	Excedente de pérdidas marginales
MP	Participante del mercado
MPM	Mitigación del poder de mercado
MPM-RRD	Mitigación del poder de mercado: determinación de los requisitos de confiabilidad
NA	Aplicación de red
ORDC	Curva de demanda de reserva operativa
Pnodo	Nodo de precios
POD	Punto de entrega
POR	Punto de recepción
PPA	Acuerdo de compra de energía
PTDF	Factor de distribución de transferencia de energía
RA	Adecuación de recursos
RSI	Índice de oferta residual
RT	Tiempo real
RTCD	Despacho de contingencias en tiempo real
RTD	Despacho en tiempo real
RTED	Despacho económico en tiempo real
RTM	Mercado en tiempo real
RTMD	Despacho manual en tiempo real
RUC	Comisionamiento de unidades residual
SC	Coordinador de programación
SCED	Despacho económico limitado por la seguridad
SCUC	Comisionamiento de unidades con restricciones de seguridad
SFEC	Contrato de energía a plazo estandarizado
SFT	Prueba de factibilidad simultánea

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Acrónimo	Término
STUC	Comisionamiento de unidades a corto plazo
SUC	Costos de arranque
TOU	Tiempo de uso
UDC	Empresa de distribución de servicios públicos
VB	Oferta virtual
WLS	Mínimos cuadrados ponderados

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Diseño de un Mercado Mayorista Basado en Ofertas para Energía, Servicios Complementarios y Capacidad en Chile

Producto 3: Tarea 4

VERSIÓN DEFINITIVA

Preparado por ECCO Internacional
San Francisco, California

Para el

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

viernes, 5 de abril de 2024

ECCO Internacional
268 Bush Street, Suite 3633
San Francisco, CA 94104
Teléfono: 415-731-9113
Fax: 415-731-9114

Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Tabla de contenido

1 Resumen de las Tareas 1 a 3 completadas y alcance de la Tarea 4 5

2 Análisis de Brecha 9

2.1 Panorama General del Diseño Actual del Mercado Energético del CEN 9

2.2 Análisis de Brechas en el Mercado del Día Anterior 11

2.2.1 Diseño del Mercado de Energía DAM Existente 11

2.2.2 Propuesta de Diseño Óptimo del Mercado de Energía DAM 12

2.2.3 Análisis de Brechas del Diseño del Mercado Energético DAM 14

2.3 Análisis de Brechas en el Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) 15

2.3.1 Diseño del mercado RUC existente 15

2.3.2 Propuesta de Diseño de Mercado RUC 15

2.3.3 Análisis de Brechas del RUC 16

2.4 Análisis de Brechas del Mercado en Tiempo Real (RTM) 16

2.4.1 Diseño del Mercado RTM Existente 16

2.4.2 Diseño de Mercado RTM Propuesto 17

2.4.3 Análisis de Brechas del RTM 19

2.5 Análisis de Brechas del Modelo de Red 19

2.5.1 Proceso del Modelo de Red Existente 19

2.5.2 Proceso del Modelo de Red Propuesto 20

2.5.3 Análisis de Brechas de los Procesos del Modelo de Red 23

2.6 Análisis de Brechas en el Tratamiento de la Energía Hidroeléctrica 23

2.6.1 Diseño del Mercado Hidroeléctrico Existente 23

2.6.2 Diseño Propuesto para el Mercado de Energía Hidroeléctrica 25

2.6.3 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado Hidroeléctrico 25

2.7 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado LMP Nodal 26

2.7.1 Diseño del Mercado LMP Nodal Existente 26

2.7.2 Diseño del Mercado LMP Nodal Propuesto 26

2.7.3 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado LMP Nodal 28

2.8 Análisis de brechas de la Mitigación Ex-ante del Poder de Mercado (MPM) 28

2.8.1 Diseño del mercado de MPM existente 28

2.8.2 Diseño del Mercado de MPM Ex-ante propuesto 28

2.8.3 Análisis de brechas en el Diseño del Mercado de MPM 30

2.9 Análisis de brechas en el Mercado de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) 30

2.9.1 Diseño del Mercado de FTR existente 30

2.9.2 Diseño del Mercado de FTR propuesto 30

2.9.3 Análisis de Brechas del Mercado de FTR 33

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.10 Análisis de brechas del Mercado de PPA a Largo Plazo (físico y financiero) __ 33
2.10.1 Diseño del Mercado Existente de PPA a Largo Plazo _____ 33
2.10.2 Diseño del Mercado Propuesto de PPA a Largo Plazo _____ 36
2.10.3 Análisis de Brechas del Mercado de PPA a Largo Plazo _____ 38
2.11 Análisis de Brechas en el Mecanismo de Adecuación de Recursos _____ 39
2.11.1 Diseño del Mercado de RA existente _____ 39
2.11.2 Diseño del Mercado de RA propuesto _____ 41
2.11.3 Análisis de brechas en el Mecanismo de Adecuación de Recursos _____ 44
2.12 Análisis de Brechas en el Mecanismo de Precios de Escasez _____ 44
2.12.1 Diseño de Mercado del Mecanismo de Precios de Escasez existente _____ 44
2.12.2 Diseño de Mercado del Mecanismo de Precios de Escasez propuesto _____ 44
2.12.3 Análisis de Brechas en el Mercado de Precios de Escasez _____ 46
2.13 Análisis de Brechas en el Mercado de Ofertas Virtuales (VB)_____ 47
2.13.1 Diseño del Mercado de VB existente _____ 47
2.13.2 Diseño del Mercado de VB propuesto _____ 47
2.13.3 Análisis de Brechas en el Mercado de VB _____ 49

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Lista de Figuras

Figura 2-1: Ilustración de RTORPA, LOLP y PBMCL 46

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Lista de tablas

Tabla 2-1: Resultados del análisis de brechas del diseño energético del DAM 15
Tabla 2-2: Resultados del análisis de brechas de los procesos del modelo de red 23
Tabla 2-3: Resultados del análisis de brechas en el diseño del mercado de centrales hidroeléctricas 26
Tabla 2-4: Resultados del análisis de brechas en el diseño del Mercado de PPA a Largo Plazo 38
Tabla 2-5: Resultados del análisis de brechas en el diseño del mercado de capacidad centralizado con RO 44

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

1 Resumen de las Tareas 1 a 3 completadas y alcance de la Tarea 4

Actualmente, el mercado energético chileno se basa en un mercado de corto plazo basado en costos auditados. Según nuestra experiencia, se ha demostrado que este enfoque es una manera fácil de generar un precio creíble para despachar unidades en tiempo real y eliminar desequilibrios. **Además, este mercado ha sido elegido tradicionalmente para limitar la capacidad de los proveedores de ejercer poder de mercado unilateral, mientras que los mercados basados en ofertas pueden ser susceptibles al ejercicio de poder de mercado unilateral, dependiendo de las condiciones del mercado y a menos que se implementen otras reglas de mitigación.**

El CEN ha utilizado el mercado basado en costos con recursos hídricos para minimizar el costo total del sistema. Sin embargo, un problema grave del mercado basado en costos auditados es el hecho de que a los participantes del mercado se les niega la oportunidad de incluir sus costos de oportunidad en sus ofertas, ya sea directamente a través de ofertas económicas o indirectamente a través de la autoprogramación. Por ejemplo, a los MPs se les niega la oportunidad de incluir el costo de oportunidad del agua en sus ofertas en lugar de confiar exclusivamente en la solución SDDP del CEN, que resulta ser inestable. **Además, a medida que se intensifica la penetración de fuentes de energía renovables (RES) y otros activos bajos en carbono, como las baterías, las restricciones de costos de oportunidad en una arquitectura de mercado basada en costos se vuelven más problemáticas.**

La experiencia ha demostrado que puede resultar difícil estimar los verdaderos costos de oportunidad de generadores en mercados basado en costos, lo que resulta en precios y programaciones sesgadas e ineficiencias económicas. ECCO cree firmemente que una transición a una arquitectura de mercado energético bien diseñada y basada en ofertas: a) beneficiará al mercado CEN, b) ayudará a los propietarios de centrales hidroeléctricas a gestionar sus costos de oportunidad y c) fomentará la transición a una economía descarbonizada al ofrecer a los activos bajos en carbono la posibilidad de incorporar sus costos de oportunidad en sus ofertas.

En conclusión, en una arquitectura de mercado basada en costos se espera que estos problemas aumenten a medida que aumente la penetración de la generación de energía renovable variable (VRE), como las RES y las baterías, en los sistemas, ya que estos activos presentan limitaciones físicas debido a las condiciones climáticas. Este es un caso claro en el que los costos de oportunidad divergen de los costos de combustible

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

debido a limitaciones físicas de energía o climáticas (ver más detalles en la Sección 2.6).

En la Tarea 1 ECCO **ejecutó un estudio de referencia internacional** en el que se analizaron cuatro (4) ISOs de EE. UU. Los mercados elegidos fueron: a) CAISO, b) ERCOT, c) PJM y d) ISO-NE. El análisis de esta Tarea se centró en: a) analizar todos los elementos clave del mercado en cada mercado, b) analizar cómo los recursos de almacenamiento, VRE, energía distribuida y respuesta a la demanda fueron incorporados en los mercados, y c) identificar los desafíos y soluciones junto a reformas de mercado hacia la arquitectura de estos mercados en el presente.

El análisis de cada mercado ISO también incluyó procesos de mitigación del poder de mercado, metodologías e índices de alerta para mitigar el comportamiento estratégico de los Participantes del Mercado, junto con la mitigación de riesgos para las operaciones en tiempo real. También incluyó el tratamiento de todos los mercados secuenciales, DAM, IDM y RTM, Servicios Complementarios, Mercado de Capacidad, Mercados Financieros de Derechos de Transmisión, Mercados de Energía Virtual, contratos físicos y financieros de largo plazo y precios y liquidaciones de transmisión.

En la Tarea 2 revisamos y analizamos el mercado CEN actual basado en costos e identificamos doce (12) elementos principales del mercado, directamente aplicables al mercado CEN y analizamos completamente estos elementos. Con base en este análisis, hicimos recomendaciones que formaron la base para el diseño óptimo propuesto del mercado CEN (Tarea 3). El CEN aprobó estas recomendaciones de mercado.

Los elementos clave del mercado que se analizaron fueron:

1. Formación de precios (pago uniforme o marginal) frente a pago según oferta
2. Arquitectura de Mercado DAM (DAM unificado versus dividido por tecnología)
3. Contratos PPA a largo plazo (físicos y financieros) con CFD
4. Mercados Financieros versus Mercados Físicos
5. Mercados de solo Energía con Precios de Escasez versus Mecanismos de Adecuación de Recursos (o ambos)
6. Enfoques de Mercado de Capacidad (Mercados Bilaterales con Pagos por Capacidad, Mercados de Capacidad Centralizados con Opciones de Confiabilidad y Contratos de Energía a Plazo)
7. Mitigación del Poder de Mercado ex-ante versus Mitigación del Poder de Mercado ex post (o ambas)
8. Mercados Virtuales versus Mercados Físicos únicamente
9. Costos de Comisionamiento de Unidades (Costos de Arranque/Sin carga) y Formato de Oferta de Servicios Complementarios
10. Mercado en Tiempo Real

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

11. Sistema de dos Liquidaciones
12. Participación en el Mercado de las Centrales Hidroeléctricas

Ambas Tareas 1 y 2 formaron parte del informe final del Producto 1.

En la Tarea 3 propusimos **un diseño óptimo del mercado energético de oferta competitivo**, consistente con la realidad del sistema eléctrico CEN y sus objetivos de carbono neutralidad, basado en los resultados del análisis de las Tareas anteriores y un enfoque especial en la seguridad y eficiencia económica del mercado. La propuesta recomendada incluye la estructura de licitación óptima para las unidades convencionales y para los nuevos activos emergentes como RES, DER, sistemas de almacenamiento, Respuesta de la Demanda (DR), etc. para una formación sólida de precios. Un objetivo clave de esta Tarea fue garantizar operaciones de mercado seguras con una sólida mitigación del poder de mercado que incluyera metodologías de mitigación adecuadas para mercados concentrados como el del CEN. El diseño de mercado óptimo propuesto ha tenido en cuenta las actuales condiciones de competencia en Chile y los objetivos energéticos de largo plazo para la transición al nuevo modelo.

El mercado energético óptimo del CEN consta de los siguientes elementos de mercado:

1. Mercado Energético del Día Anterior basado en Ofertas
2. Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad basado en Ofertas
3. Mercado de Energía de Quince Minutos basado en Ofertas (como parte del Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC)
4. Mercado en Tiempo Real de 5 minutos basado en Ofertas
5. Mercado de Servicios Complementarios basado en Ofertas
6. Participación en el Mercado de Centrales Hidroeléctricas mediante Ofertas
7. Cooptimización de Energía y Reservas
8. Precio Marginal por Localización
9. Precios de Escasez a través de Curvas de Demanda de Reserva Operativa (ORDC)
10. Mercados de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) o Mercados de Derechos de Rentas por Congestión (CRR)
11. Diseño de Mercado de Liquidaciones múltiples
12. Adecuación de Recursos a través de un Mercado de Capacidad con Opciones de Confiabilidad
13. Mitigación del Poder de Mercado, y
14. Mercados Financieros con Actores del Mercado Financiero (Ofertas Virtuales)

En esta Tarea (Tarea 4) analizamos **las brechas entre el diseño de mercado**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

propuesto de la Tarea 3 y el diseño de mercado actual basado en costos. Nos centramos únicamente en las brechas en el diseño del mercado entre el diseño del mercado energético existente y el óptimo propuesto. Analizamos y comentamos cada función del diseño de mercado por separado.

Los detalles sobre los requisitos tecnológicos de TI y los pasos de implementación basados en un enfoque de implementación incremental con líneas de tiempo y cronogramas específicos se analizan y presentan en la Tarea 5.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2 Análisis de Brechas

En este capítulo presentamos la brecha entre el **diseño óptimo del mercado energético propuesto en la Tarea 3 y el diseño actual del mercado basado en costos.** El diseño óptimo propuesto se basa en las conclusiones alcanzadas durante la ejecución de las Tareas 1 y 2 de este proyecto.

Primero, presentamos una visión general del diseño energético actual basado en costos del CEN y luego analizamos la brecha para cada elemento del mercado incluido en el diseño óptimo del mercado energético propuesto.

2.1 Panorama General del Diseño Actual del Mercado Energético del CEN

La participación en la propiedad en el mercado CEN da crédito a la afirmación de que no existe ningún participante dominante en el mercado, basado en la participación en la propiedad. Sin embargo, algunas empresas tienen cuotas importantes en el mercado. A diciembre de 2023, la principal empresa de generación tenía una participación de mercado del 25,2%, seguida de una empresa con el 11% de participación de mercado. Sin embargo, todavía se necesita aplicar una rigurosa mitigación del poder de mercado ex-ante basada en el comportamiento de los actores en el proceso de licitación diario.

El mercado eléctrico de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile es un mercado mayorista (pool) multinodal, centralizado, basado en costos auditados y programación de operación diaria **no vinculante.** En este mercado, los agentes declaran y respaldan información relevante sobre sus recursos de generación, como costos variables de operación y mantenimiento, carga mínima, costos de puesta en marcha, entre otros parámetros técnicos, al Coordinador (CEN). Esta información, junto con la disponibilidad de recursos de generación y de la red de transmisión de energía, deberá ser presentada antes de la realización del DAM (día T-2).

Al mismo tiempo (es decir, antes de la realización del DAM, en el día T-2), también existe un mercado de Servicios Complementarios (AS) que se **basa en costos** y se despeja de **manera cooptimizada** con el DAM utilizando ofertas basadas en costos. El CEN toma una decisión después de cada DAM basado en costos, aclarando si el mercado de AS es competitivo o no, para realizar subsecuentemente una subasta de AS competitiva con ofertas competitivas. La potencial competitividad del mercado se determina ex-ante en un informe particular sobre AS, donde también se determinan sus requisitos. Para aquellos servicios que podrían brindarse de manera competitiva, cada vez que se reciben ofertas, se calcula el RSI y las ofertas se mitigan coherentemente. Luego, las ofertas originales o mitigadas se utilizan en el DAM. Más recientemente, con la futura

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

introducción de la programación Intradiaria, se utilizarán las mismas ofertas y se obtendrá una nueva asignación. Debe tenerse en cuenta que las condiciones competitivas no se revisan en tiempo real.

En caso de que el CEN determine que el mercado de AS no es lo suficientemente competitivo en las próximas horas, las provisiones de AS se instruyen directamente a algunas empresas coordinadas a las que se les paga en función de los costos auditados. **En el caso particular de los servicios de control de frecuencia, en los cuáles solo se oferta por los costos de desgaste de las centrales eléctricas, se realizan pagos laterales para cubrir sus costos de oportunidad y la generación fuera del orden de mérito.**

Además, cada generador deberá informar periódicamente la disponibilidad de combustible y sus precios o pronóstico de generación en el caso de plantas de energía renovable variable (VRE). Sin embargo, existen regulaciones específicas que permiten asignar a ciertas tecnologías un costo variable de operación diferente al costo declarado. Tal es el caso de las unidades que operan con gas natural licuado (GNL) adquirido a través de contratos de largo plazo para los cuales se utiliza como costo variable el costo de energía alternativa determinado por el CEN. En el caso de los embalses hidroeléctricos, el CEN determina el costo variable de los generadores a partir de los precios sombra estimados del agua obtenidos al resolver un problema de optimización de planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años).

Es importante señalar que las plantas hidroeléctricas son propiedad de empresas privadas que poseen los embalses y operan las turbinas, pero siempre siguen estrictas instrucciones del CEN; es decir, las empresas hidroeléctricas **no** toman decisiones de planificación estratégica ni programan por sí mismas sus operaciones en tiempo real.

Todas las variables asociadas a costos y parámetros técnicos se utilizan para resolver el problema del Comisionamiento de Unidades Diario (UCP), cooptimizando energía y reservas para **el control de frecuencia.** El UCP utiliza un horizonte de 7 días y modelos con un alto grado de detalle de todas las limitaciones técnicas, como las asociadas a las centrales térmicas, las centrales hidráulicas en cascadas y los contratos de riego. Como resultado de este proceso se obtiene una lista de orden de mérito, la cual se utiliza para actualizar la operación UCP (predespacho) del día anterior. Todas estas actividades se desarrollan en el mercado del día anterior (día T - 1).

No hay operación de mercado en tiempo real, pero el Coordinador puede realizar reasignaciones o ajustes en tiempo real (utilizando la lista de orden de mérito obtenida del UCP) y enviar instrucciones a las empresas coordinadas para garantizar la seguridad del sistema eléctrico y el mínimo costo de las operaciones en base a la última información

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de activos de generación y transmisión, previsiones, etc.

Actualmente, **sólo los generadores pueden participar en el mercado spot** y todos los proveedores de cargas reguladas deben tener un contrato de suministro de energía de largo plazo con los generadores. Se trata de **acuerdos físicos y financieros bilaterales privados** y se resuelven directamente entre las partes. En concreto, las subastas las realizan las empresas distribuidoras para abastecer su demanda estimada por parte de los consumidores finales. Los contratos son físicos en el sentido de que las subastas realizadas por las empresas distribuidoras suelen exigir que la cantidad ofrecida esté respaldada por nueva capacidad física de generación. De lo contrario, son puramente financieros.

Los generadores también pueden celebrar contratos financieros privados bilaterales con cargas industriales conectadas al sistema de distribución para cubrir sus posiciones en el mercado. Las cargas industriales interconectadas al CEN pueden tener contratos físicos del mismo tipo que tienen las empresas distribuidoras. En resumen, todas las cargas deben tener un contrato bilateral financiero de largo plazo. Los proveedores deben contar con un activo de generación, aunque la cantidad que pueden contratar no está limitada por su capacidad de generación. Estos contratos no afectan en modo alguno el despacho del CEN.

Estos contratos de largo plazo son fundamentales para brindar estabilidad al mercado, por lo que en todas las recomendaciones para el mercado de corto plazo asumimos que estos contratos de largo plazo se mantienen como en el sistema actual.

El mercado de la energía actual se basa en el precio marginal local (LMP), **pero estos precios nodales se determinan ex post en función del desempeño real del sistema**.

En el mercado eléctrico chileno, la mayoría de las regulaciones están detalladas en la Ley, lo que actualmente deja poco espacio para que el CEN tome decisiones sobre temas clave. Esto es muy importante ya que un mercado eficiente, basado en ofertas, requiere que el CEN, como operador del mercado, tome importantes decisiones operativas y de mercado, de conformidad con las regulaciones y leyes aprobadas.

2.2 Análisis de Brechas en el Mercado del Día Anterior

2.2.1 Diseño del Mercado de Energía DAM Existente

El DAM existente es un mercado no vinculante que produce cronogramas operativos diarios no vinculantes. Además, el DAM utiliza información basada en costos para calcular el cronograma del DAM. En concreto, los generadores declaran su tecnología

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de combustible, todos los parámetros técnicos, como el poder calorífico, y el CEN calcula los costos variables que se utilizarán en la optimización. Sólo los generadores pueden participar en el mercado spot y todas las cargas reguladas deben tener un contrato de suministro de energía con los generadores. Se trata de acuerdos financieros bilaterales privados. Más adelante en el día T-2, también hay un mercado de Servicios Complementarios (AS) que se **basa en costos** y se despeja de **manera cooptimizada** con el DAM utilizando ofertas basadas en costos. Si el CEN determina que el mercado de AS es competitivo, se realiza, seguidamente, una subasta de AS competitiva con ofertas competitivas. Si el mercado de AS no es competitivo, a las empresas coordinadas se les paga en función de un costo auditado y el CEN instruye directamente a algunas empresas coordinadas a proporcionar servicios de AS, que se pagan en base a costos auditados.

En el caso particular de los servicios de control de frecuencia, en los cuáles solo se oferta por los costos de desgaste de las centrales eléctricas, se realizan pagos laterales para cubrir sus costos de oportunidad y la generación fuera del orden de mérito.

En el DAM existente, el CEN ejecuta el problema del Comisionamiento de Unidades durante las próximas 24 horas, utilizando una representación de red completa (con todas las restricciones de red). Esta ejecución del Comisionamiento de Unidades produce una **lista de orden de mérito** para el despacho de cada hora de las siguientes 24 horas. Si se necesita algún redespacho debido a contingencias o variaciones en la producción de energía renovable en tiempo real, que pueden no ser significativas, entonces estas decisiones de redespacho se toman basándose únicamente en las listas de orden de mérito mencionadas anteriormente.

Cabe señalar que actualmente se está implementando una programación intradiaria, que tampoco es vinculante y produce una “nueva lista de orden de mérito”. La cooptimización en la programación intradiaria sólo se ejecuta cuando el centro de control de despacho considera que las desviaciones de la programación DAM son significativas y se requiere una ejecución de redespacho.

2.2.2 Propuesta de Diseño Óptimo del Mercado de Energía DAM

El diseño detallado está contenido en el Capítulo 4 del informe de la Tarea 3.

El diseño óptimo propuesto es el Mercado Integrado a Plazo (IFM) para la negociación de Energía y Servicios Complementarios para cada hora del siguiente Día de Negociación. El IFM utiliza las ofertas mitigadas después de que se ejecuta la función de mitigación del poder de mercado para equilibrar la oferta y demanda y adquirir Servicios Complementarios para cumplir con los requisitos de Servicios Complementarios del CEN

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

a la menor oferta de costo durante el siguiente Día de Negociación. Las ofertas de recursos de generación incluyen: Costos de Arranque, Costos Mínimos de Carga, Ofertas de Energía, y Costos de Bombeo y Carga de Bombeo para recursos hidroeléctricos de almacenamiento por bombeo. Las Cargas Participantes pueden presentar ofertas de Respuesta a la Demanda y los Recursos Agregados pueden presentar ofertas de energía.

Las ofertas de energía también incluyen información sobre los PTDF para la gestión de la congestión. Los PTDF son las sensibilidades de las inyecciones en cualquier lugar de la red CEN con respecto al flujo en cualquier elemento de transmisión (en una dirección de referencia). Los PTDF se utilizan en el cálculo de los LMP. Se calculan después de cada ejecución del flujo de energía AC.

El formato de oferta de energía de IFM también requiere Factores de Distribución de Generación (GDF) para la desagregación de unidades Agregadas. Se permiten autoprogramaciones de energía tanto de generadores como de cargas. Las hidroeléctricas pueden presentar ofertas dentro de una tolerancia predefinida, en torno al valor del agua determinado por la optimización hidroeléctrica a mediano plazo. Después de un período de tres (3) años de transición al enfoque basado en ofertas, los propietarios de energía hidroeléctrica podrán controlar gradualmente las decisiones de despacho de sus plantas en función de sus ofertas.

La función de Aplicación de Red (NA), que itera con el SCUC basado en MIP, calcula los factores de pérdida marginal. Estos factores de sensibilidad a las pérdidas son las sensibilidades de las pérdidas con respecto a la inyección en cualquier nodo de la red. Los factores de pérdida se calculan después de cada ejecución del flujo de energía AC utilizando la opción de holgura de carga distribuida. Los factores de pérdida se calculan con precisión para las partes física y comercial del modelo. Esta función también calcula las pérdidas después de cada ejecución del flujo de energía AC.

Las ofertas de servicios Complementarios (AS) de recursos certificados también se presentan en el IFM y se despejan en el despeje del mercado de cooptimización del IFM. La energía se produce a partir de estos recursos cuando la capacidad de reserva se despacha en tiempo real.

El CEN IFM contrata los siguientes cuatro tipos de Servicios Complementarios:

- Regulación Hacia Arriba (Reg-Up)
- Regulación Hacia Abajo (Reg-Down)
- Reserva en Giro (Spin)
- Reserva no en Giro (Non-Spin)

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El diseño óptimo implementa una adquisición de AS en cascada donde Reg-Up puede usarse para cumplir con los requisitos Spin y Non-Spin, y Spin puede usarse para cumplir con los requisitos Non-Spin, cuando dicha implementación de AS resulta en un costo general de adquisición de AS más bajo.

Se debe notar que esta sustitución de AS se realiza de manera óptima entre las ofertas de AS, mientras que no se lleva a cabo dicha sustitución en los AS calificados que son autoproporcionados.

La formulación del despeje del mercado IFM impone las siguientes restricciones:

1. Requisitos regionales mínimos de servicios Complementarios
2. Requisitos regionales máximos de servicios Complementarios
3. Restricciones de capacidad máxima ascendente
4. Restricciones de seguridad y transmisión (de varios tipos)
5. Todas las restricciones de generación (intertemporales, tiempo mínimo de inactividad, tiempo mínimo de actividad, tiempo de arranque, rampa, región prohibida y restricciones de límite máximo de energía)
6. Otras restricciones genéricas

El IFM calcula un Precio Marginal de Servicios Complementarios Regionales (RASMP) para cada Región AS como el precio sombra de la restricción regional vinculante relevante en la solución óptima, es decir, la reducción marginal del costo de adquisición de Energía-AS para una relajación marginal de esa restricción. Por lo tanto, el actual sistema de precios de pago según la oferta (sistema *pay-as-bid*) debería modificarse coherentemente.

El mercado IFM es vinculante y se ejecuta una función de liquidación, tanto para los productos de energía como para los de AS. A la ejecución de programación le sigue una ejecución de precios para calcular los LMP del DAM de energía.

2.2.3 Análisis de Brechas del Diseño del Mercado Energético DAM

Aunque el CEN actualmente administra un DAM, las diferencias entre el diseño de mercado del DAM existente y el propuesto son sustanciales. Nuestro análisis ha identificado las siguientes brechas de diseño contenidas en la siguiente tabla.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Tabla 2-1: Resultados del análisis de brechas del diseño energético del DAM

Brecha de parámetros de diseño	Mercado CEN existente	Mercado CEN propuesto
Estructura de la Oferta	Basado en costos	Basado en ofertas
Formato de oferta UC y AS	Basado en costos	Basado en ofertas
Arquitectura DAM	No vinculante	Vinculante
Centrales Hidroeléctricas	Sin presentación de ofertas	Permitido ofertar
Participación de Activos	Sólo participan Generadores	Participan Generadores y Cargas
Aplicaciones de Red	Sin iteración	Iteración con SCUC MIP
Tratamiento de servicios Complementarios	Cooptimización sin sustitución descendente	Cooptimización con sustitución descendente
Liquidaciones (Marginales)	Sin Liquidaciones con CEN	Liquidaciones para Energía y AS

2.3 Análisis de Brechas en el Comisionamiento de Unidades Residual (RUC)

2.3.1 Diseño del mercado RUC existente

Actualmente, el CEN no opera un mercado RUC.

2.3.2 Propuesta de Diseño de Mercado RUC

Los detalles del mercado RUC se encuentran en el Capítulo 5 del informe de la Tarea 3.

La capacidad de Comisionamiento de Unidades Residual (RUC) es la diferencia positiva entre el cronograma RUC y el mayor entre el cronograma del Día Anterior y el nivel de Carga Mínima de un Recurso. El pronóstico de carga es utilizado por el CEN para despejar el mercado RUC. El proceso RUC puede comprometer y emitir Instrucciones de Arranque para recursos que no están comprometidos en absoluto en el IFM, así como también identificar capacidad de descarga adicional de los recursos que están comprometidos y programados en el IFM y designar esta capacidad según sea necesario para el Despacho en Tiempo Real.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Para realizar esta función, el RUC utiliza la misma optimización SCUC y FNM que utiliza el IFM, pero en lugar de utilizar ofertas de demanda, distribuye el pronóstico CEN de la Demanda CEN. El RUC determina cualquier Comisionamiento de Unidades Incremental y adquiere capacidad a partir de las Ofertas de Disponibilidad del RUC para cumplir con el objetivo de adquisiciones del RUC. Se espera que la capacidad seleccionada en este proceso se presente a oferta y se ponga a disposición del RTM.

Si un recurso no está bajo la obligación de RA, la oferta RUC que presenta el recurso se interpreta como una cantidad incremental de capacidad que el recurso está dispuesto a proporcionar en el mercado RUC, además de su programa de energía del día anterior. La capacidad de RA debe participar en el proceso RUC con un precio de oferta RUC de $0/MW para toda la capacidad de RA

Las adjudicaciones de capacidad de RUC son la cantidad incremental de capacidad, por encima de los programas de energía del DA IFM, que se necesitan para cumplir con el pronóstico de carga en la optimización de RUC.

El CEN solo emitirá **instrucciones de RUC** a los recursos que deben iniciarse en el DAM para que estén disponibles para cumplir con la carga en tiempo real.

Los Precios Marginales Locales de RUC (RUC LMP) se calculan mediante la optimización de RUC en función de las ofertas de RUC. Un recurso que recibe una instrucción de RUC será despachado por el producto de la adjudicación de capacidad RUC y el LMP RUC de su Ubicación. La determinación del RUC LMP es similar a la determinación del LMP de energía, excepto que las ofertas del RUC se utilizan para el RUC LMP. El Precio RUC tiene asociados componentes de Energía, Pérdidas y Congestión similares a los LMP que se producen en el IFM.
El Programa RUC es la cantidad total de MW por hora de capacidad comprometida por el RUC, incluido el monto de MW por hora comprometido en el Programa del día anterior.

2.3.3 Análisis de Brechas del RUC

RUC es una nueva función incluida en la propuesta de diseño óptimo del mercado energético para el CEN.

2.4 Análisis de Brechas del Mercado en Tiempo Real (RTM)

2.4.1 Diseño del Mercado RTM Existente

Actualmente no existe una operación de mercado completa en tiempo real; el CEN realiza reasignaciones o ajustes en tiempo real (utilizando la **lista de orden de mérito** obtenida del UCP) y envía instrucciones a las empresas coordinadas para garantizar la

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

seguridad del sistema eléctrico y el costo mínimo de las operaciones. en base a la última información de activos de generación y transmisión, previsiones, etc.

Específicamente, si se necesitan algunas instrucciones de redespacho en tiempo real, debido a contingencias o variaciones en la producción de energía renovable, entonces estas decisiones de redespacho se toman basándose únicamente en las listas de orden de mérito del DAM, si las desviaciones no son sustanciales.

Actualmente se está implementando un proceso de programación intradiaria, que tampoco es vinculante y produce una “nueva lista de orden de mérito”. La cooptimización en la programación intradiaria sólo se ejecuta cuando el centro de control de despacho considera que las desviaciones de la programación DAM son significativas y se requiere una ejecución de redespacho

2.4.2 Diseño de Mercado RTM Propuesto

El diseño detallado del mercado RTM propuesto se encuentra en el capítulo 6 del informe de la Tarea 3.

El RTM es un mercado para intercambiar energía y servicios complementarios en tiempo real y para resolver desviaciones de los cronogramas financieros vinculantes del día anterior. Se permite el envío de ofertas para una Hora de Negociación determinada en el RTM, después de la publicación del resultado del DAM para el Día de Negociación correspondiente y hasta 75 minutos antes del inicio de esa Hora de Negociación.

El Mercado en Tiempo Real incluye varias funciones que se realizan en paralelo, pero con diferente periodicidad:

6) Mitigación del Poder de Mercado (MPM);
7) Proceso de Programación con una Hora de Anticipación (HASP);
8) Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) y Mercado de Quince Minutos;
9) Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC); y
10) Despacho Económico en Tiempo Real (RTED).

La MPM del RTM es análoga a la misma función del DAM. La MPM realiza una prueba para determinar qué ofertas del RTM están sujetas a mitigación por poder de mercado local con base en criterios específicos. Si la prueba falla, la MPM mitiga las ofertas afectadas para esa Hora de Negociación. Las ofertas mitigadas resultantes son utilizadas por todas las demás aplicaciones del RTM.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El Proceso de Programación con una Hora Anticipada (HASP) es un proceso para intercambiar energía y servicios complementarios cada hora, basado en ofertas presentadas hasta 75 minutos antes de la hora de negociación. El HASP se realiza cada hora e inmediatamente después de la MPM. Los cronogramas de energía por hora y las adjudicaciones de Servicios Complementarios por hora para recursos predespachados por hora en esa hora de negociación se publican a más tardar 45 minutos antes del inicio de esa hora de negociación. **HASP produce cronogramas no vinculantes de HASP y asignaciones no vinculantes de AS para la mayoría de los recursos, excepto para los recursos con Bloques Horarios de Autoprogramación aceptados.**

El Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC) es un proceso de mercado para comprometer Unidades de Arranque Rápido y otorgar AS adicionales en intervalos de 15 minutos. La función RTUC se ejecuta cada 15 minutos y mira hacia adelante en intervalos de 15 minutos que abarcan la hora de negociación actual y la próxima hora de negociación. El Mercado de Quince Minutos (FMM) es el segundo intervalo del RTUC y sus resultados producen los resultados vinculantes del FMM.

El Comisionamiento de Unidades a Corto Plazo (STUC) es una función de confiabilidad para comprometer Recursos de Arranque Rápido (con un tiempo de inicio más un tiempo mínimo de funcionamiento inferior a 255 minutos) para cumplir con el pronóstico de demanda del CEN en cada intervalo de 15 minutos de las siguientes cuatro a cinco horas. El STUC se realiza cada hora después del HASP.

El Despacho Económico en Tiempo Real (RTED) es un mercado para intercambiar Energía de Desbalance y despachar Servicios Complementarios a intervalos regulares. Hay tres modos para el RTED: a) Despacho a intervalos en tiempo real (RTID), b) Despacho manual en tiempo real (RTMD) y c) Despacho de contingencias en tiempo real (RTCD).

En resumen, los participantes presentan ofertas y demandas en el DAM, las que resultan en adjudicaciones en el mercado a plazo que son contratos vinculantes para cantidades y precios específicos. Posteriormente, pueden presentar ofertas y posturas en tiempo real que modifican las adjudicaciones del día siguiente. Las adjudicaciones incrementales en tiempo real se liquidan a los precios de equilibrio en tiempo real. La combinación del comisionamiento del día anterior y los despachos en tiempo real se convierten en instrucciones de despacho físicas. Las desviaciones de estas instrucciones se tratan como "desviaciones no instruidas" y se liquidan a los precios RTM LMP, en cada intervalo de 5 minutos de cada hora.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Esto requiere la implementación de un sistema de dos liquidaciones, para liquidar en el mercado RTM las desviaciones del despacho de RTM respecto de los cronogramas financieramente vinculantes de DAM.

2.4.3 Análisis de Brechas del RTM

La función RTM es una nueva función incluida en el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN.

2.5 Análisis de Brechas del Modelo de Red

2.5.1 Proceso del Modelo de Red Existente

Actualmente, el CEN no calcula ni utiliza los LMP para las liquidaciones como se propone en el diseño óptimo del mercado del CEN. La forma en que se emplean los “precios marginales locales” en Chile es la siguiente.

Primero, en el Mercado del Día Anterior, el CEN ejecuta el problema de Comisionamiento de Unidades durante las próximas 24 horas, utilizando una representación de red completa (con todas las restricciones de red). Esta ejecución del Comisionamiento de Unidades produce **una lista de orden de mérito para el despacho** de cada hora de las siguientes 24 horas. Esta lista no es vinculante y no se ejecutan liquidaciones.

Entonces, podría ser necesario algún redespacho debido a contingencias o variaciones en la producción de energía renovable en tiempo real. Si este es el caso, estas decisiones de redespacho las toma el CEN basándose únicamente en las listas de orden de mérito mencionadas anteriormente, si las desviaciones del DAM no son sustanciales. Si las desviaciones del DAM son sustanciales, con base en una determinación realizada por el centro de control de despacho, se ejecuta una cooptimización en la programación intradiaria y se obtiene una nueva lista de orden de mérito.

Después de que se produce el despacho real, los costos marginales se calculan manualmente (ex-post) en cada zona no congestionada (grupo de nodos) para calcular el costo marginal local en cada nodo, que se utiliza para valorizar las transacciones de energía en cada hora. Si el sistema se desacopla debido a la congestión de la red, la red se divide en tantas zonas como sea necesario para calcular un costo marginal local para cada zona "no congestionada". Este proceso es consolidado una vez al mes por el CEN, generando un informe mensual del CEN con todas las instrucciones de facturación para las transacciones monetarias que deben ocurrir entre los generadores con déficit neto y los generadores con superávit neto.

Un generador tiene déficit neto si la suma (sobre todas las horas del mes) de todos los

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

retiros por hora multiplicada por el costo marginal local correspondiente es mayor que, la suma de todas las inyecciones multiplicada por el costo marginal local correspondiente (y la magnitud del déficit es la diferencia asociada). De la misma manera, un generador tiene excedente neto si la suma (sobre todas las horas del mes) de todos los retiros multiplicada por el costo marginal local correspondiente es menor que la suma de todas las inyecciones multiplicada por el costo marginal local correspondiente (y la magnitud del excedente es la diferencia asociada).

De esta manera, los generadores con déficit pagan a los generadores con excedente una vez al mes a través de facturas directas entre los generadores, sin liquidación por parte del CEN. Todas estas transferencias se valoran a los costos marginales locales calculados de manera ex-post.

2.5.2 Proceso del Modelo de Red Propuesto

El mercado CEN es un mercado nodal basado en LMP. Como tal, implementa un Modelo de Red Completo (FNM) con una representación precisa del Área de Control CEN. El FNM está compuesto por nodos de red interconectados con ramas de red. Las unidades de generación física y las cargas se modelan en los nodos de red relevantes. La Ubicación de un Recurso Generador puede ser diferente del(los) nodo(s) de la(s) unidad(es) generadora(s) física(s) correspondiente(s) en el FNM. En general, la Ubicación de un Recurso Generador coincide con el nodo donde está conectado el medidor de calidad de ingresos correspondiente. Esta Ubicación se conoce como el “Punto de Entrega (POD)”. Si bien el cronograma, despacho y LMP de un Recurso Generador se refiere al POD, la inyección de energía se modela en el FNM para efectos de análisis de red en la(s) unidad(es) generadora(s) física(s) correspondiente(s) (en el punto de interconexión), teniendo en cuenta cualquier pérdida en la red de transmisión que conduzca al POD. Los Recursos Agregados de Generación y Carga no se modelan explícitamente en el FNM, pero su oferta y demanda de energía se asignan a sus recursos físicos asociados en el FNM utilizando los factores de generación y distribución de carga relevantes, respectivamente.

El uso del FNM en el DAM y RTM incorpora pérdidas de transmisión y permite modelar y hacer cumplir todas las restricciones de la red. Esto da como resultado Precios Marginales Locales (LMP) para la Energía que reflejan el costo marginal de la energía, las pérdidas y la congestión. Aunque el componente de energía marginal del LMP es el mismo para todos los nodos de la red, los componentes de pérdida marginal y congestión marginal pueden variar en toda la red debido a las características de la red y los patrones de flujo de la energía.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El diseño óptimo requiere el uso de un modelo de flujo de energía AC que incluirá el efecto de las pérdidas de transmisión dentro del CEN. Las aplicaciones SCUC/SCED deben ajustar de manera óptima los cronogramas de recursos para cubrir las Pérdidas de Transmisión. En otras palabras, los Cronogramas de Energía Finales para el Suministro del Mercado CEN deben exceder los cronogramas de energía para la demanda correspondientes en la cantidad de Pérdidas de Transmisión en la red CEN.

El diseño de mercado óptimo del CEN propuesto debe basarse en iteraciones entre el software SCUC de Comisionamiento de Unidades (UC) y las Aplicaciones de Red (NA), lo que resulta en la necesidad de resolver el problema del UC varias veces para obtener resultados óptimos consistentes con la limitación en el Sistema de Transmisión CEN.

Para este propósito, el motor IFM SCUC incluye un Modelo de Red Completo (FNM) que comprende un modelo detallado de la red física del sistema de energía junto con un modelo preciso de arreglos de red comercial que reflejan la programación comercial y las prácticas operativas. El contenido comercial del Mercado FNM incluye lo siguiente:

4) Consideraciones de modelado de carga, como Agregaciones de Carga y Factores de Distribución de Carga del Sistema, Hubs Comerciales y Factores de Distribución de los Hubs
5) Consideraciones de modelado de recursos, como Unidades de Ciclo Combinado, Carga Participante, Recursos de Generación Agregados y Factores de Distribución de Generación, y
6) Definiciones de agrupaciones y zonas, como UDC, ubicaciones de precios, regiones A/S y zonas RUC (si las hubiera).

Además de sus componentes físicos y comerciales, se requieren varios otros insumos relacionados con el modelo de optimización y el procesamiento del Mercado del FNM en los mercados IFM. Estos insumos son: a) las regiones y requisitos de Servicios Complementarios, b) definiciones y gestión de restricciones, c) interconexiones y grupos ramales y d) definiciones y gestión de contingencias. Cada una de estas entradas será proporcionada por aplicaciones externas que deberían residir fuera del sistema de software del proveedor.

Las restricciones de transmisión del sistema eléctrico, tanto en el caso base como en los casos de contingencias, deben incluirse en la optimización SCUC. Los flujos de potencia de transmisión de las ramas del sistema de transmisión pueden verse restringidos en ambas direcciones. Cualquier restricción incorporada en los casos base o de contingencia por encima de un cierto porcentaje, ajustable por el usuario, de la carga del equipo de transmisión debe incluirse en la optimización (proponemos establecer el

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

umbral predeterminado en 80%).

Las funciones NA se utilizan para producir información de sensibilidad de la red necesaria para gestionar las pérdidas y la congestión. Estas son:

3) Función de Cálculo del Factor de Distribución de Transferencia de Energía (PTDF), y
4) Función de Cálculo de Sensibilidad de Pérdidas.

La función de cálculos de PTDF produce los PTDF. Los PTDF son las sensibilidades de las inyecciones en cualquier lugar de la red con respecto al flujo en cualquier elemento de transmisión (en una dirección de referencia). Los PTDF se utilizan en la gestión de la congestión y el cálculo de los LMP. Se calculan después de cada ejecución del flujo de energía AC.

La Función de Cálculo de Sensibilidad de Pérdidas calcula los factores de pérdida marginal. Estos factores de sensibilidad a las pérdidas son las sensibilidades de las pérdidas con respecto a la inyección en cualquier nodo de la red. Los factores de pérdida se calculan después de cada ejecución del flujo de energía AC utilizando la opción de holgura de carga distribuida. Los factores de pérdida se calculan con precisión para las partes física y comercial del modelo. Esta función también calcula las pérdidas después de cada ejecución del flujo de energía AC.

Los límites de MVA del flujo ramal se traducen en límites de MW, asumiendo que los flujos ramales MVAR y las magnitudes de voltaje no cambian significativamente de una iteración a la siguiente. **Los flujos de la línea de transmisión se expresan como funciones linealizadas de las inyecciones de potencia nodal alrededor del estado operativo base utilizando factores de cambio calculados (PTDF).**

El conjunto de líneas de transmisión críticas se selecciona de acuerdo al porcentaje de carga de MW de la línea. Las líneas cargadas por encima del umbral especificado (el valor predeterminado en el CEN es 80%) se incluyen en la optimización. Para evitar oscilaciones en el proceso de iteración SCUC-NA, se agregan líneas y nunca se eliminan del conjunto crítico.

En la optimización, se aplican las siguientes restricciones:

1. Límites de las Interconexiones de Transmisión
2. Límites del Flujo de Energía de las Ramas de la Red
3. Restricciones de Nomograma (si las hay)
4. Restricciones de Contingencia

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.5.3 Análisis de Brechas de los Procesos del Modelo de Red

Aunque el CEN implementa un modelo de red en el diseño existente para calcular una **lista de orden de mérito no vinculante en el DAM**, no lo utiliza para calcular los precios nodales de LMP para las liquidaciones. Esto crea brechas importantes entre el diseño óptimo propuesto y el diseño existente que se identifican a continuación en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2: Resultados del análisis de brechas de los procesos del modelo de red

Brecha de parámetros de diseño	Mercado CEN existente	Mercado CEN propuesto
Modelo de Red Comercial	NO	SÍ
Iteración del Modelo de Red con el MIP de SCUC	NO	SÍ
Cálculo de PTDF para liquidaciones LMP con CEN	NO	SÍ
Cálculo de Factores de Pérdida Marginal para liquidaciones LMP con CEN	NO	SÍ
Aplicación de restricciones de base y de contingencia para los cálculos del LMP	NO	SÍ

2.6 Análisis de Brechas en el Tratamiento de la Energía Hidroeléctrica

2.6.1 Diseño del Mercado Hidroeléctrico Existente

La actual estructura de propiedad de las unidades hidroeléctricas en Chile es que las empresas privadas son propietarias de los embalses y operan las turbinas, pero siempre siguen estrictas instrucciones del CEN; es decir, las empresas hidroeléctricas no toman ninguna decisión estratégica ni se autoprograman a los generadores en la operación del mercado. Esto significa que, en el mercado chileno actual, el CEN controla las decisiones de despacho de las centrales hidroeléctricas; es decir, no se permite la participación en el mercado.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Específicamente, el CEN determina el costo variable de los generadores hidroeléctricos estimando el precio sombra del agua, resolviendo un problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años) que incorpora linealizaciones por tramos de los convenios de riego, los que tienen implicaciones en el despacho del agua utilizada de los embalses.

El problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años), resuelto utilizando PLP, es un problema de minimización de costos donde se minimiza el costo total del sistema. Específicamente, la función objetivo a minimizar es la suma de todos los costos de combustible menos un término correspondiente a la suma del valor futuro del agua (FVW) de cada cuenca hidroeléctrica multiplicada por el volumen de agua existente en esa cuenca en el último período considerado. De esta manera, el PLP contabiliza los beneficios del ahorro de agua hasta el último período.

En la función objetivo del UCP se considera la Función de Costo Futuro (FCF) del agua embalsada, la cual representa el ahorro en el costo de operación, según el nivel del embalse al final del período de evaluación. La FCF se obtiene mediante el modelo PLP. **Posteriormente, del UCP se obtiene el precio sombra de la restricción del balance de energía en cada embalse, el cual se utiliza como costo variable para efectos del despacho económico en la operación en tiempo real**. Estos costos variables calculados, y todas las variables asociadas con costos y parámetros técnicos, se utilizan para resolver el UCP del día anterior cooptimizando energía y reservas para el control de frecuencia, modelando el sistema con un alto grado de detalles y restricciones técnicas, como restricciones asociadas a centrales térmicas, hidráulicas de pasada y convenios de riego, y con un horizonte de 7 días. Como resultado de este proceso de optimización se obtiene una lista de orden de mérito, la cual se utiliza para actualizar la operación UCP (predespacho) del día anterior.

El CEN determina de manera centralizada el despacho de todas las unidades hidroeléctricas (basándose en el FVW); es decir, la solución del UCP del día anterior es un mandato del CEN. Esto significa que las unidades hidroeléctricas no toman decisiones de despacho y no tienen control de su operación. Consideramos que esto no es óptimo.

Nótese que el costo variable de las unidades hidroeléctricas utilizadas en el UCP del día anterior varía significativamente dependiendo de los convenios de riego, las condiciones hidrológicas consideradas y/o la información actualizada de la disponibilidad de agua de los afluentes. Por esta razón, el CEN ejecuta el problema de optimización de la planificación a mediano plazo (horizonte de 2 años) en el PLP dos veces por semana, para obtener una visión precisa de la variabilidad del FCF resultante. Luego, el CEN utiliza un FCF actualizado al resolver el UCP del día anterior cada día.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.6.2 Diseño Propuesto para el Mercado de Energía Hidroeléctrica

En el diseño actual existe una ambigüedad sobre el costo de oportunidad del agua utilizada para el cumplimiento de los convenios de riego. Aspectos como si las plantas hidroeléctricas deben ser compensadas cuando están obligadas a generar debido a convenios de riego o no, siguen sin resolverse. En tales casos, no es obvio si el valor del agua utilizada para riego debe considerarse cero o igual a su valor futuro. Además, en un escenario en el que la mayoría de las centrales térmicas se están retirando y sólo las plantas de gas natural, propiedad de las mismas empresas propietarias de los embalses, permanecen en funcionamiento, la consideración del impacto en la generación de electricidad de la gestión de los recursos hídricos a largo plazo se vuelve más relevante.

En el diseño óptimo del mercado de energía del CEN propuesto, brindamos a los propietarios de centrales hidroeléctricas cierta flexibilidad para presentar ofertas diarias incorporando sus propias estimaciones del costo de oportunidad del agua (valor futuro del agua, FVW o utilizando la FCF obtenido centralmente del CEN) y otros pronósticos e información sobre los niveles de embalses producidos por el problema de minimización de costos del PLP a largo plazo.

La participación en el mercado debe ser gradual. Después de un período de tres (3) años de transición hacia un enfoque basado en ofertas, deberíamos permitir que los propietarios de energía hidroeléctrica controlen las decisiones de despacho de sus plantas en función de sus ofertas. Recomendamos comenzar con un margen de desviación del 5 % (con respecto al valor calculado centralmente por el CEN) y aumentarlo anualmente en un 5 %.

2.6.3 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado Hidroeléctrico

Actualmente, el CEN controla el despacho de las centrales hidroeléctricas, a las que no se les permite ofertar. El diseño de mercado óptimo propuesto permite a estas plantas ofertar en el mercado energético. Nuestro análisis identificó las siguientes brechas de diseño contenidas en la siguiente Tabla 2-3.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Tabla 2-3: Resultados del análisis de brechas en el diseño del mercado de centrales hidroeléctricas

Brecha de Parámetros de Diseño	Mercado CEN existente	Mercado CEN propuesto
Estimaciones del costo de oportunidad del agua para la participación de los propietarios en el mercado	No permitido	Permitido
Ofertas Diarias en el mercado CEN	No permitido	Permitido

2.7 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado LMP Nodal

2.7.1 Diseño del Mercado LMP Nodal Existente

En el mercado CEN actual no se ejecutan liquidaciones de mercado LMP nodales mediante la implementación del modelo de red.

2.7.2 Diseño del Mercado LMP Nodal Propuesto

En el diseño óptimo propuesto para el mercado de energía CEN, un recurso puede decidir auto-comisionarse, presentando al menos una autoprogramación preferente (no vacía). La autoprogramación preferente total de una unidad se compone de varios tipos específicos de autoprogramaciones preferentes asociadas con prioridades de programación específicas, como contratos existentes, etc. Estas autoprogramaciones deben ser respetadas por el motor SCUC en la mayor medida posible. El CEN SCUC debería lograr este objetivo asignando a cada tipo específico de autoprogramación preferente un precio de oferta penalizado (es decir, antieconómico) de acuerdo con su prioridad de programación.

Todas las autoprogramaciones están protegidas contra restricciones en el proceso de gestión de la congestión, si existen otras ofertas económicas que puedan utilizarse para aliviar la congestión. Si se agotan todas las ofertas económicas, las autoprogramaciones entre la carga mínima y el primer nivel de energía del primer punto de oferta de energía estarán sujetas a ajustes antieconómicos basados en los precios de penalización asignados que reflejan varias prioridades de programación. Cualquier programación por

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

debajo del nivel de carga mínimo se trata como programa fijo y no está sujeto a ajustes antieconómicos para la gestión de la congestión.

En el caso de que los recursos se programen o despachen de manera óptima en la **región de penalización debido a "ajustes antieconómicos" necesarios para la factibilidad, los precios marginales reflejarían los precios de penalización de los recursos marginales programados o despachados en la región de penalización. De manera similar, si se violan las restricciones vinculantes de factibilidad, los precios marginales reflejarían los precios de penalización para estas violaciones.**

El diseño óptimo del mercado energético exige otra ejecución, llamada "**ejecución de fijación de precios**", para "filtrar" estos precios de penalización fuera de la solución dual (que produce los precios). Específicamente, los recursos programados o despachados en la región de penalización fuera de su oferta de energía (o su programación si no hay una oferta de energía) se programan o despachan de manera óptima en función de prioridades configurables específicas, pero se utiliza el límite de oferta apropiado para fines de fijación de precios. Para aumentar la oferta o disminuir la demanda en la región de penalización, se utiliza el Techo de Oferta de Energía (máximo de oferta). Para la disminución de la oferta o el aumento de la demanda en la región de penalización se utiliza el Piso de Oferta de Energía.

Además, los recursos a los que no se les permite establecer el precio marginal, identificados mediante un indicador en la base de datos, se filtran en la ejecución de precios. Específicamente, en la ejecución de precios, estos cronogramas y despachos son fijos y no se vuelven a optimizar. Además, las ofertas de Energía y Servicios Complementarios que superen los "límites de oferta flexibles" especificados y configurables tampoco pueden fijar el precio, por lo que se filtran en la ejecución de precios. El Techo de Oferta de Energía se utiliza en lugar de cualquier precio de oferta mayor que el Techo de Oferta de Energía y el Piso de Oferta de Energía se utiliza en lugar de cualquier precio de oferta inferior al Piso de Oferta de Energía. Los límites de oferta son configurables y diferentes para Energía y Servicios Complementarios.

Para mantener la coherencia entre la programación de los recursos y el precio de los productos básicos, la solución óptima de la ejecución de la programación se conserva en la ejecución de fijación de precios, en la medida de lo posible. Los estados de comisionamiento de los recursos de la ejecución de la programación están bloqueados en la ejecución de precios, es decir, las unidades comprometidas con "Obligación de ejecutarse" y las unidades no comprometidas "no deben ejecutarse". Todas las demás restricciones se tendrán en cuenta en la fijación de precios. Además, las autoprogramaciones de energía que no se han ajustado en la ejecución de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

programación se consideran constantes en la ejecución de fijación de precios. En la ejecución de precios, estos programas son fijos y no se vuelven a optimizar.

Específicamente, las programaciones de recursos óptimas están limitadas en la ejecución de precios en torno a la solución óptima de la ejecución de programación si se programaron en la región de penalización o en un segmento de oferta que viola el límite de oferta flexible (si existen límites de oferta flexibles). Estos límites artificiales son lo más estrechos posible, pero lo suficientemente grandes como para permitir una región factible sin crear una degeneración del modelo de optimización. Los límites predeterminados se establecen en el rango de ±0,001 MW. Todos los demás recursos, excepto los “Generadores de Producción Restringida (COG)”, están limitados por sus límites operativos originales en la ejecución de precios.

2.7.3 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado LMP Nodal

El diseño de la arquitectura LMP nodal es una nueva función que se incluye en el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN.

2.8 Análisis de brechas de la Mitigación Ex-ante del Poder de Mercado (MPM)

2.8.1 Diseño del mercado de MPM existente

Actualmente, el CEN no opera una función de MPM.

2.8.2 Diseño del Mercado de MPM Ex-ante propuesto

La transición de un mercado energético basado en costos a un mercado basado en ofertas requiere la implementación de una mitigación del poder de mercado ex-ante. El diseño óptimo del mercado energético CEN nodal basado en LMP considera que la función MPM es un elemento de mercado muy crítico para que el mercado energético CEN funcione bien.

Si el mercado está dividido por restricciones vinculantes de transmisión, los proveedores dentro de los submercados resultantes pueden tener un grado inaceptable de poder de mercado local. Este poder de mercado local puede ser más que un fenómeno transitorio, ya que puede resultar difícil o imposible ubicar nueva generación en muchos “bolsillos de carga” con transmisión limitada.

El diseño óptimo que hemos propuesto contiene un enfoque de tres pasos para el proceso de mitigación local:

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

1. Establecer condiciones que definan un mercado como “local” para la mitigación del poder de mercado local (LMPM).
2. Estimar precios de oferta competitivos para algunos o todos los proveedores dentro del mercado local.
3. Definir las condiciones bajo las cuales el CEN mitiga las ofertas de algunos o todos los proveedores al nivel competitivo estimado.

El proceso MPM ex-ante consiste en una ejecución única de optimización del mercado en la que se aplican todas las restricciones de transmisión modeladas. El diseño de esta ejecución utiliza exactamente el mismo motor de optimización de mercado utilizado en los procesos IFM y RUC del CEN. Algunas características del DAM LMPM se resumen a continuación:

- El proceso MPM ocurre en el DAM, inmediatamente después del cierre de las ofertas del DAM (supongamos que es a las 10:00 a. m.); para cuando todas las ofertas y las autoprogramaciones ya han sido presentadas por los SC y validadas por el sistema del CEN.
- El horizonte temporal para la MPM en el DAM es de 24 horas.
- Cada intervalo de mercado para la MPM en el DAM es de una hora.

La mitigación de Ofertas de Energía en el DAM se realiza cada hora. El enfoque MPM ejecutado con todas las restricciones del mercado que proponemos en el diseño óptimo tiene cuatro (4) pasos:

1. Una “ejecución con todas las restricciones” basada en precios de oferta absolutos de los generadores.
2. Identificación de restricciones de transmisión vinculantes y aplicación de análisis de ruta competitiva (CPA) para identificar restricciones no competitivas.
3. Cálculo del precio mínimo para la mitigación estableciendo en cero los componentes de congestión de las restricciones no competitivas.
4. Aplicación de mitigación a unidades relevantes.

La mitigación se aplica a la oferta de cualquier generador que tenga un componente de congestión global positivo en restricciones no competitivas utilizando las ofertas de energía por defecto (DEB). En las ejecuciones DAM y RTM, toda la evaluación del comisionamiento de las unidades se repite utilizando los precios de oferta mitigados. Estos niveles de referencia pretenden aproximarse a las ofertas competitivas o a las ofertas en condiciones de competencia factible y, por lo general, se utilizan como sustituto de la oferta original de una entidad.

Las opciones disponibles para determinar los DEB son:

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

1. **Niveles de Referencia Basados en Ofertas**: basándose generalmente en las ofertas promedio de la unidad que se aceptaron en periodos competitivos.
2. **Niveles de Referencia Basados en Costos**: generalmente reflejan los costos operativos incrementales de una unidad (una estimación de costos ascendente).
3. **Niveles de referencia Basados en el Mercado**: generalmente basados en el LMP promedio de la unidad durante períodos competitivos.[42]
4. **Opciones de Unidades con Mitigación Frecuente**: un suplemento basado en los costos para las unidades que se mitigan con frecuencia durante el último año.
5. **Niveles de Referencia Negociados**: generalmente usado cuando los datos son insuficientes para emplear las otras opciones y habitualmente se exige que se base en los costos.

2.8.3 Análisis de brechas en el Diseño del Mercado de MPM

La función de mercado de MPM es una nueva función que se incluye en el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN.

2.9 Análisis de brechas en el Mercado de Derechos Financieros de Transmisión (FTR)

2.9.1 Diseño del Mercado de FTR existente

Actualmente, el CEN no gestiona un mercado de FTR.

2.9.2 Diseño del Mercado de FTR propuesto

El diseño óptimo del mercado de energía CEN propuesto con respecto al mercado de FTR está contenido en el Capítulo 7 del informe de la Tarea 3.

La implementación de un mercado de FTR es una parte integral de la arquitectura nodal propuesta del mercado energético del CEN basada en LMP. Los FTR se adquieren principalmente con el fin de compensar los costos asociados con los costos de congestión del IFM que ocurren en el Mercado del Día en Anterior. También pueden

[42] En los mercados mayoristas de energía de Estados Unidos se emplean ambos métodos. Por ejemplo, en PJM en los EE. UU., se han utilizado principalmente estimaciones de costos ascendentes y esto es una evidencia histórica de que PJM operó como un pool basado en costos durante muchos años antes de la transición a mercados mayoristas de energía administrados por RTO y de que las reglas e infraestructura se implementaron medidas para facilitar el desarrollo de costos ascendentes. Otros mercados, como ISO de Nueva Inglaterra e ISO de Nueva York, con el fin de mitigar el poder de mercado, han optado por utilizar ofertas cuando no había poder de mercado, ya que dicha oferta se consideraría competitiva (no hay incentivos para intentar ejercer el poder de mercado), y podría incluir costos que son difíciles de cuantificar, como algunos costos de oportunidad. Aun así, incluso en estos mercados, hay un cálculo de algún tipo de costo ascendente para verificar cómo pueden ser las ofertas competitivas.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

utilizarse para otras actividades legítimas, muchas de las cuales aumentarán la liquidez del mercado de FTR. Se proponen dos tipos de FTR: FTR de obligación y FTR de opción. Se adquieren mediante asignación y subastas con varios plazos de duración: FTR mensuales, FTR estacionales, FTR a largo plazo y FTR de transmisión mercante.

Existen los siguientes procesos para la creación y adquisición de FTR, como se presenta en detalle en el Informe de la Tarea 3:

- Los FTR son creados por el CEN a través de los procesos de Asignación de FTR y Subasta de FTR y mediante la asignación de FTR de Transmisión Mercante.
- Solo las entidades de servicio de carga (LSE) internas pueden participar en la asignación de FTR.
- Después de los procesos de asignación de FTR anual (incluido el proceso de asignación de FTR a largo plazo) y mensual, hay una subasta de FTR anual y mensual para cualquier entidad interesada en adquirir FTR. La subasta anual no incluirá la subasta de FTR de Largo Plazo.
- Las partes también pueden adquirir FTR de sus titulares a través del Sistema de Registro Secundario (SRS), a través del cual se negocian FTR bilateralmente.
- Los cesionarios de FTR también deben calificar como Titulares Candidatos de FTR antes de adquirir un FTR.

El CEN utiliza las siguientes fuentes para presentar nominaciones de FTR en el proceso de asignación de FTR:

- Nodos de precios de las unidades de generación
- Hubs de Intercambio (si los hay)
- Puntos de Entrega asociados con Contratos de Transmisión Existentes

El CEN debería poner a disposición ciertas porciones de la capacidad de transmisión en las asignaciones/subastas secuenciales para garantizar que no asigne/subaste con anticipación más capacidad de la que pueda tener. Se propone esta asignación basándose en la experiencia práctica. Los umbrales reales pueden cambiar.

El diseño óptimo exige la liberación del 65% de la capacidad FTR disponible estacional para los procesos anuales de asignación de FTR y subasta de FTR, el 60% de lo que queda de la capacidad FTR disponible estacional en el nivel LT y el 100% de la capacidad FTR disponible mensual para los procesos mensuales de Asignación de FTR y Subasta de FTR.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

En los procesos anuales o mensuales de Asignación de FTR y Subasta de FTR, el CEN contabiliza cualquier FTR de Transmisión Mercante como FTR Fijo en el DC FTR FNM que se utiliza en la SFT para la Asignación de FTR y la Subasta de FTR.

Para los efectos de la Asignación FTR anual y la Subasta FTR, el CEN asume que todas las instalaciones de transmisión, dentro de la Red Controlada del CEN, están en servicio a menos que tenga conocimiento de un corte importante programado para una parte larga de una o más de las temporadas en el proceso anual. Si se considera que la interrupción es significativa, el CEN podrá optar por reducir el límite operativo de la instalación o dejarla completamente fuera de servicio. A los efectos de la asignación anual de FTR y la subasta de FTR, el CEN supone que todas las líneas están en servicio a menos que se conozca a tiempo una interrupción programada de una instalación importante para reflejar esa interrupción en el FNM para el proceso anual.

El proceso anual de subasta de FTR del CEN se lleva a cabo después del proceso anual de asignación de FTR de cuatro niveles. Cualquier Candidato Titular de FTR o Titular de FTR podrá participar en la Subasta de FTR. Los Candidatos Titulares de FTR o los Titulares de FTR interesados en la Subasta anual de FTR presentan ofertas, una vez abierto el mercado, en la medida en que no excedan su Límite de Crédito Agregado.

Cualquier Participante del Mercado (MP) que desee participar en la Subasta de FTR deberá completar el proceso de registro con anticipación a cualquier mercado FTR en el que desee participar. Una vez que una entidad se ha registrado exitosamente y ha cumplido con todos los requisitos, se convierte en Candidato Titular de FTR. Una entidad que ya es Titular de FTR no está obligada a pasar por el proceso de registro nuevamente para participar en la Subasta de FTR, pero aún está sujeta a los requisitos de solvencia del CEN.

Una vez finalizado el período de presentación de ofertas, el **CEN ejecuta la SFT y la optimización** y devuelve los resultados a los Titulares de FTR. El CEN debe publicar un cronograma detallado para los procesos anuales de asignación y subasta de FTR, 30 días antes del inicio del proceso de asignación y subasta de FTR.

El proceso de subasta y asignación de FTR mensual es similar al proceso de subasta y asignación de FTR anual.

El principal objetivo de la aplicación de la SFT es ayudar a garantizar que los FTR creados mediante un proceso de asignación o subasta generen ingresos adecuados. La adecuación de los ingresos es la situación en la que, durante un período determinado, el CEN recauda al menos tantas rentas por congestión como las que se pagan en derechos de FTR a los titulares de FTR.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

En el proceso de asignación de FTR, la SFT se aplica modelando las nominaciones de fuente de FTR y las nominaciones de sumidero de FTR como inyecciones y retiros, respectivamente, en un modelo de red completo (FNM). La ubicación y la cantidad de inyección se basan en la definición de la Fuente FTR en términos de sus Nodos de Precios (PNodes) miembros y factores de asignación [43]. La ubicación y el monto del retiro se basan en la definición del FTR Sumidero en términos de sus PNodes miembros y factores de asignación. El mismo proceso se aplica al proceso de Subasta de FTR.

La SFT utiliza una red DC. Las nominaciones y ofertas de FTR punto a punto están pre-balanceadas en términos de montos de inyección y retiro para la SFT.

Si la SFT fracasa, para un conjunto determinado de nominaciones u ofertas, se debe lograr la factibilidad. Esto se logra reduciendo las cantidades de MW asociadas con la nominación o las ofertas. Esta reducción se realiza mediante un proceso de optimización. De hecho, la SFT está integrada en una formulación de optimización. La formulación de optimización tiene una función objetivo y un conjunto de restricciones. Durante el proceso de optimización, la función objetivo se maximiza (o se minimiza, según sea el caso) mientras que todas las restricciones se satisfacen simultáneamente (es decir, no se violan).

2.9.3 Análisis de Brechas del Mercado de FTR

La función de mercado de FTR es una nueva función incluida en el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN.

2.10 Análisis de brechas del Mercado de PPA a Largo Plazo (físico y financiero)

2.10.1 Diseño del Mercado Existente de PPA a Largo Plazo

La Ley Chilena N° 20.805, promulgada en 2015, obliga a las Empresas Distribuidoras (DisCos) a asegurar el suministro de energía para satisfacer el 100% del consumo de sus clientes sujetos a regulación de precios ubicados en su área de concesión. Como resultado, las DisCos celebran contratos de suministro a largo plazo (es decir, PPA) con empresas generadoras a través de un proceso de licitación público, abierto, no discriminatorio y transparente. La ejecución de estos procesos licitatorios es diseñada, coordinada y dirigida por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

[43] Los factores de asignación son los pesos que definen la cantidad fraccionaria de MW que se asigna desde una fuente o un sumidero a un nodo.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

El proceso de licitación comienza con un informe preliminar de licitación elaborado cada cuatro años por la CNE; contiene información técnica, como proyecciones de demanda de las DisCos sujetas a la obligación de licitar y una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberán realizarse dentro de los próximos cuatro años. La CNE elabora las bases de licitación y organiza las convocatorias de las licitaciones correspondientes.

El proceso de subasta debe ser competitivo, reflejar las expectativas de costos de los generadores e inversionistas, tener suficiente liquidez y conducir al descubrimiento de precios.

Los principios básicos de las subastas de electricidad de PPA de largo plazo en Chile son los siguientes:

1. Las DisCos deben estar contratadas al 100% todo el tiempo, al menos durante los próximos 3 años.
2. Las DisCos deberán contratar su energía mediante subastas.
3. Cada DisCo subasta sus requerimientos de consumo según sus propios criterios, pero la CNE organiza las convocatorias de las licitaciones correspondientes, elaborando las bases de licitación.
4. Un grupo coordinado de DisCos puede organizar un proceso para subastar simultáneamente su demanda neta.
5. Las DisCos pueden subastar contratos por hasta 15 años a un precio fijo (indexado según cambios en las principales variables).
6. Antes de la subasta, el regulador fija un precio máximo para la subasta que se anuncia públicamente.
7. Antes de la subasta, el regulador fija un precio de capacidad (indexado según el IPC) que se anuncia públicamente.
8. La subasta se liquida en un punto que equilibra la minimización de costos y la maximización de la cobertura de la demanda.

Dado que las DisCos subastan su demanda en cualquier momento en función de sus necesidades y además diseñan sus mecanismos y contratos en función de sus propios criterios, la regulación actual dicta que todos los mecanismos y contratos propuestos deben ser revisado y finalmente aprobado por la CNE antes de que se produzca la subasta. Una consecuencia inmediata de este alto grado de descentralización es que los contratos no pueden estandarizarse (es decir, los contratos no son similares). Este hecho, a su vez, permite a los generadores tener muchas posibilidades por las cuales pueden ofertar, es decir, los generadores pueden presentar simultáneamente diferentes ofertas (volumen y precio) para varios tipos de contratos según sus preferencias (riesgo, período de suministro, etc.).

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Estos contratos son físicos en el sentido de que las subastas realizadas por las empresas distribuidoras suelen exigir que la cantidad ofrecida esté respaldada por generación física, lo que se traduce en nueva capacidad. De lo contrario, son puramente financieros.

Aunque los generadores comercializan dos productos en el mercado, energía y capacidad (o suministro de demanda máxima), el puntaje de selección de la subasta solo se establece en términos de energía y, por lo tanto, los generadores compiten ofreciendo una cantidad y precio de energía. No obstante, el contrato final incluye volúmenes y precios tanto de energía como de capacidad. Este último se calcula según factores de carga preestablecidos.

Una vez que los contratos de suministro PPA a largo plazo estén vigentes, el CEN debe monitorear la cadena de pagos. De esta forma, corresponde al CEN adoptar medidas para garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas entre los agentes del mercado, siguiendo la regulación de funcionamiento del mercado. En consecuencia, el CEN debe informar a la CNE cualquier comportamiento que amenace la continuidad de la cadena de pagos.

Cada generador es responsable de informar, con al menos 30 días de anticipación al inicio del suministro, los contratos de suministro a considerar por el CEN en el mercado de corto plazo, indicando, al menos, la identificación de la DisCo, detallando el período de suministro del PPA. su inicio y finalización, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y cualquier otra información requerida por el CEN. Asimismo, y con la misma antelación, cualquier modificación de las disposiciones del contrato de suministro PPA (como cambios en el plazo de suministro o en las cantidades indicadas) deberá ser comunicada al CEN.

El CEN coordina un sistema de pagos mensuales para equilibrar las transferencias de energía de corto plazo. Las Empresas Generadoras tienen derecho a vender la energía que inyectan al sistema eléctrico al costo marginal que determine el CEN. Para efectos del balance que realiza el CEN mensualmente, las generadoras que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica (destinados a abastecer a clientes libres o regulados) y realicen retiros del sistema eléctrico deberán reconocer los respectivos retiros al costo marginal del nodo de retiro correspondiente, independientemente de sus niveles de generación.

Estos saldos mensuales sirven como mecanismo para asegurar la continuidad de la cadena de pagos, aunque los pagos correspondientes deben ser complementados por cada empresa para cumplir con las condiciones de cada contrato específico a largo plazo, que toma la forma de Contratos por Diferencias (CfD).

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.10.2 Diseño del Mercado Propuesto de PPA a Largo Plazo

El diseño del mercado óptimo propuesto para PPA físicos y financieros a largo plazo está contenido en el Capítulo 8 del Informe de Tarea 3.

La contratación a largo plazo entre proveedores y la demanda es necesaria por tres razones principales:

1. Los contratos a largo plazo incentivan y apoyan la inversión en capacidad de generación para lograr la suficiencia y confiabilidad de los recursos, al reducir la incertidumbre para los proveedores y facilitar capital para dichas inversiones.
2. Los contratos a largo plazo proporcionan instrumentos de cobertura para el suministro de combustible, condiciones climáticas adversas y contingencias de sistemas y garantizan el suministro de electricidad a precios razonables.
3. La contratación a plazo a largo plazo reduce los incentivos para la manipulación de precios y el ejercicio del poder de mercado mediante retenciones físicas y económicas, explotando la concentración del mercado y las incertidumbres a corto plazo por el lado de la oferta y la demanda. Si bien los precios spot seguirán reflejando condiciones de escasez y brindarán incentivos a los productores y consumidores para que respondan a estas condiciones, los contratos a largo plazo minimizan las transferencias desde el consumidor a los productores afectados por las variaciones de los precios spot y, por lo tanto, reducen las ganancias potenciales de los proveedores a partir de la manipulación de precios.

En el diseño óptimo propuesto, proponemos ampliar el papel de los CfD.

Los PPA físicos se ejercen en el mercado diario como transacciones autoprogramadas presentadas al CEN y liquidadas directamente entre las partes del contrato. En el mercado existente, el CEN proporciona información sobre costos marginales ex-post que se utiliza para la liquidación de contratos, pero el CEN no participa en la liquidación.

Dichos CfD dan derecho/obligan al comprador y al vendedor a recibir o pagar la diferencia entre el precio del contrato acordado y el precio spot de equilibrio del mercado. Además, las partes pagan o reciben pagos a precios spot del equilibrio del mercado por la energía negociada a través del CEN que se despeja en la subasta conjunta realizada por el CEN. Por lo tanto, la liquidación total para cada parte en el caso de CEN será la suma de las liquidaciones con el CEN y la liquidación del CFD con la contraparte del contrato.

Este enfoque desacopla los acuerdos de contratación de la operación física, lo que permite al CEN despachar recursos de manera óptima al costo mínimo “según lo ofrecido”, mientras que los generadores pueden cumplir con sus obligaciones contractuales al menor costo. **Tal desvinculación de la obligación contractual de la**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

producción o consumo físico también permite a una entidad financiera, que no representa demanda o capacidad de generación, participar en el mercado a través de un PPA financiero con un recurso energético o LSE participante en el mercado CEN y proporcionar cobertura financiera, sin estar involucrada en el mercado físico. Permitir que los agentes financieros participen en el mercado de contratos aumenta la liquidez del mercado y mejora la eficiencia de la cobertura al eliminar las oportunidades de arbitraje. Estos participantes financieros también facilitan la disponibilidad de capital para invertir en recursos energéticos. También permiten la cobertura cruzada de productos básicos al participar en otros mercados que están correlacionados con los precios de la electricidad o que impactan en ellos.

Los PPA financieros que permiten la participación de entidades financieras deberían estar estrechamente regulados para evitar la manipulación del mercado por parte de los especuladores.

El enfoque anterior requerirá el establecimiento de una funcionalidad de liquidación en el CEN que actualmente no existe.

También proponemos un mercado energético financiero a plazo estandarizado, con un asegurador central (organizado por el regulador, el CEN o una bolsa privada que esté en condiciones de gestionar el riesgo de contraparte de manera eficiente), que esté abierto a los participantes financieros. También recomendamos instituir solvencia crediticia y cumplimiento de contrato para los contratos de energía a plazo estandarizados con requisitos de garantía y posible verificación de la cobertura del suministro de combustible para las obligaciones a plazo. Estos contratos financieros de energía a largo plazo pueden negociarse extrabursátilmente entre productores y consumidores de CEN con la participación de entidades financieras. Este mercado de contratos complementará el mecanismo de adecuación de recursos propuesto.

Según este enfoque propuesto, la cobertura por parte de entidades que brindan servicio de carga que están sujetas a regulación de precios minoristas debería incentivarse y posiblemente exigirse mediante requisitos de cobertura sobre un porcentaje (por ejemplo, 90%) de la carga prevista que será cubierta por contratos. Deben evitarse las prácticas regulatorias que permiten a los minoristas regulados traspasar los precios mayoristas a sus clientes y al mismo tiempo responsabilizarlos por los resultados adversos de los contratos de cobertura, ya que crean desincentivos para la contratación a largo plazo y alientan a los minoristas a subestimar su carga o presentar ofertas bajas que pueden no despejar el mercado SFEC.

El enfoque propuesto incentiva a los minoristas a gestionar el riesgo del mercado spot en nombre de sus clientes y recompensa las prácticas exitosas de gestión de

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

riesgos. Los clientes minoristas no regulados son libres de gestionar su propio riesgo y decidir cuánta cobertura de contrato adquieren y se les debe permitir diversificar su riesgo a través de múltiples contrapartes.

También proponemos que se exija a los proveedores que ofrezcan una fracción obligatoria (por ejemplo, el 90%) de su capacidad instalada o energía firme obligada por el mecanismo de adecuación de recursos como SFEC con posible exención para contratos bilaterales a largo plazo verificados. Estos requisitos de contratación impuestos a los compradores y vendedores regulados de energía mitigarán el ejercicio del poder de mercado por parte de los generadores y controlarán la autocontratación en las empresas verticalmente integradas.

2.10.3 Análisis de Brechas del Mercado de PPA a Largo Plazo

El análisis de brechas del diseño del mercado CEN óptimo propuesto y el mercado de contratos a largo plazo existente revela las siguientes brechas que deben abordarse durante la implementación del diseño óptimo. Están contenidas en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4: Resultados del análisis de brechas en el diseño del Mercado de PPA a Largo Plazo

Brecha de parámetros de diseño	Mercado CEN existente	Mercado CEN propuesto
Participación en el mercado de entidades financieras	No permitido	Requerido
Un mercado financiero a plazo de energía, que sea centralizado y estandarizado (mercado SFEC)	No disponible	Requerido
Reglas para gestionar el Riesgo de Crédito	No disponible	Requerido
Eliminar el traspaso del precio spot de las LSE	No disponible	Requerido
Sistema de liquidaciones	No disponible	Requerido

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Comentarios adicionales:

1. **El mercado financiero a plazo, centralizado y estandarizado, de energía (SFEC)**, impone un requisito de adquisición de contratos de energía a plazo a las entidades que atienden cargas reguladas y a los recursos con capacidad o energía obligadas según el mecanismo de adecuación de recursos; este mercado debería basarse en una subasta anual escalonada de precios de equilibrio uniformes para contratos mensuales con un cumplimiento anticipado de 3 a 5 años, seguida de subastas trimestrales bilaterales de precios uniformes que permitirán a los compradores y vendedores del CEN ajustar sus posiciones.
2. El CEN necesita apoyar al Regulador en el desarrollo de reglas para gestionar el riesgo crediticio, a través de requisitos de garantía y una aplicación estricta, que puede implicar el seguimiento y la verificación de las prácticas de gestión del riesgo del suministro de combustible.
3. El CEN necesita eliminar las disposiciones de transferencia de precios spot para entidades que prestan servicios a carga regulada, exponiéndolas al riesgo de los precios spot por desviaciones no cubiertas.
4. El CEN necesita desarrollar un sistema de liquidación para liquidar los contratos entre el asegurador central y los titulares de los contratos. La liquidación se basa en la diferencia entre el precio del contrato (el precio a largo plazo LMP o precio promedio LAP utilizado en el contrato) y el precio por hora local (es decir, un CfD para el riesgo de base).

2.11 Análisis de Brechas en el Mecanismo de Adecuación de Recursos

2.11.1 Diseño del Mercado de RA existente

El mercado energético chileno cuenta actualmente con un mecanismo de pago por capacidad. Se basa en principios firmes, como el cálculo de la potencia de suficiencia (nombre de la capacidad firme) y la definición de las horas de punta en las que más energía es necesaria para satisfacer la demanda. Sin embargo, nuestro análisis muestra que varias reglas son difíciles de entender.

El pago por capacidad (también denominado "**pago por capacidad de energía**") proporciona ingresos adicionales a los generadores de acuerdo a su volumen de "**potencia de suficiencia definitiva**", el cual se determina a partir de un proceso de cálculo realizado por parte de la autoridad reguladora (Comisión Nacional de Energía) de manera que la suma de las cantidades de potencia de suficiencia definitiva es igual a la demanda de punta del sistema o subsistema (más un margen de planificación predeterminado). **Toda la capacidad de suficiencia de energía en el sistema se**

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

reconoce y paga al precio de la capacidad de energía nodal de corto plazo.

El precio al que se remunera esta potencia de suficiencia sigue un criterio marginalista, donde la autoridad busca obtener el costo anualizado de instalar una unidad de punta de última generación, cerca de una subestación y la línea de transmisión correspondiente, lo que, en teoría, debería constituir la alternativa más económica para lograr este objetivo. **Este valor, a su vez, se incrementa en un porcentaje denominado margen de reserva teórico.** Como resultado de este ejercicio se obtiene el precio al que se paga la potencia de suficiencia a las unidades generadoras que suministran potencia de suficiencia al sistema o subsistema.

Por lo tanto, el mercado eléctrico chileno ofrece pagos a precios marginales tanto para la energía como para la capacidad eléctrica. Este diseño asegura que las centrales eléctricas con menores costos operativos, que pueden tener mayores costos de inversión, como las unidades de energía renovable variable, se financien con ingresos adicionales que incluyen la venta de energía y una parte menor proveniente de la venta de capacidad eléctrica. Este diseño se justifica porque dichas plantas operan durante más tiempo despachando energía como plantas de energía de base, pero su capacidad en ocasiones no es suficiente para cubrir las puntas de demanda del sistema. Las plantas con menores costos de inversión y mayores costos operativos, como las térmicas a diésel, generalmente reciben un menor porcentaje de ingresos por la venta de energía y una mayor parte de ingresos por la venta de capacidad eléctrica. Dado que tienen costos operativos más altos, estas unidades generalmente no se despachan como unidades de base.

Este diseño resulta en remuneraciones diferentes para diferentes tecnologías de generación tanto por su despacho como por su capacidad de energía, en función de sus costos de operación e inversión. La expectativa es que este diseño permita satisfacer tanto el despacho de energía como las necesidades de capacidad máxima de energía del sistema al menor costo.

Tanto el volumen como el precio son calculados administrativamente por el Regulador. Todas las unidades que contribuyen a la suficiencia del sistema son compensadas, incentivando así, a través del pago por capacidad, que contribuyan a la suficiencia eléctrica, aunque su despacho en algunos casos pueda ser muy limitado.

En la Ley General de Electricidad de Chile, el **proceso de remuneración de la capacidad de energía** se describe en su artículo 149, el cual indica que las transferencias de capacidad de energía se valoran al precio nodal de la capacidad de energía. Además, el artículo 162, menciona que los precios nodales de la capacidad eléctrica se calculan considerando un pronóstico de la demanda de punta para los

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

próximos 10 años y determinando el tipo (tecnología) de unidad generadora que es la unidad generadora más económica para suministrar la capacidad de energía adicional durante las horas de máxima demanda anual en una o más subestaciones troncales del sistema. Además, se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada con estas unidades. Luego, los valores obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva teórico, dando como resultado un valor denominado **precio básico de la capacidad de potencia de punta**, en cada subsistema correspondiente.

Como se mencionó, en estos cálculos, la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe determinar los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta de última generación cerca de una subestación y la línea de transmisión correspondiente. Esto lo realiza la CNE en un estudio que realiza cada cuatro años, el cual es realizado por un consultor externo. **Dentro del período de 4 años, los costos de inversión y operación deberán indexarse semestralmente, de acuerdo con la determinación del Precio Nodal que se realiza cada 6 meses.**

2.11.2 Diseño del Mercado de RA propuesto

La propuesta detallada del diseño óptimo del mercado energético CEN para el mecanismo de Adecuación de Recursos (RA) está contenida en el Capítulo 9 del Informe de la Tarea 3.

El diseño propuesto cumple con los siguientes requisitos clave de alto nivel:

1. La capacidad ofrecida debe ser la **capacidad instalada (ICAP) ajustada por un factor de disponibilidad equivalente**
2. La subasta de capacidad centralizada será una **subasta agnóstica a la tecnología,** que producirá precios de equilibrio del mercado visibles
3. Todos los recursos de capacidad deben tener un **requisito de ofertar obligatoriamente** en el mercado de capacidad
4. Todos los recursos de capacidad asignados deben tener un **requisito de oferta** igual al ICAP disponible en cada hora, en una combinación de los mercados de energía y servicios complementarios
5. Los recursos de capacidad deben tener combustible firme, incluido combustible dual o múltiples tuberías y un suministro firme de productos básicos, o una cantidad definida de días de combustible almacenado en terreno
6. Los recursos intermitentes (como las RES), el almacenamiento y los recursos del lado de la demanda deben tener la obligación equivalente de ser firmes
7. Todos los recursos de capacidad deben ser testeados periódicamente.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

La estructura del Mercado Centralizado de Capacidad (CCM) que proponemos consta de una Subasta Base (BA) y tres Subastas Incrementales para un Año de Entrega, con tres años de antelación. El CCM debe proporcionar información transparente para permitir que las señales del mercado de capacidad avancen para respaldar la inversión en infraestructura. El diseño de la BA alinea el precio de la capacidad con los requisitos de confiabilidad del sistema y proporciona información transparente a todos los participantes del mercado con suficiente anticipación para una respuesta procesable a la información.

En resumen, el CCM incluye la Subasta Base (BA), las subastas incrementales y un mercado bilateral. La subasta BA se realiza tres (3) años antes del comienzo del Año de Entrega. Tres subastas incrementales se llevan a cabo después de la Subasta Base Residual para ajustar el compromiso de recursos hacia arriba o abajo, según sea necesario para satisfacer potenciales cambios en la dinámica del mercado, que se conocen antes del comienzo del Año Entrega.

Los proveedores de capacidad (recursos de oferta y demanda) seleccionados en la subasta de CCM recibirán pagos regulares fijos ("prima") mensuales basados en el **principio del pago marginal uniforme (*pay-as-clear*).** El diseño óptimo del CCM también incluye la negociación de Opciones de Confiabilidad ('RO') en subastas centrales gestionadas por el CEN. Los proveedores de capacidad con RO tienen las siguientes obligaciones a cambio de los pagos que reciben mensualmente: a) cumplir los objetivos de disponibilidad establecidos por el CEN, b) incurrir en sanciones por incumplimiento y c) aceptar una regla de recuperación en base a la cual debe reembolsar cualquier diferencia entre el **precio de referencia del mercado** y el **precio de ejercicio ("Obligación de Reembolso"),** si esa diferencia es positiva.

El tercer requisito es, en esencia, un **contrato por diferencias (CfD)** entre el CEN y los proveedores de capacidad; las RO son compradas por el CEN como instrumento de cobertura para cubrir demandas a altos precios en el mercado mayorista de energía chileno. En otras palabras, las RO limitan la exposición de las cargas al precio de ejercicio. Los precios de referencia dependen del volumen vendido en un mercado específico: el precio de referencia para los volúmenes del DAM es el precio de referencia de DAM.

Proponemos fijar el precio de ejercicio en un nivel alto, que exceda el precio spot por un margen grande, excepto, quizás, durante eventos extremadamente raros. **El principio general en este caso es que la confiabilidad está garantizada incluso si la energía disponible es cara, mientras que la garantía de precios bajos debe hacerse a través de un acuerdo de compra de energía o de cobertura del precio de la energía.** Altos precios de ejercicio abren la puerta para la participación de la respuesta de la demanda

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

en la disposición sobre confiabilidad, lo cual se considera un avance muy importante.

La Obligación de Reembolso de la opción de confiabilidad (es decir, la Obligación de Reembolso) se basa en un **precio de ejercicio flotante mensual que refleja el costo de una unidad de punta hipotética de baja eficiencia.**

El fundamento de un precio de ejercicio flotante es garantizar que los precios del combustible se reflejen en el cálculo y, por lo tanto, el precio de ejercicio no caiga por debajo de los costos marginales de las plantas, promoviendo así la seguridad del suministro y el despacho eficiente.

Las opciones de confiabilidad pueden interpretarse como acuerdos para compartir riesgos entre el CEN o las LSE y los proveedores de capacidad. Las opciones de confiabilidad están intercambiando las riesgosas rentas de escasez de los proveedores de capacidad por un pago de capacidad bastante predecible. Los consumidores también están protegidos de los grandes aumentos de precios, los que intercambian por los pagos por capacidad.

El CEN debe determinar la cantidad de Recursos de Capacidad requeridos para servir al pronóstico de carga y satisfacer el criterio de elegibilidad del CEN. **El CEN debería realizar una evaluación de adecuación de recursos cada año, mirando varios años hacia el futuro**. **El CEN debería diseñar el objetivo de confiabilidad basándose en el índice LOLE y el costo de nueva entrada ("CONE").**

La participación de los activos de RES en el mercado de capacidad plantea el asunto crítico del problema de la "**acreditación de la capacidad**". La Capacidad Efectiva de Transporte de Carga, o ELCC, basada en modelos estadísticos, es el enfoque más ampliamente aceptado para contabilizar la intermitencia de los recursos de capacidad. La función ELCC captura el impacto de patrones climáticos inciertos, incluidos el viento y el sol, en la producción proyectada de recursos intermitentes, así como las complementariedades, o la falta de ellas, entre diferentes tipos de recursos intermitentes en diferentes ubicaciones geográficas --los beneficios de la diversidad. Sin embargo, el ELCC se puede calcular utilizando diferentes enfoques, y las cantidades de acreditación de capacidad del ELCC pueden variar considerablemente dependiendo de la estructura del análisis. Hay dos métodos del ELCC utilizados en la industria: a) la metodología ELCC marginal y la metodología ELCC promedio. Los valores de acreditación marginales disminuyen más rápidamente que los valores de acreditación promedio.

La aplicación correcta del ELCC, desde una perspectiva matemática y económica, es definir el ELCC como el ELCC marginal.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.11.3 Análisis de brechas en el Mecanismo de Adecuación de Recursos

El análisis de brechas del diseño de mercado CCM CEN óptimo propuesto y el mercado basado en el pago por capacidad existente revela las siguientes brechas que deben abordarse durante la implementación del diseño óptimo. Están contenidas en la siguiente Tabla 2-5.

Tabla 2-5: Resultados del análisis de brechas en el diseño del mercado de capacidad centralizado con RO

Brecha de parámetros de diseño	Mercado CEN existente	Mercado CEN propuesto
Mercado de capacidad centralizado	No disponible	Requerido
Configuración del precio de capacidad	Establecido administrativamente	Precios marginales basados en el mercado
Mercado de opciones de confiabilidad	No disponible	Requerido
Obligación de Reembolso de la Opción de confiabilidad	No disponible	Basado en el precio de ejercicio flotante mensual
Opción de acreditación de capacidad ELCC marginal	No disponible	Requerido
Sistema de liquidaciones	No disponible	Requerido

2.12 Análisis de Brechas en el Mecanismo de Precios de Escasez

2.12.1 Diseño de Mercado del Mecanismo de Precios de Escasez existente

Actualmente, el CEN no opera una opción de mercado de precios de escasez.

2.12.2 Diseño de Mercado del Mecanismo de Precios de Escasez propuesto

La propuesta detallada del diseño óptimo del mercado de energía del CEN con respecto a la opción de Precios de Escasez está contenida en el capítulo 9 del informe de la Tarea 3. Proponemos, además del Mercado Centralizado de Capacidad, un Precio de Escasez riguroso consistente con el método de ORDC implementado en ERCOT.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

En nuestra propuesta utilizamos la **curva de demanda de reservas operativas (ORDC)** como mecanismo de mercado para valorar las reservas operativas en el mercado eléctrico mayorista en función de la escasez de esas reservas y reflejar ese valor en los precios de la energía. La ORDC se basa en la premisa de que el suministro de energía confiable requiere reservas operativas para las cuales existe una función de demanda descendente implícita que refleja el hecho de que más reservas reducen el costo esperado de la pérdida de carga, lo que implica el valor marginal de las reservas. **Ese valor marginal se agrega como un componente de escasez al precio de equilibrio del mercado de la energía para determinar el precio total de la energía en el mercado mayorista.**

Teóricamente, la conexión clave es el valor de la pérdida de carga (VOLL) y la probabilidad de que la carga se reduzca. **Siempre que hay una reducción involuntaria de la carga y el sistema tiene sólo el mínimo de reservas operativas de contingencia, entonces los precios deberían subir al valor del VOLL**.

En niveles de reserva operativa que no requieran una reducción involuntaria de la carga, la ORDC debe reflejar la probabilidad de pérdida de carga (es decir, LOLP) multiplicada por el VOLL, de modo que, a medida que aumentan las reservas operativas, la LOLP disminuya y la ORDC eventualmente descienda a cero.

La implementación inicial de la ORDC en ERCOT introdujo sumadores de precios separados para las categorías de reserva en línea y fuera de línea en el mercado en tiempo real de cinco minutos, en el verano de 2014. El sumador de precio de reserva en tiempo real en línea (RTORPA) estaba asociado a la capacidad en tiempo real en línea (RTOLCAP), que englobaba todas las reservas que pueden ponerse a disposición del sistema en 30 minutos. El sumador de precios de reserva fuera de línea en tiempo real (RTOFFPA) estaba asociado con la capacidad fuera de línea en tiempo real (RTOFFCAP), que se refería a las reservas que requerían entre 30 minutos y una hora para estar disponibles. Ambos sumadores se calcularon en función del VOLL y la **probabilidad de que las reservas caigan por debajo del nivel mínimo de contingencia (PBMCL)**, donde el VOLL es igual al límite de oferta de todo el sistema (SWCAP), y la PBMCL se deriva de la LOLP y el nivel mínimo de contingencia.

La PBMCL es una versión desplazada de la distribución normal LOLP determinada empíricamente. La LOLP, que representa la probabilidad de un déficit de reservas en tiempo real, se determina comparando el nivel de reservas previsto con una hora de antelación con el nivel de reservas realizado en tiempo real. Se supone que la brecha entre estos valores, denominada error de reserva, sigue una distribución normal caracterizada por una media (Mu o μ) y una desviación estándar (Sigma o σ). En ERCOT la distribución LOLP se determina una vez por temporada, compilando datos empíricos

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de error de reserva que se remontan al inicio del Mercado Nodal y ajustando estos datos a una distribución normal. Luego, la curva LOLP se desplaza según el nivel mínimo de contingencia para obtener la PBMCL, es decir, la probabilidad de que las reservas caigan por debajo del nivel mínimo de contingencia. Nótese que, si bien el nivel mínimo de contingencia coincide con el nivel de reserva en el que se redujo la carga firme, el nivel mínimo de contingencia de ERCOT se estableció inicialmente en 2000 MW para abordar las preocupaciones relacionadas con la adecuación de los recursos a largo plazo. Observe la Figura 2-1 para ver una ilustración del RTORPA en términos de LOLP, MCL, PBMCL y VOLL.

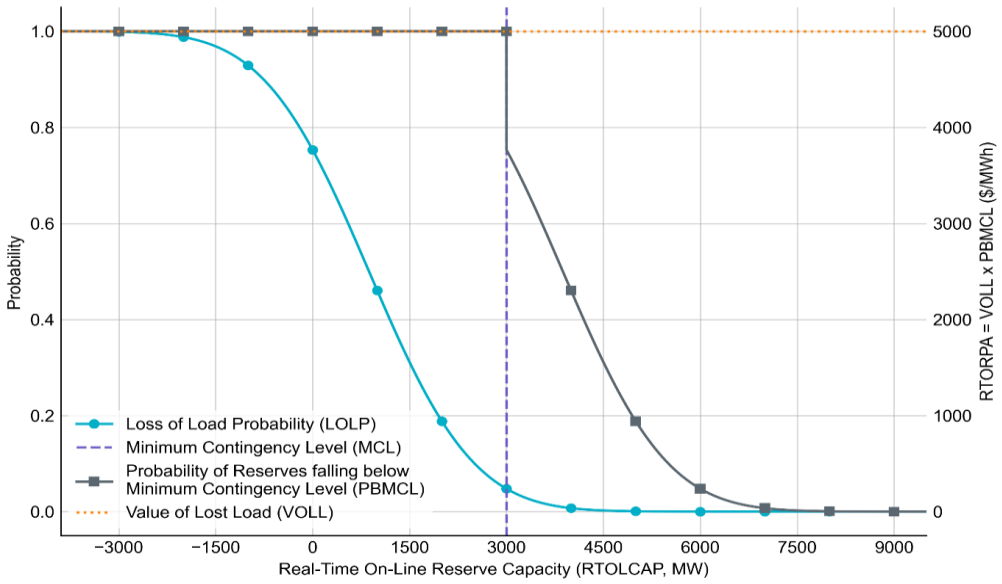


Figura 2-1: Ilustración de RTORPA, LOLP y PBMCL

Si bien recomendamos la adopción de la ORDC, como se describe anteriormente, está claro que la calibración del parámetro específico del procedimiento deberá realizarse según la realidad del mercado chileno. Se puede encontrar más información sobre la capacidad de ORDC de ERCOT en: https://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current

2.12.3 Análisis de Brechas en el Mercado de Precios de Escasez

La función del mercado de precios de escasez es una nueva función incluida en el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.13 Análisis de Brechas en el Mercado de Ofertas Virtuales (VB)

2.13.1 Diseño del Mercado de VB existente

Actualmente, el CEN no gestiona un mercado de VB.

2.13.2 Diseño del Mercado de VB propuesto

El diseño del mercado de VB propuesto está contenido en el capítulo 10 del informe de la Tarea 3.

Las Ofertas Virtuales son ofertas financieras presentadas únicamente en el DAM. El Mercado Integrado a Plazo (IFM) despeja las ofertas virtuales y físicas de forma no discriminatoria. Si se despejan en el IFM, las asignaciones de oferta virtual y demanda virtual otorgadas se liquidan primero usando el DAM LMP local y luego se liquidan automáticamente con la posición opuesta de venta/compra usando el promedio simple de los cuatro LMP de FMM aplicables (o los LMP de RTM).

Los Participantes del Mercado, **incluidos los participantes financieros**, utilizando sus conocimientos sobre las condiciones del sistema y del mercado, pueden identificar oportunidades de Ofertas Virtuales que resulten en resultados de mercado más eficientes. El potencial de recompensa financiera fomenta la actividad de oferta virtual que tendería a minimizar cualquier diferencia sistemática entre los LMP de DAM y FMM (o RTM), **minimizando así los incentivos para programar de manera insuficiente o excesivamente la demanda física en el DAM.**

Las ofertas virtuales se marcan explícitamente como ofertas virtuales cuando se envían al DAM. Su presentación y procesamiento incluyen un indicador que las identifica como Ofertas Virtuales y no como Ofertas Físicas. **Las Ofertas de Energía Virtual son Ofertas Económicas y no incluyen Auto-Programaciones**. Estas Ofertas Virtuales pueden realizarse en cualquier PNodo Elegible o ubicación de PNodo Agregado Elegible y ser una Oferta de Suministro Virtual y/o una Oferta de Demanda Virtual en esa ubicación.

Las ofertas virtuales también se pueden realizar en Hubs de intercambio. En comparación con los nodos, los Hubs de intercambio brindan más liquidez para negociar grandes volúmenes de ofertas virtuales. Los LMP del DAM y RTM en el Hub de intercambio representan el promedio ponderado de los precios en los nodos de generación dentro de la zona de gestión de congestión correspondiente. Los pesos se pueden determinar anualmente en función de la generación estacional del año anterior, y se diferencian por horas de punta y valle. Las ofertas virtuales presentadas en un Hub

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

de intercambio se distribuyen a los nodos de generación en proporción a sus pesos y se unen para que se despejen en su conjunto en el mercado del DAM.

En el cierre del Mercado del Día Anterior, el mercado del CEN agrega las ofertas virtuales en cada PNodo / APNodo elegible para crear una oferta de suministro virtual agregada y una oferta de demanda virtual agregada en cada ubicación (la oferta agregada puede contener muchos más de 10 segmentos).

El CEN IFM realiza el Comisionamiento de Unidades y la Gestión de la Congestión, autoriza las Ofertas Virtuales presentadas por las SC y autoriza las Ofertas de Energía modificadas en la MPM, teniendo en cuenta los límites de transmisión, las restricciones intertemporales y otras restricciones operativas, y garantiza que se obtengan los servicios complementarios adecuados en el Área de Balance de Autoridad del CEN, basándose en el 100% de la Previsión de la Demanda del CEN.

Las asignaciones de suministro virtual se pagan a los LMP del Día Anterior en su ubicación y se cobran en tiempo real en los LMP de los FMM correspondientes en los PNodes o APNodes correspondientes. Las asignaciones de demanda virtual se cobran a los LMP del Día Anterior en sus ubicaciones y se pagan en tiempo real en los LMP de los FMM correspondientes en los PNodes o APNodes correspondientes.

Es posible que, en el IFM, se despeje una cantidad excesiva de oferta virtual frente a la demanda virtual, de modo que se produzca una sobregeneración “virtual”. Dado que el RUC solo funciona con ofertas físicas y el pronóstico del CEN de la demanda del CEN, y en la medida en que el suministro virtual haya desplazado el suministro físico, es posible que el RUC necesite comprometer más recursos físicos y/o que se otorgue más capacidad del RUC para garantizar que haya suficiente capacidad física para cubrir el pronóstico del CEN de demanda del CEN.

No recomendamos imponer una tarifa de transacción a las ofertas virtuales enviadas, pero se debe exigir que las ofertas virtuales aprobadas paguen los costos adicionales. Los costos asignados a las ofertas virtuales aprobadas deben incluir el incremento de los costos del IFM y del RUC. En particular, las ofertas de demanda virtual aprobadas deberían estar obligadas a pagar una proporción del aumento de los costos del IFM, ya que las ofertas de demanda virtual tienden a aumentar la oferta física adquirida en el IFM. Las ofertas de suministro virtual aprobadas deben pagar una proporción del aumento de los costos del RUC, ya que en la mayoría de los casos los ISO tienden a programar menos el suministro físico en el IFM debido a las ofertas de suministro virtual y aumentan la capacidad adicional adquirida en el CEN RUC.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

2.13.3 Análisis de Brechas en el Mercado de VB

La función del mercado de VB es una nueva función incluida en el diseño óptimo del mercado de energía propuesto para el CEN.

 Copyright © 202 4, ECCO International, Inc.

Diseño de un Mercado Mayorista Basado en Ofertas para Energía, Servicios Complementarios y Capacidad en Chile

Producto 4: Tarea 5

VERSIÓN DEFINITIVA

Preparado por ECCO Internacional
San Francisco, California

Para el

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

19 de abril de 2024

ECCO International
268 Bush Street, Suite 3633
San Francisco, CA 94104
Teléfono: 415-731-9113
Fax: 415-731-9114

Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Tabla de contenido

1 Resumen de las Tareas 1 a 4 Completadas y Alcance de la Tarea 5 _____ 5

2 Resumen de Resultados del Análisis de Brechas _____ 9

2.1 Resumen de Nuevas Funciones del Mercado 9

2.2 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Energía del DAM 9

2.3 Análisis de Brechas en el Modelo de Red 10

2.4 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Hidroeléctricas 11

2.5 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de PPA a Largo Plazo 12

2.6 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Adecuación de Recursos 12

3 Plan de Implementación de Software y TI de Alto Nivel _____ 14

3.1 Requisitos Generales de Implementación 14

3.2 Sistemas de Servicios Comunes de Implementación de Alto Nivel 16

3.2.1 Interfaz de Usuario (UI) del MMS 17

3.2.2 Sistema de Validación (VS) del Mercado de Energía 18

3.2.3 Sistema de Reportes (RS) del Mercado de Energía 19

3.2.4 Registro de Datos (o Archivo Maestro) 20

3.2.5 Gestión y Coordinación de Interrupciones 23

3.2.6 Proceso de Corrección del Precio de Mercado 23

3.2.7 Sistema de Despacho Automático (ADS) 26

3.3 Sistemas de TI de Implementación de Software/Hardware de Alto Nivel 27

3.3.1 Sitio de Recuperación de Desastres 27

3.3.2 Redundancia y Agrupación 27

3.3.3 Configuración de Muestreo 28

3.3.4 Servidores 28

3.4 Requisitos de implementación de TI de software de terceros 28

3.4.1 Sistema Operativo 28

3.4.2 Servidor de Aplicaciones 29

3.4.3 Software de Respaldo y Restauración 29

4 Motor de implementación de la arquitectura óptima del mercado de la energía 30

4.1 Comisionamiento de Unidades con restricciones de seguridad 30

4.1.1 Algoritmo SCUC adoptado para la arquitectura propuesta del mercado basado en LMP del CEN 30

4.1.2 Función Objetivo de la Optimización SCUC 31

5 Plan de implementación de la hoja de ruta para el diseño óptimo del mercado

Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

de la energía propuesto 36

5.1 Sistema de Mercado de la Fase I 36

5.1.1 Calendario de entrega de la Fase I 38

5.1.2 Calendario de las Funciones del Mercado de la Fase I 38

5.1.3 Tarea A de la Fase I - Diseño Detallado 39

5.1.4 Tarea B de la Fase I – Implementación de Software/TI 39

5.1.5 Tarea C de la Fase I – Pruebas de aceptación de fábrica 40

5.1.6 Tarea D de la Fase I – Instalación del Sistema de la Fase I en las instalaciones del CEN 40

5.1.7 Tarea E de la Fase I – Pruebas de Aceptación en Terreno (SAT) 40

5.1.8 Tarea F de la Fase I – Capacitación del Sistema de Mercado CEN de la Fase I 41

5.1.9 Tarea G de la Fase I – Periodo de Prueba del Sistema de Mercado de la Fase I 41

5.1.10 Tarea H de la Fase I – Cierre de todas las variaciones del software del Sistema de Mercado de la Fase I 41

5.1.11 Tarea I de la Fase I – Software del Sistema de Mercado de la Fase I - Aceptación provisional - Período de Garantía - Aceptación Definitiva 41

5.2 Sistema de Mercado de la Fase II 42

5.2.1 Calendario de las Funciones de Mercado de la Fase II 43

5.3 Implementación del Sistema de Mercado de las Fases I y II y el Rol de los Agentes Involucrados 44

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Lista de Figuras

Figura 3-1: Arquitectura del Mercado de TI de Alto Nivel del CEN 15
Figura 4-1: Proceso general del mercado SCUC en MPM/IFM/RUC/RTUC 34
Figura 4-2: Implementación de aplicaciones del motor de mercado 35

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Lista de tablas

Tabla 2-1: Resultados del Análisis de Brechas del Diseño del Mercado del DAM 10
Tabla 2-2: Resultados del Análisis de Brechas en los Procesos del Modelo de Red 11
Tabla 2-3: Resultados del Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Centrales Hidroeléctricas 11
Tabla 2-4: Resultados del Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de PPA a Largo Plazo 12
Tabla 2-5: Resultados del Análisis de Brechas en el Mercado de Adecuación de Recursos 13
Tabla 5-1: Funciones del mercado en la implementación de la Fase I 36
Tabla 5-2: Principales tareas en la implementación de la Fase I 38
Tabla 5-3: Funciones del Mercado en la Implementación de la Fase II 43
Tabla 5-4: Principales tareas en la implementación de la Fase II 44

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

1 Resumen de las Tareas 1 a 4 Completadas y Alcance de la Tarea 5

Actualmente, el mercado energético chileno se basa en un mercado de corto plazo basado en costos auditados. Según nuestra experiencia, se ha demostrado que este enfoque es una manera fácil de generar un precio creíble para despachar unidades en Tiempo real y eliminar desequilibrios. **Además, este mercado ha sido elegido tradicionalmente para limitar la capacidad de los proveedores de ejercer poder de mercado unilateral, mientras que los mercados basados en ofertas pueden ser susceptibles al ejercicio de poder de mercado unilateral, dependiendo de las condiciones del mercado y a menos que se implementen otras reglas de mitigación.**

El CEN ha utilizado el mercado basado en costos con recursos hídricos para minimizar el costo total del sistema. Sin embargo, un problema grave del mercado basado en costos auditados es el hecho de que a los participantes del mercado se les niega la oportunidad de incluir sus costos de oportunidad (no sólo de las unidades hidroeléctricas) en lugar de confiar exclusivamente en la solución del CEN. **Además, a medida que se intensifica la penetración de fuentes de energía renovables (RES) y otros activos bajos en carbono, como las baterías, las restricciones de costos de oportunidad en una arquitectura de mercado basada en costos se vuelven más problemáticas.**

La experiencia ha demostrado que puede resultar difícil estimar los verdaderos costos de oportunidad de generadores en mercados basado en costos, lo que resulta en precios y programaciones sesgadas e ineficiencias económicas. ECCO cree firmemente que una transición a una arquitectura de mercado energético bien diseñada y basada en ofertas: a) beneficiará al mercado CEN, b) ayudará a los propietarios de centrales hidroeléctricas a gestionar sus costos de oportunidad y c) fomentará la transición a una economía descarbonizada al ofrecer a los activos bajos en carbono la posibilidad de incorporar sus costos de oportunidad en sus ofertas.

En conclusión, en una arquitectura de mercado basada en costos se espera que estos problemas aumenten a medida que aumente la penetración de la generación de energía renovable variable (VRE), como las RES y las baterías, en los sistemas, ya que estos activos presentan limitaciones físicas debido a las condiciones climáticas. Este es un caso claro en el que los costos de oportunidad divergen de los costos de combustible debido a limitaciones físicas de energía o climáticas.

En la Tarea 1 ECCO **ejecutó un estudio de referencia internacional** en el que se analizaron cuatro (4) ISOs de EE. UU. Los mercados elegidos fueron: a) CAISO, b)

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

ERCOT, c) PJM y d) ISO-NE. El análisis de esta Tarea se centró en: a) analizar todos los elementos clave del mercado en cada mercado, b) analizar cómo los recursos de almacenamiento, VRE, energía distribuida y respuesta a la demanda fueron incorporados en los mercados, y c) identificar los desafíos y soluciones junto a reformas de mercado hacia la arquitectura de estos mercados en el presente.

El análisis de cada mercado ISO también incluyó procesos de mitigación del poder de mercado, metodologías e índices de alerta para mitigar el comportamiento estratégico de los Participantes del Mercado, junto con la mitigación de riesgos para las operaciones en Tiempo real. También incluyó el tratamiento de todos los mercados secuenciales, DAM, IDM y RTM, Servicios Complementarios, Mercado de Capacidad, Mercados Financieros de Derechos de Transmisión, Mercados de Energía Virtual, contratos físicos y financieros de largo plazo y precios y liquidaciones de transmisión.

En la Tarea 2 revisamos y analizamos el mercado CEN actual basado en costos e identificamos doce (12) elementos principales del mercado, directamente aplicables al mercado CEN y analizamos completamente estos elementos. Con base en este análisis, hicimos recomendaciones que formaron la base para el diseño óptimo propuesto del mercado CEN (Tarea 3). El CEN aprobó estas recomendaciones de mercado.

Los elementos clave del mercado que se analizaron fueron:

1. Formación de precios (pago uniforme o marginal) frente a pago según oferta
2. Arquitectura de Mercado DAM (DAM unificado versus dividido por tecnología)
3. Contratos PPA a largo plazo (físicos y financieros) con CFD
4. Mercados Financieros versus Mercados Físicos
5. Mercados de solo Energía con Precios de Escasez versus Mecanismos de Adecuación de Recursos (o ambos)
6. Enfoques de Mercado de Capacidad (Mercados Bilaterales con Pagos por Capacidad, Mercados de Capacidad Centralizados con Opciones de Confiabilidad y Contratos de Energía a Plazo)
7. Mitigación del Poder de Mercado ex-ante versus Mitigación del Poder de Mercado ex post (o ambas)
8. Mercados Virtuales versus Mercados Físicos únicamente
9. Costos de Comisionamiento de Unidades (Costos de Arranque/Sin carga) y Formato de Oferta de Servicios Complementarios
10. Mercado en Tiempo Real
11. Sistema de dos Liquidaciones
12. Participación en el Mercado de las Centrales Hidroeléctricas

Ambas Tareas 1 y 2 formaron parte del informe final del Producto 1.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

En la Tarea 3 propusimos **un diseño óptimo del mercado energético de oferta competitivo**, consistente con la realidad del sistema eléctrico CEN y sus objetivos de carbono neutralidad, basado en los resultados del análisis de las Tareas anteriores y un enfoque especial en la seguridad y eficiencia económica del mercado. La propuesta recomendada incluye la estructura de licitación óptima para las unidades convencionales y para los nuevos activos emergentes como RES, DER, sistemas de almacenamiento, Respuesta de la Demanda (DR), etc. para una formación sólida de precios. Un objetivo clave de esta Tarea fue garantizar operaciones de mercado seguras con una sólida mitigación del poder de mercado que incluyera metodologías de mitigación adecuadas para mercados concentrados como el del CEN. El diseño de mercado óptimo propuesto ha tenido en cuenta las actuales condiciones de competencia en Chile y los objetivos energéticos de largo plazo para la transición al nuevo modelo.

El mercado energético óptimo del CEN consta de los siguientes elementos de mercado:

1. Mercado Energético del Día Anterior basado en Ofertas
2. Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad basado en Ofertas
3. Mercado de Energía de Quince Minutos basado en Ofertas (como parte del Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC)
4. Mercado en Tiempo Real de 5 minutos basado en Ofertas
5. Mercado de Servicios Complementarios basado en Ofertas
6. Participación en el Mercado de Centrales Hidroeléctricas mediante Ofertas
7. Cooptimización de Energía y Reservas
8. Precio Marginal por Localización
9. Precios de Escasez a través de Curvas de Demanda de Reserva Operativa (ORDC)
10. Mercados de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) o Mercados de Derechos de Rentas por Congestión (CRR)
11. Diseño de Mercado de Liquidaciones múltiples
12. Adecuación de Recursos a través de un Mercado de Capacidad con Opciones de Confiabilidad
13. Mitigación del Poder de Mercado, y
14. Mercados Financieros con Actores del Mercado Financiero (Ofertas Virtuales)

En la Tarea 4 analizamos las brechas entre el diseño de mercado propuesto en la Tarea 3 y el diseño de mercado actual basado en costos. Nos centramos únicamente en las brechas en el diseño del mercado entre el diseño del mercado energético existente y el óptimo propuesto. Analizamos y comentamos cada función del diseño de mercado por separado. Identificamos los elementos del mercado que son nuevos y proporcionamos

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

una lista detallada de brechas para cada elemento específico del mercado que existe actualmente en el mercado CEN.

En esta Tarea (Tarea 5) consideraremos los resultados de las Tareas anteriores y **desarrollaremos una hoja de ruta óptima para la transición al diseño de mercado óptimo propuesto en la Tarea 3**. La hoja de ruta incluirá la implementación gradual de hitos intermedios y cronogramas asumiendo, para la licitación, un horizonte máximo de 7 años para lograr la completa operación del modelo de mercado propuesto. También se presentará información general sobre los requisitos de las funciones tecnológicas y de software de TI y los pasos de implementación basados en un enfoque de implementación incremental con cronogramas y líneas de Tiempo específicas.

La hoja de ruta propuesta va acompañada de un plan de acción para cada actor principal. Los principales actores incluyen:

1. CEN
2. Autoridad Reguladora
3. Participantes del Mercado

La hoja de ruta proporciona un plan general para la implementación del diseño de mercado propuesto con el enfoque principal en identificar el 'quién ' y 'cuándo' de las responsabilidades. Planes de acción detallados serán preparados por cada una de las entidades involucradas. El plan de acción incluye los hitos clave y los riesgos relativos.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

2 Resumen de Resultados del Análisis de Brechas

En este capítulo presentamos brevemente un resumen del análisis de brechas de la Tarea 4, ya que usaremos estos resultados en el desarrollo del plan de implementación de la hoja de ruta.

2.1 Resumen de Nuevas Funciones del Mercado

Las siguientes funciones de mercado son nuevas para la arquitectura de mercado óptima propuesta para el CEN y no se propuso ningún análisis adicional.

1. Comisionamiento de Unidades de Confiabilidad basado en ofertas
2. Mercado de Energía de Quince Minutos basado en ofertas (como parte del Comisionamiento de Unidades en Tiempo Real (RTUC)
3. Mercado en Tiempo Real de 5 minutos basado en ofertas
4. Diseño de Mercado de Múltiples Liquidaciones
5. Mitigación del Poder de Mercado
6. Mercado de Capacidad Competitivo
7. Precios de Escasez a través de Curvas de Demanda de Reserva Operativa (ORDC)
8. Mercado de Derechos de Transmisión Financiera (FTR)
9. Mercado de Ofertas Virtuales

Las funciones de mercado restantes de la arquitectura de mercado óptima propuesta contienen mejoras sustanciales al modelo de mercado CEN existente. Para mayor comodidad, se presenta a continuación una lista detallada de dichas brechas, analizadas en la Tarea 4.

2.2 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Energía del DAM

Aunque actualmente el CEN gestiona un DAM no vinculante, las diferencias entre el diseño de mercado de DAM existente y el propuesto son sustanciales. Nuestro análisis ha identificado las siguientes brechas de diseño, contenidas en la Tabla 2-1.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Tabla 2-1: Resultados del Análisis de Brechas del Diseño del Mercado del DAM

Brecha de Parámetros de Diseño	Mercado CEN Existente	Mercado CEN Propuesto
Estructura de la oferta	Basado en costos	Basado en ofertas
Formato de oferta UC y AS	Basado en costos para suministrar energía/basado en ofertas para establecer AS	Basado en ofertas
Arquitectura DAM	No vinculante	Financieramente vinculante
Centrales Hidroeléctricas	Sin presentación de ofertas	Permitido ofertar
Participación en activos	Sólo participan Generadores	Participan Generadores/Cargas
Aplicaciones de red	Sin iteración	Iteración con SCUC MIP
Tratamiento de Servicios Complementarios	Cooptimización sin sustitución descendente	Cooptimización con sustitución descendente
Liquidaciones (Marginales)	Sin Liquidaciones con CEN	Liquidaciones para Energía y AS

2.3 Análisis de Brechas en el Modelo de Red

Aun cuando el CEN implementa un modelo de red en el diseño existente para calcular una **lista de orden de mérito no vinculante en el DAM**, no lo utiliza para calcular los precios nodales de LMP para las liquidaciones. El orden de Mérito se utiliza para tomar decisiones de comisionamiento y despacho económico. A partir de estas decisiones, el costo marginal se calcula como el costo de la unidad más cara capaz de reducir la producción. En el caso de congestión, esto puede ser diferente de los LMP, que es el precio sombra correspondiente a la restricción de balance de carga en una ubicación específica en el problema del despacho económico restringido por seguridad (SCED).

Esto crea brechas importantes entre el diseño óptimo propuesto y el diseño existente, que se identifican a continuación en la Tabla 2-2.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Tabla 2-2: Resultados del Análisis de Brechas en los Procesos del Modelo de Red

Brecha de Parámetros de Diseño	Mercado CEN Existente	Mercado CEN Propuesto
Modelo de Red Comercial	NO Integrado	SÍ
Iteración del Modelo de Red con MIP de SCUC	NO	SÍ
Cálculo de PTDF para liquidaciones LMP con CEN	NO	SÍ
Cálculo de Factores de Pérdida Marginal para liquidaciones LMP con CEN	NO	SÍ
Aplicación de restricciones de base y de contingencia para los cálculos del LMP	NO	SÍ

2.4 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Hidroeléctricas

Actualmente, el CEN controla el despacho de las centrales hidroeléctricas, a las que no se les permite ofertar. El diseño de mercado óptimo propuesto permite ofertar a estas plantas en el mercado energético. Nuestro análisis identificó las siguientes brechas de diseño contenidas en la siguiente Tabla 2-3.

Tabla 2-3: Resultados del Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Centrales Hidroeléctricas

Brecha de Parámetros de Diseño	Mercado CEN Existente	Mercado CEN Propuesto
Estimaciones del costo de oportunidad del agua para la participación de los propietarios en el mercado	No permitido	Permitido
Ofertas Diarias en el mercado CEN	No permitido	Permitido

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

2.5 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de PPA a Largo Plazo

El análisis de brechas entre el diseño de mercado del CEN y el mercado óptimo propuesto en el mercado de contratos a largo plazo revela las siguientes brechas que deben abordarse durante la implementación del diseño óptimo. Ellas están contenidas en la siguiente Tabla 2-4.

Tabla 2-4: Resultados del Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de PPA a Largo Plazo

Brecha de Parámetros de Diseño	Mercado CEN Existente	Mercado CEN Propuesto
Participación en el mercado de entidades financieras	No permitido	Requerido
Un mercado financiero a plazo de energía que sea centralizado y estandarizado (mercado SFEC)	No disponible	Requerido
Reglas para gestionar el Riesgo de Crédito	No disponible	Requerido
Eliminar el traspaso del precio spot desde las LSE	No permitido	Requerido
Sistema de liquidaciones	No disponible	Requerido

2.6 Análisis de Brechas en el Diseño del Mercado de Adecuación de Recursos

El análisis de brechas entre el diseño del mercado CCM del CEN óptimo propuesto y el mercado basado en pagos por capacidad existente revela las siguientes brechas que deben abordarse durante la implementación del diseño óptimo. Están contenidas en la siguiente Tabla 2-5.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Tabla 2-5: Resultados del Análisis de Brechas en el Mercado de Adecuación de Recursos

Brecha de Parámetros de Diseño	Mercado CEN Existente	Mercado CEN Propuesto
Mercado de capacidad centralizado	No disponible	Requerido
Configuración del precio de capacidad	Establecido administrativamente	Precios marginales basados en el mercado
Mercado de opciones de confiabilidad	No disponible	Incluye capacidad
Obligación de Reembolso en la Opción de Confiabilidad	No disponible	Basado en un precio de ejercicio flotante mensual
Opción de acreditación de la capacidad mediante el mecanismo ELCC marginal	No disponible	Requerido
Sistema de liquidaciones	No disponible	Requerido

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

3 Plan de Implementación de Software y TI de Alto Nivel

La implementación de la arquitectura del diseño óptimo propuesto para el mercado de energía del CEN, basado en el análisis de la Tarea 4, como se resume en el capítulo 2 anterior, requiere cambios sustanciales al sistema del mercado de energía del CEN existente. Estos cambios requieren un plan de implementación, el cual incluirá recursos sustanciales y un proceso bien pensado. Dada la introducción de varias nuevas funciones de mercados, como se resume en la Sección 2.1, y los cambios sustanciales del diseño de mercado, como se resumen en las Secciones 2.2 - 2.6, recomendamos fuertemente una implementación gradual y en fases.

En este capítulo presentamos el plan de implementación de software y TI de alto nivel para apoyar el diseño óptimo propuesto, mientras en el próximo capítulo presentamos una hoja de ruta para una implementación fluida.

3.1 Requisitos Generales de Implementación

El sistema de implementación de alto nivel del CEN (llamado el Sistema de Gestión de Mercado o MMS) es representado en la Figura 3-1. Toda la comunicación desde y hacia la infraestructura CEN MMS debe ser monitoreada e inspeccionada por firewalls/Gestión Unificada de Amenazas (UTM). Todo el equipo de hardware debe cumplir con ciertos requisitos mínimos, que se desarrollarán durante la fase de implementación del MMS del CEN.

El MMS deberá estar aislado de la Internet pública y los Participantes del Mercado (MP) utilizarán líneas Ethernet dedicadas, de al menos 10 Mbps, para comunicarse e intercambiar datos con el MMS del CEN. El acceso a internet estará restringido para la infraestructura MMS a través del bloque de firewalls como se muestra en la Figura 3-1. Todo el tráfico entre los Participantes y el MMS debe estar encriptado. Los enrutadores de ambos lados deben admitir funciones de seguridad (por ejemplo, IPsec, AES, 3DES, SSH, SSL, etc.). Se debe instalar al menos un par de firewalls de alta disponibilidad (HA) en cada sitio (sitio principal y sitio de respaldo de emergencia o sitio de recuperación ante desastres (DR)). El par de firewalls HA se puede configurar en modo de redundancia Activo/Activo o Activo/Pasivo.

La Plataforma MMS está compuesta por un conjunto de aplicaciones críticas en el Tiempo de gran importancia en la operación del mercado CEN y debe cumplir con los siguientes requisitos principales:

1. La plataforma MMS debe ser escalable, ampliable y adaptable, a fin de permitir que se **agreguen nuevas reglas de mercado, nuevas funciones y usuarios para hacer frente a la expansión del mercado, así como posibles**

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

modificaciones en el marco regulatorio. La implementación debe ser lo suficientemente flexible como para poder configurarse fácilmente y poder adoptar nuevas reglas y la evolución de la arquitectura del mercado a medida que la matriz energética del CEN pasa a un sistema bajo en carbono. Los módulos y componentes de las soluciones deben estar ligeramente desacoplados.

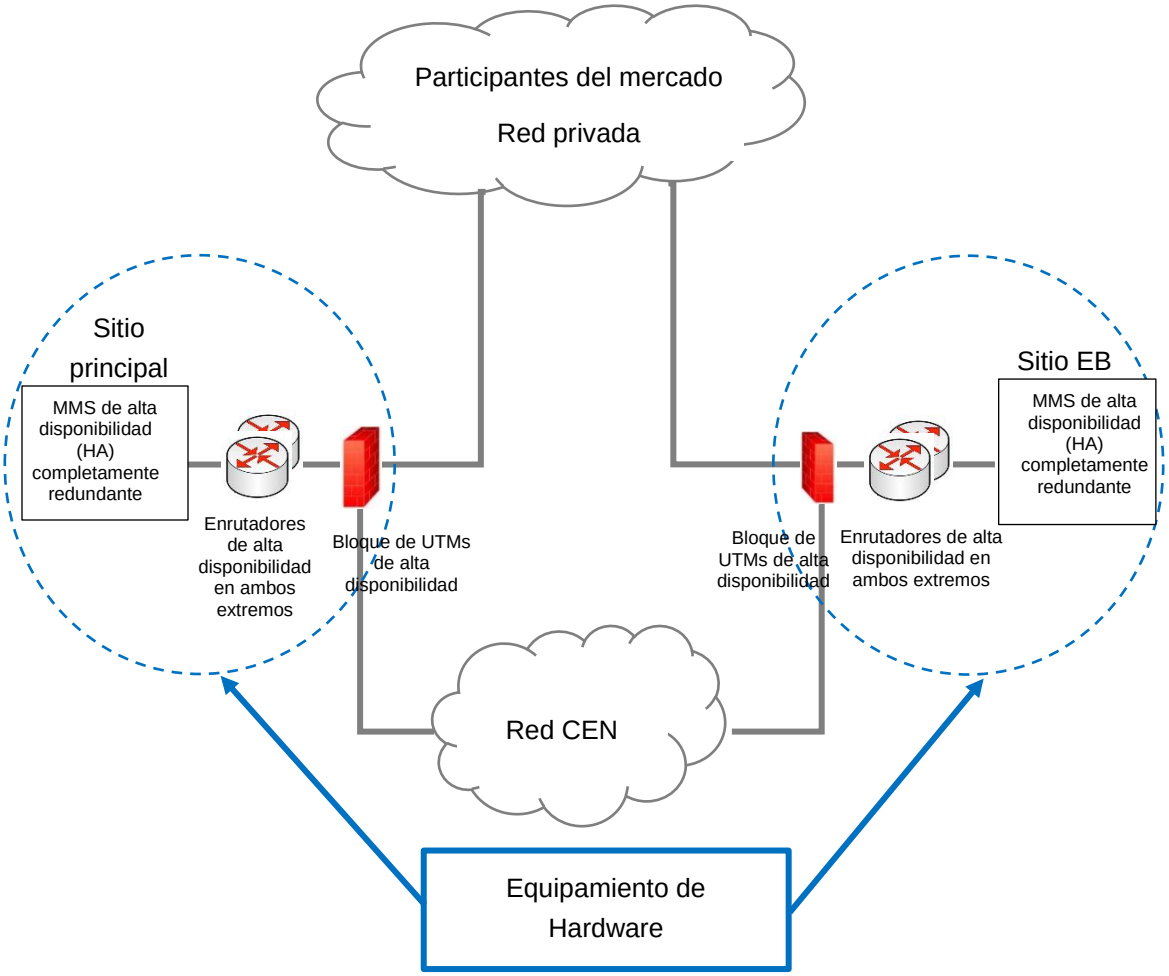


Figura 3-1: Arquitectura del Mercado de TI de Alto Nivel del CEN

2. La formulación matemática de las funciones de mercado propuestas en el capítulo 2 debe implementarse para cumplir con los objetivos de mercado del CEN y cumplir con las especificaciones funcionales del MMS.
3. El uso de protocolos estándar es obligatorio dondequiera que existan. Se debe

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

proporcionar una interfaz de usuario para configurar los principales parámetros del MMS, como cierres de terminales, etc. Las dimensiones del Sistema de Gestión del Mercado de TI (MMS) serán suficientes para afrontar el desarrollo en los próximos 10 a 15 años. El dimensionamiento del sistema se define durante la fase de implementación del proyecto teniendo en cuenta las condiciones reales y futuras del mercado. El sistema debe contener recursos informáticos de holgura adecuados para permitir dichos aumentos. Además, el sistema será escalable para aumentar el tamaño de la red, la cantidad de recursos, las limitaciones y los usuarios, **sin reemplazar el sistema, mediante adiciones incrementales de procesamiento o capacidad de base de datos**.

4. Todas las modificaciones en la plataforma de implementación no deberían afectar las funcionalidades de MMS existentes y deberían completarse con un tiempo de inactividad mínimo de la plataforma.
5. Se debe utilizar una interfaz web fácil de usar para la administración, configuración, e instalación de aplicaciones y sus actualizaciones.
6. Cuando sea necesario, se deben aplicar técnicas de balance de carga (hardware o software).
7. El MMS debe implementar y respaldar la integridad referencial declarativa y procedimental para garantizar que una entidad no pueda insertarse, actualizarse o desactivarse de tal manera que tenga referencias inválidas o huérfanas de cualquiera de sus dependientes. Esta integridad referencial garantizará que las bases de datos no se corrompan y que las capacidades de auditoría no se vean comprometidas.
8. Se deben realizar controles de integridad referencial para garantizar que solo se utilicen datos de despeje del mercado para los fines de liquidación del CEN.
9. Todas las funciones del mercado deberían ser totalmente auditables. En particular, todas las opciones de configuración, toda la entrada de datos, incluidos los datos de entrada y los cambios de la interfaz de usuario, y toda la salida de datos deben registrarse de manera eficiente con fines de auditoría y para archivar información histórica. El sistema debe proporcionar trazabilidad de todas las entradas de datos a través del sistema.
10. Todas las funciones del mercado admitirán a) interfaz de usuario, b) control de ejecución, c) visualización e informes, d) entrada de datos, e) captura de imágenes y f) Informes de Control.

3.2 Sistemas de Servicios Comunes de Implementación de Alto Nivel

Los siguientes sistemas de apoyo claves necesitan ser implementados para el apoyo de las funciones del mercado óptimo propuesto. Esta lista incluye solo los sistemas de

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

apoyo más importantes. Los requisitos de implementación detallados deberían ser desarrollados durante la implementación del mercado de energía propuesto.

3.2.1 Interfaz de Usuario (UI) del MMS

El sistema UI constará de toda la infraestructura necesaria (hardware-software) que facilite el intercambio de información entre MPs y el CEN. Debe proporcionar:

- Interfaz del operador
- Interfaz del participante

Los usuarios registrados y debidamente autorizados, incluidos los operadores de aplicaciones, se conectarán a este sistema para enviar datos, recibir validación y aceptación de los datos enviados o para publicar y ver los datos enviados y los resultados de las aplicaciones MMS.

El sistema debe almacenar la información del participante registrado y todos los datos de la entidad relacionada (plantas, certificados de capacidad, etc.), junto con toda la información de acceso, y cualquier otro dato necesario de cada participante que debiese usarse como referencia para la comparación de todos los datos enviados o presentados.

Interfaz del operador - La interfaz se utilizará para respaldar diferentes procesos comerciales. El usuario operará la aplicación de una manera que depende de los procesos que se admitan. Por ejemplo, los usuarios responsables del análisis de Largo Plazo trabajarán con un conjunto de espacios de trabajo, escenarios (ejecuciones de simulaciones diferentes al escenario base) y pantallas diferentes a las utilizadas por los usuarios responsables de los Mercados del Día Anterior o de Tiempo Real. Solicitarán la generación de ciertos informes, pero no de otros.

Las pantallas guiarán al usuario sobre los pasos que deben realizarse.

La interfaz de usuario permitirá al usuario configurar diferentes colores/fuentes para cada tipo de datos/informe.

Desde el punto de vista de TI, la Interfaz del Participante y la Interfaz de Intercambio de Datos de Mercado deben implementarse de la manera más eficiente posible en lo que respecta al intercambio de datos y deben funcionar en diferentes navegadores (compatibilidad entre navegadores) y sistemas operativos (compatibilidad entre plataformas). La interfaz de usuario combinará tecnologías de última generación en páginas web/sitios web adecuados para proporcionar la funcionalidad de visualización y sensación de usuarios específicos de acuerdo con sus privilegios.

Esta arquitectura de interfaz de usuario debe servir tanto a los usuarios del sistema

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

interno como externo con una única infraestructura o ser separada en dos, cada una dedicada a atender a los usuarios internos y externos.

Los usuarios externos deben acceder a la UI a través de líneas dedicadas con el CEN, mientras que los usuarios internos deben acceder a la UI a través de las Redes de Área Local del CEN.

El sistema UI gestionará el proceso de apertura, cierre, cambio y suspensión de los Terminales de Mercado que activan las operaciones de las diferentes funciones del mercado. La UI debe implementar todos los intercambios de datos necesarios entre la UI y las funciones del mercado utilizando tecnología estandarizada y abierta.

3.2.2 Sistema de Validación (VS) del Mercado de Energía

La validación de los datos presentados por los participantes del mercado debe basarse en reglas de validación, tal como lo definen las reglas del mercado. El sistema de mercado VS valida todas las ofertas de energía presentadas por los participantes antes de realizar cualquiera de los procesos de mercado. Las ofertas se validan en varias etapas en cuanto a contenido y coherencia con los Datos Registrados contenidos en el sistema de Registro de Datos (o Archivo Maestro). También genera ofertas ante cualquier dato faltante o no válido. El mismo enfoque básico para la validación de ofertas se lleva a cabo para el DAM y el HAM/RTM, con un paso adicional en el DAM para validar las ofertas con el contenido actualizado del Registro de datos.

A alto nivel, el alcance del VS incluye lo siguiente:

- Validar los datos presentados por el CEN y los MPs. La implementación del VS debe basarse en un marco de “motor de reglas” estandarizado (o equivalente).
- Capacidad de visualización y auditoría de todos los datos enviados.
- Capacidad para controlar el flujo de datos que van desde:
  a. La presentación de ofertas y declaraciones de los participantes al VS,
  b. La publicación de declaraciones validadas por el VS para cada aplicación de mercado,
  c. Los flujos de datos desde cada módulo de aplicación al VS.
- Capacidad para permitir al CEN asumir fácilmente y completamente el mantenimiento, desarrollo e implementación de todas las reglas comerciales y de mercado. El conjunto de reglas admitido será suficiente para implementar todas las reglas del mercado y todas las funciones del mercado.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

- Garantizar el funcionamiento - los SV deben publicar datos validados del consumo de las funciones del mercado dentro de un período de Tiempo estipulado después del cierre del mercado.

  Los SV deberían proporcionar al CEN la capacidad de cambiar o agregar fácilmente funciones/reglas a cualquiera de las funciones comerciales o reglas de validación existentes y adaptarse a futuros cambios en las reglas del mercado.

- La interfaz de reglas comerciales del VS deberá exponer claramente cada regla, su relación con otras reglas/contratos y sus fórmulas y cálculos para que el CEN pueda comprender, gestionar y mantener dichas reglas.
- Implementación de un registro de auditoría - Los SV deben proporcionar un registro de auditoría para cualquier modificación o actualización de las reglas comerciales o de procesos realizadas por el CEN.

Se debe incluir una interfaz de usuario de VS adecuada como UI separada o como parte de la UI de MMS. La UI de VS permitirá al CEN estar "alertado" sobre aspectos del mercado, violaciones de las reglas del mercado y aspectos relacionados con los datos presentados.

El VS solo aceptará, conservará y validará datos según reglas predefinidas. A los participantes se les debe permitir presentar declaraciones mientras el horizonte de mercado para un día de Negociación/Despacho específico esté abierto, y el MMS utilizará adecuadamente las últimas declaraciones válidas. Los VS deben poner un sello de tiempo y validar los datos instantáneamente e informar a los participantes sobre su estado. También debería permitirse a los participantes cancelar sus declaraciones mientras el horizonte del mercado esté abierto.

3.2.3 Sistema de Reportes (RS) del Mercado de Energía

La aplicación de mercado RS debería facilitar la presentación y publicación de datos de todas las aplicaciones del mercado. Por lo tanto, debería proporcionar la capacidad de desarrollar y publicar los reportes, diagramas y cuadros necesarios o modificar los existentes.

El RS debería ser un servicio de informes en pantalla (tablas, gráficos). Debería proporcionar a los usuarios suficiente flexibilidad en el desarrollo de varios módulos de informes para crear reportes de calidad profesional con un formato adecuado para informes de estilo gerencial. El usuario podrá programar informes periódicos, dirigir un informe a una pantalla, obtener una vista previa de un informe en una pantalla, imprimir un informe y archivar un informe utilizando una pantalla de programación de reportes. El usuario podrá examinar y modificar el contenido de los informes mediante pantallas.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

El RS debería proporcionar un entorno de generación de informes con funciones de formateo que permita a los usuarios seleccionar y vincular los datos almacenados en la base de datos del MMS. Dichos informes pueden ser proporcionados por productos como *Oracle Reports*, JSP (Java Server Pages) con *Presentation beans*, JSF (*Java Server Faces*), productos MS .NET, *Crystal Reports* y otros equivalentes.

El RS debería cubrir todas las funciones del mercado y ser capaz de permitir el desarrollo de informes multiplataforma para todas las bases de datos CEN suministradas y existentes. El RS debe proteger los informes estructurados, los motores de informes y otros recursos a los que acceden los usuarios con los permisos adecuados. También debería ofrecer la capacidad de incorporar informes web. Todos los informes RS deberán tener capacidades de exportación a CSV, hoja de cálculo de Excel, XML, y PDF.

Se requieren módulos de publicación para la entrega de todos los informes RS con el fin de ver datos e información relacionada.

Los módulos de publicación publicarán información específica de los MP, que no está disponible para otros MP, así como información general disponible para todos los MPs. Los principales destinatarios de dichos informes son los participantes, el público, los operadores y analistas del CEN y otras organizaciones definidas por el CEN.

En concreto, los datos del mercado publicados se dividen en tres categorías principales: a) datos del mercado privados; b) información pública del mercado; y c) avisos del mercado. Los datos del mercado privado se ponen a disposición de los MPs a través de una conexión segura, basada en reglas y autentificada, y contienen información relacionada con los resultados del mercado para el participante correspondiente. La información pública del mercado se pone a disposición de todos los participantes en un sitio web de Internet y contiene datos de entrada y definiciones, pronósticos y requisitos, resultados agregados del mercado y precios. Los avisos del mercado se ponen a disposición de las partes suscritas por correo electrónico y contienen información sobre las condiciones actuales del mercado o próximos cambios y eventos.

3.2.4 Registro de Datos (o Archivo Maestro)

El Registro de Datos o Archivo Maestro es un depósito central de datos de referencia utilizados para la validación de ofertas, el despeje del mercado y las liquidaciones. Los datos de referencia en el Registro de Datos son cuasi-estáticos, es decir, no deben cambiar con frecuencia. Los datos dinámicos, que cambian con frecuencia, no deben almacenarse en el Registro de datos. El sistema de Registro de Datos es un sistema muy crítico, integral para las funciones principales del mercado.

El Registro de Datos suele ser una gran base de datos redundante con alta disponibilidad

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

y varias vistas materializadas que proporcionan datos de entrada para diversas funciones, aplicaciones y procedimientos del mercado. El Registro de Datos debe emplear control de versiones y auditoría para que los datos revisados no borren los datos más antiguos, lo cual es necesario para la investigación y resolución de disputas, posibles re-ejecuciones de mercado o estudios. Esto generalmente se logra mediante una ventana de Tiempo efectiva (fechas de inicio y finalización) para cada dato que define las fechas en las que ese dato en particular está activo. Cuando los datos quedan obsoletos, revisados o ya no son aplicables, tienen una ***fecha de caducidad*** y en adelante no son referenciados por las funciones del mercado. Las fechas de inicio y caducidad de los datos de referencia deben coincidir con los límites del día de negociación para que las funciones DAM/HAM/RTM utilicen un conjunto coherente de datos de referencia. Por la misma razón, cualquier actualización del Registro de Datos que afecte a un Día de Negociación determinado deberá realizarse con suficiente antelación a la ejecución de las funciones del mercado DAM para ese Día de Negociación. Si las ofertas pueden presentarse con varios días de antelación a un día de negociación determinado, deberán revalidarse después de las actualizaciones pertinentes del Registro de datos utilizando datos de referencia revisados, según corresponda.

Varios grupos de datos y asociaciones que habitualmente se almacenan y se mantienen en el Registro de Datos son:

- **Datos Generales del Mercado**

Estos datos de mercado no son específicos de ningún MP o recurso. Incluye parámetros generales utilizados por las aplicaciones y procedimientos del mercado. Estos datos son en su mayoría administrativos y están establecidos por políticas. Ejemplos de datos generales del mercado incluyen: precios mínimos y máximos de oferta, precios administrativos utilizados en violaciones de restricciones de transmisión de precios, métricas y umbrales de mitigación del poder de mercado, parámetros de penalización, etc.

- **Registro de Participantes del Mercado**

Estos datos de mercado son específicos del MP o recurso.

- **Registro de Recursos**

Todos los recursos del mercado y todos los recursos físicos deben registrarse. Los recursos del mercado son recursos físicos o lógicos para los cuales se pueden presentar ofertas y elaborar cronogramas. El cronograma de recursos agregados se distribuye entre los recursos físicos que lo componen en proporción a los factores de distribución

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

de generación (GDF) relevantes. El registro de recursos para un recurso de mercado determinado incluye información como nombre e identificación únicos, ubicación, tipo, identificación de MP, características operativas del recurso, GDF predeterminados, certificación, asociación de medidores, etc.

- **Registro de Datos de la Red**

El registro de datos de la red normalmente no contiene el modelo de red, es decir, los nodos, ramas y sus características físicas y operativas. Estos datos generalmente se almacenan y mantienen en el formato del Modelo de interfaz común (CIM), fuera del Registro de datos. Además, los datos dinámicos de la red, como la capacidad de transmisión disponible o la capacidad de transferencia operativa en las interfaces de transmisión (por ejemplo, *flowgates*) también residen fuera del Registro de datos. Sin embargo, parte de la información de la red se almacena en el registro de la red. Ejemplos de estos datos de la red son particiones de red (definición de zona, etc.), ubicaciones de precios, definiciones de restricciones de red, etc.

- **Registro de Derechos de Transmisión**

Los derechos de transmisión como los Derechos Financieros de Transmisión (FTRs) adquiridos en asignaciones o subastas de derechos de transmisión, o mediante una negociación en un mercado secundario, son dinámicos, por lo que no se almacenan normalmente en el Registro de Datos. Sin embargo, el registro de derechos de transmisión generalmente contiene datos cuasi-estáticos sobre contratos de transmisión preexistentes y exentos, si los hubiere, que confieren derechos de transmisión físicos y/o financieros. Ejemplos de estos datos de derechos de transmisión incluyen el tipo de derecho de transmisión, el Tiempo de vencimiento del derecho de transmisión, los recursos de mercado asociados, las ubicaciones de red asociadas, etc.

El Registro de Datos debe cumplir los siguientes requisitos funcionales principales:

- Los participantes deberían poder enviar datos para nuevos recursos, así como actualizaciones de sus recursos existentes, electrónicamente utilizando la interfaz de usuario. La lógica empresarial debe proporcionar una API de interfaz a nivel de sistema para que los participantes puedan enviar y obtener datos.
- El Registro de Datos debe tener algunas reglas de validación básicas para verificar los datos entrantes.
- El Registro de Datos debe proporcionar la capacidad de realizar un informe de comparación y validación.
- Los participantes deberían poder ver y descargar datos aprobados del Registro de datos e informes de datos ampliados.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

- El Registro de Datos debe actualizarse para reflejar los cambios necesarios de modo de representar con precisión la red y los recursos conectados a la red.
- El CEN debería poder modificar el contenido del Registro de Datos, agregando o eliminando tipos específicos de datos, a medida que cambian los requisitos de los recursos.
- Los operadores podrán modificar manualmente los valores de los datos del Registro de Datos utilizando la interfaz de usuario.
- A título indicativo, el Registro de Datos debería admitir varias funciones, como cargar, visualizar, consultar, desplegar datos, etc.

La función más crítica del Registro de Datos es gestionar, mantener y controlar las actualizaciones de datos. Una vez al día, los datos del Registro de Datos deben actualizarse para reflejar los cambios autorizados y aprobados que sean efectivos para la operación del mercado del día siguiente. Las instancias de datos del Registro de Datos, así como su esquema relacionado, deben tener versiones explícitas para que no haya ambigüedad en cuanto a qué versión de los datos está siendo utilizada por un sistema o proceso. La versión del esquema debe definir la versión que se utiliza del esquema en cada captura de pantalla, y cambiar cada vez que cambie el contenido de MF (no los valores de los datos).

3.2.5 Gestión y Coordinación de Interrupciones

En la arquitectura de mercado óptimo propuesta, basada en LMP, la gestión de las interrupciones de generación y transmisión es de vital importancia para garantizar que se incorporen al proceso de mercado con la mayor precisión posible. El objetivo de los procesos comerciales del CEN relacionados con la Gestión y Coordinación de Interrupciones debe ser el permitir al CEN coordinar las Interrupciones de Mantenimiento de transmisión y generación con la mayor antelación posible para así permitir al CEN:

- Mantener la Confiabilidad del Sistema
- Maximizar la viabilidad del cronograma en relación con la congestión y con el satisfacer la demanda.
- Incorporar información sobre cortes en los mercados CEN lo antes posible, para permitir a los participantes planificar de manera efectiva la operación de sus recursos.

3.2.6 Proceso de Corrección del Precio de Mercado

Es posible que sea necesario corregir los precios de mercado cuando: (i) se determina

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

que una solución de mercado no es válida, o (ii) se identifican precios no válidos en una solución de mercado que, de otro modo, sería válida. Las siguientes son algunas posibles razones de las causas que se den estas condiciones:

- **Fallo en la entrada de datos**. Las versiones incompletas o incorrectas de uno o más elementos de datos ingresados en las aplicaciones del mercado pueden resultar en una solución de mercado y/o precios no válidos. Los datos del Estimador de Estado, en particular, pueden ser una causa de problemas de validación del mercado en Tiempo real y deben ser un foco del esfuerzo de validación.

- **Fallo de hardware/software**. En algunas condiciones excepcionales, es posible que la corrida del mercado no produzca una solución convergente en todas las ejecuciones. Esto puede deberse a fallas de hardware o software, interrupciones planificadas de los sistemas de mercado o simplemente una falla en la convergencia del software de optimización del Comisionamiento de Unidades Restringida de Seguridad (SCUC). En cualquier caso, tales acontecimientos dan como resultado una solución de mercado inválida o inexistente, para la cual los precios corregidos deberían determinarse a posteriori.

- **Inconsistencia con Tarifa CEN**. Una tercera categoría de solución de mercado inválida o cálculos de precios incorrectos está relacionada con la aplicación incorrecta de las reglas del mercado, según la Tarifa CEN. Los resultados del mercado se validarán para que sean consistentes con la Tarifa CEN y, cuando corresponda, los precios podrán corregirse para cumplir con este objetivo. Esto incluye, entre otros, garantizar que (i) los recursos para fijar precios sean elegibles para hacerlo, y (ii) se apliquen (o relajen) restricciones vinculantes en el orden de prioridad apropiado.

A continuación, se presentan algunas calificaciones sobre el alcance de las correcciones de precios:

- Los aumentos de precios debidos a la escasez de ofertas de recursos no serán motivo de corrección de precios.

- El grado en que se mitigan las ofertas en el proceso MPM tiene un impacto directo en los precios de equilibrio del mercado en DAM/HAM/RTM. Por tanto, estas soluciones SCUC/SCED estarán sujetas a principios de validación del mercado. Sin embargo, cabe señalar que los precios resultantes de los pasos

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

MPM SCUC no están validados en sí mismos, ya que estos precios no se utilizan para la liquidación.

- Los precios de las instrucciones de Despacho Manual (o Excepcional) no estarán sujetos al marco de corrección de precios, ya que no serán el resultado del motor de mercado.

- Los LMP de promedios ponderados por hora y los precios de liquidación de 10 minutos se corregirán, según corresponda, cuando se corrijan los precios RTD de 5 minutos. Estos precios no están sujetos directamente al proceso de corrección de precios, pero permanecerán sincronizados con los precios de 5 minutos validados, ya que se derivan sistemáticamente de los precios de 5 minutos corregidos.

- Si el CEN corrige el precio de un PNode, actualizará los precios del LAP/Hub de intercambio correspondientes coherentemente.

El proceso de corrección de precios comienza con una validación de todos los precios para un Día de Negociación determinado, comenzando inmediatamente después de que los precios estén disponibles y finalizando después de que se haya cerrado el Horizonte de Tiempo de Corrección de Precios para ese Día de Negociación, para identificar si es necesaria alguna corrección. La intención del proceso de validación es garantizar que se utilicen datos apropiados y precisos en las liquidaciones, así como garantizar que los precios reflejen con precisión las condiciones del sistema.

Cuando sea factible y práctico, el CEN corregirá los precios inválidos para cumplir con las disposiciones tarifarias del CEN pertinentes. Cuando esto no sea factible, ni práctico, el CEN corregirá los precios lo más cerca posible del precio que debería haber resultado según las disposiciones de la Tarifa CEN, utilizando los datos más precisos disponibles y de una manera que sea consistente con las condiciones predominantes del sistema en ese Tiempo.

Recomendamos tres (3) métodos de corrección de precios de mercado:

- Correcciones de precios aisladas
- Re-ejecuciones del mercado
- Replicación de precios a partir de Intervalos de Mercado Validados

El orden mostrado en los métodos de corrección de precios es el orden de preferencia, desde el más preferido hasta el menos preferido. Cuando la corrección de precios se puede realizar en ubicaciones o recursos de fijación de precios aislados, sin afectar la

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

solución general del mercado, se prefiere este método. Si esto no es posible, el método de corrección de precios preferido es volver a ejecutar los mercados afectados, corrigiendo la raíz de la causa de la invalidación. Sin embargo, es posible que esto no siempre sea factible debido a una pérdida irrecuperable de datos, o que no siempre sea práctico dentro del Horizonte Temporal de Corrección de Precios. En estas situaciones, se utilizará la replicación de intervalo o solución.

3.2.7 Sistema de Despacho Automático (ADS)

Una vez obtenidos los resultados de la solución del mercado RTM, el CEN emitirá las respectivas Instrucciones de Despacho a los MPs. El CEN emitirá una instrucción de despacho (en MW) a cada recurso lo antes posible, después de que se hayan obtenido los resultados del despeje del RTM dado para el período de despacho de 5 minutos en cuestión. Las Instrucciones de Despacho RTM difieren de las Instrucciones AGC, que son proporcionadas por el sistema de Control Automático de Generación, y también difieren de las instrucciones de comisionamiento que se emiten con base en los resultados del DAM/RTUC. Los recursos seleccionados para la activación de energía de balance están obligados a seguir las Instrucciones de Despacho emitidas por el CEN en los volúmenes y períodos correspondientes para los que hayan sido seleccionados.

Las instrucciones de despacho (producidas por el RTM) serán enviadas por el CEN a los MPs mediante el Sistema de Despacho Automático (ADS). En caso de falla del Sistema de Despacho Automático, que imposibilite el envío de una Instrucción de Despacho, se deberán utilizar medios de comunicación alternativos. El ADS mostrará, además de las instrucciones de despacho de 5 minutos, instrucciones de comisionamiento (arranque/apagado/transición y tipo de combustible) y adjudicaciones de Servicios Complementarios desde la aplicación RTUC/RTM.

La aplicación ADS debe ser una aplicación basada en red con acceso basado en roles a través del Certificado de aplicación del CEN para autenticación. El acceso a ADS puede ser de solo lectura (vista de despachos de ADS) o lectura y escritura, lo que proporciona la capacidad de aceptar despachos. Se debe acceder al sistema a través del Portal MP.

El sistema también tendrá la capacidad de proporcionar al usuario menús de opciones, mensajes del sistema, resolución de problemas y consultas de mensajes para consultar datos históricos de instrucciones durante al menos un mes. El sistema ADS también proporcionará información sobre el tipo de combustible al propietario de la planta.

La aplicación de mercado ADS utilizará el mismo servidor de base de datos y almacenamiento que la aplicación RTM. Tendrá un esquema independiente del RTM. Todos los datos necesarios y requeridos del RTM y del EMS se extraerán y transferirán

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

a la base de datos del ADS. La base de datos del ADS se dividirá para lograr un mayor rendimiento de las consultas. La base de datos del ADS admitirá versiones de datos y registros de auditoría.

3.3 Sistemas de TI de Implementación de Software/Hardware de Alto Nivel

Los sistemas de mercados de energía óptimo propuestos requieren que se proporcionen como mínimo las siguientes interfaces claves:

- Pronósticos de Carga y de RES
- Registro de Datos
- Aplicaciones de Red
- Sistema de Gestión de Interrupciones
- SCADA/EMS
- Liquidaciones.

El software se implementará en un entorno virtualizado en los centros de datos del Sistema Principal y de Recuperación de Desastres (Sistema de Respaldo).

La siguiente sección presenta los sistemas de hardware de TI necesarios para respaldar el diseño óptimo del mercado de energía propuesto. Las especificaciones detalladas deben desarrollarse durante el proceso de diseño detallado.

3.3.1 Sitio de Recuperación de Desastres

Todas las funciones del mercado deben implementarse tanto en el sitio principal (activo/activo) como en el de Recuperación de Desastres. El CEN debe proporcionar un enlace de 10 Gbps en el sitio principal (entre el primario y el secundario) y 5 Gbps en el sitio de Recuperación ante Desastres. *VMWare vSphere Replication* es el mecanismo preferido para sincronizar los dos sitios y el sistema debe realizar la replicación de la base de datos.

La replicación debe ser inmediata (menos de 1 minuto) por parte de la aplicación y hasta 5 minutos por parte de la base de datos.

3.3.2 Redundancia y Agrupación

Se necesitarán VMs redundantes en cada sitio, con VMs redundantes para los servidores de aplicaciones y bases de datos y el almacenamiento asociado. No debe haber ningún punto único de falla en la configuración de los componentes virtualizados, de hardware y de software. La agrupación en clústers se puede utilizar para respaldar la alta disponibilidad.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

3.3.3 Configuración de Muestreo

Una configuración de muestreo, que admita todas las ejecuciones de funciones de mercado de la arquitectura del mercado de energía óptimo propuesta, podría ser la siguiente:

- Servidores de bases de datos (VM)
- Servidores de aplicaciones/procesamiento (VM)
- Servidores de interfaz de usuario (VM)

3.3.4 Servidores

Los servidores deben estar instalados y configurados con:

- CPU (Intel Xeon o AMD Epyc o equivalente)
- Memoria (con provisiones de expansión de memoria para cubrir necesidades futuras)
- Disco duro (HDD) o disco de estado sólido (SSK)
- Red
- Controladores de disco del sistema
- Adaptador de Nodo Hospedador (FC)
- Fuente de Alimentación
- Matriz de almacenamiento en disco
- Estaciones de trabajo (como consolas de operador o consolas de mantenimiento)
- Copia de seguridad y restauración (para almacenar copias de seguridad, incluido el almacenamiento y las unidades de cinta)
- Conmutador de red (conmutadores Ethernet para cumplir con los requisitos funcionales y técnicos y de rendimiento)
- Interruptor FC
- Cortafuegos
- Enrutadores

3.4 Requisitos de implementación de TI de software de terceros

3.4.1 Sistema Operativo

Es necesario definir e implementar el sistema operativo necesario para cada servidor en el entorno virtualizado. Las versiones empresariales de Linux (por ejemplo, *Redhat, Ubuntu, Debian*) pueden ser una posibilidad.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Base de datos

Se requiere una Base de Datos para el funcionamiento del sistema. Las opciones incluyen *Oracle 19c RDBMS Enterprise Edition* con opción de partición, SQL, etc.

3.4.2 Servidor de Aplicaciones

Se requiere de un software para el servidor de aplicaciones. Las opciones incluyen *Red Hat JBoss EAP 7*, etc.

3.4.3 Software de Respaldo y Restauración

Generalmente, se implementa *Tivoli* para administrar todas las copias de seguridad y la restauración del sistema. El sistema de TI también debe tener la capacidad de realizar el respaldo del sistema operativo, el software de la aplicación y los datos.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

4 Motor de implementación de la arquitectura óptima del mercado de la energía

Este capítulo describe los motores de optimización empleados en las diversas funciones de mercado de los Mercados del Día Anterior, de la Hora Anterior y en Tiempo Real. El diseño óptimo se presentó en la Tarea 3, mientras que el análisis de brechas se ejecutó en la Tarea 4.

4.1 Comisionamiento de Unidades con restricciones de seguridad

El Comisionamiento de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC) es el motor de optimización utilizado en MPM, IFM, RUC y RTM/RTUC. En general, realiza las siguientes tareas:

- Determina el estado del comisionamiento de recursos.
- Determina programaciones y precios de energía.
- Determina adjudicaciones y precios de Servicios Complementarios
- Determina las asignaciones RUC y precios
- Proporciona datos a las liquidaciones para liquidar los pagos/cargos de energía, AS, FTR y otros pagos/cargos laterales.

4.1.1 Algoritmo SCUC adoptado para la arquitectura propuesta del mercado basado en LMP del CEN

El problema del despeje del Mercado del día Anterior incluye ofertas de generación del día siguiente, ofertas de demanda y cronogramas de transacciones bilaterales. El objetivo del problema es minimizar los costos sujeto a todas las restricciones de transmisión y recursos del sistema. Se utiliza una formulación similar para resolver el problema del mercado en tiempo real, así como el problema del comisionamiento de unidades de confiabilidad. En todos los casos, el SCUC acepta datos que definen las ofertas (por ejemplo, restricciones del generador, costos del generador y costos de otros recursos) y el sistema físico (por ejemplo, pronóstico de carga, requisitos de reserva y restricciones de seguridad). En tiempo real, la capacidad de respuesta limitada de las unidades y los datos físicos adicionales (por ejemplo, la solución del Estimador de Estado) limitan aún más el problema del comisionamiento de unidades. El SCUC selecciona los recursos basándose en el costo mínimo reflejado en los precios de oferta y en la capacidad de entrega física del sistema de transmisión.

El problema SCUC se ha considerado durante mucho tiempo como un problema de optimización muy complejo e intratable debido a la gran cantidad de variables enteras

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

involucradas. Las variables enteras que se requieren para el modelado incluyen: 1) estado de encendido/apagado por hora del generador, 2) arranques/apagados del generador, 3) costos de arranque condicionales (en caliente, intermedio y en frío), 4) rampas, 5) regiones prohibidas, etc.

En los últimos años, se han logrado avances significativos en: a) el desarrollo de algoritmos más eficientes para resolver problemas generales de MIP, incluida la combinación de métodos de *Branch-and-Bound* conocidos como métodos de *Branch-and-Cut*, y b) implementación de algoritmos LP altamente mejorados. Existen en el mercado muchos paquetes MIP comerciales como *CPLEX, LINDO, OSL* y *XPRESS-MP*, y paquetes de investigación como *MINTO, ABACUS, MIPO* y *BC-OPT* que se han aplicado con éxito a problemas de SCUC, especialmente para resolver problemas de programación de generación hidroeléctrica. Estas nuevas implementaciones invariablemente introducen numerosas restricciones redundantes (planos de corte) en el problema con el objetivo de encontrar soluciones enteras que sean factibles en las esquinas de la región factible del LP. Este objetivo transforma la naturaleza combinatoria del problema en una serie de LP restringidos.

El uso del enfoque MIP, con las nuevas características avanzadas, permite a los ISO/TSO abordar eficazmente una serie de elementos de diseño del mercado que han planteado un desafío importante para las formulaciones de LP. Estos incluyen formulaciones cooptimizadas para energía y servicios complementarios, una gran cantidad de restricciones de transmisión y otras restricciones de seguridad, tasas de rampa dinámicas, regiones prohibidas, unidades de ciclo combinado, programación hidráulica, etc.

4.1.2 Función Objetivo de la Optimización SCUC

El motor SCUC determina de manera óptima el estado del comisionamiento y los cronogramas de despacho de los generadores y los recursos de carga participantes. El modelo de optimización SCUC incluye tanto la programación de la operación del sistema como el proceso de despeje del mercado. El objetivo es minimizar los costos totales de producción (o costo de oferta) sujeto a las restricciones de la red, así como a las restricciones relacionadas con los recursos durante todo el horizonte temporal. El intervalo de tiempo de optimización es de una hora en el DAM, 15 minutos en el RTUC y 5 minutos en el RTED. El sistema de mercado debe diseñarse para brindar flexibilidad para extender el horizonte temporal del DAM hasta siete días y ejecutar SCUC secuencialmente día a día. Una forma de lidiar con el crecimiento exponencial en los tiempos de solución del MIP, a medida que aumenta el número de intervalos de tiempo y se realizan ejecuciones DAM de varios días, es aumentar selectivamente la duración

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

de los intervalos de tiempo. Por ejemplo, si estamos ejecutando una ejecución de 3 días, podríamos modelar el primer día con intervalos de una hora, el segundo día con intervalos de dos horas y el tercer día con intervalos de cuatro horas. El proceso de alto nivel del mercado de SCUC se ilustra en la Figura 4-1.

En el DAM, el costo total de producción (u oferta) se determina por el total del costo de arranque y carga mínima de los recursos comisionados por el CEN, las ofertas de energía mitigada de todos los recursos programados y las ofertas de servicios complementarios de los recursos seleccionados para proporcionar servicios complementarios. Este objetivo conduce a una metodología de cooptimización multiproducto de menor costo que maximiza la eficiencia económica, alivia la congestión de la red y considera las limitaciones físicas. La máxima eficiencia económica de la operación del mercado se puede lograr mediante un comisionamiento de recursos de menor costo y una programación con cooptimización de la energía y los servicios complementarios.

Tanto los MP de generación como los de carga pueden presentar ofertas de energía en tres partes (las tres partes son el costo de arranque, en $/arranque, el costo mínimo de carga, en $/h, y la curva de precio de oferta de energía por encima de la carga mínima, en $/MWh). Todas las unidades en línea brindan servicio de energía. Algunas de ellas pueden ser seleccionadas para brindar servicios de regulación hacia arriba/abajo y reservas en giro. Los costos de la energía auto-programada y los servicios complementarios auto-provistos están representados mediante penalizaciones por eventuales ajustes antieconómicos realizados durante la optimización.

Los costos de las ofertas de energía y servicios complementarios presentan curvas de precios de oferta integradas. Las curvas de precios de oferta son funciones escalonadas de los servicios adquiridos; por lo tanto, los costos de oferta son funciones lineales por partes de las cantidades de servicios. El número máximo de segmentos de las curvas de precios de las ofertas de energía es de diez, mientras que las ofertas de servicios complementarios presentan curvas de precios de un solo segmento. El tamaño mínimo del segmento es configurable con un valor por defecto de 0,01 MW en todos los casos.

Las restricciones en la optimización incluyen restricciones de balance de energía, restricciones de requisitos de capacidad de servicios complementarios, restricciones de red, tanto en las condiciones del caso base como en contingencias, y restricciones operativas de recursos. Estas restricciones fueron presentadas en detalle en el informe de la Tarea 3.

Las ofertas de capacidad del RUC son ofertas de precio de un solo segmento. Para unidades con Adecuación de Recursos (RA) parcial, se aceptará una oferta de capacidad RUC de dos segmentos, donde el primer segmento, de $0, representará la capacidad de

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

RA y el segundo segmento, con un valor de oferta distinto de $0, representará la porción restante de la capacidad de la unidad. La razón por la que la porción RA de la capacidad se oferta en el DAM a $0 es porque esta porción de la capacidad se paga desde el Mercado Centralizado de Capacidad, que es una parte integral del diseño óptimo del mercado de energía propuesto.

Una ilustración detallada de la implementación de las aplicaciones del motor del mercado, que fueron discutidas en el capítulo 3 de este Informe, es proporcionada en la Figura 4-2 a continuación, la que muestra las funciones de los mercados DAM/RUC/RTM/RTUC que se basan en el SCUC. La función de 5 minutos, basada en RTED/SCED, utiliza un conjunto similar de funciones, pero no ejecuta un SCUC.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

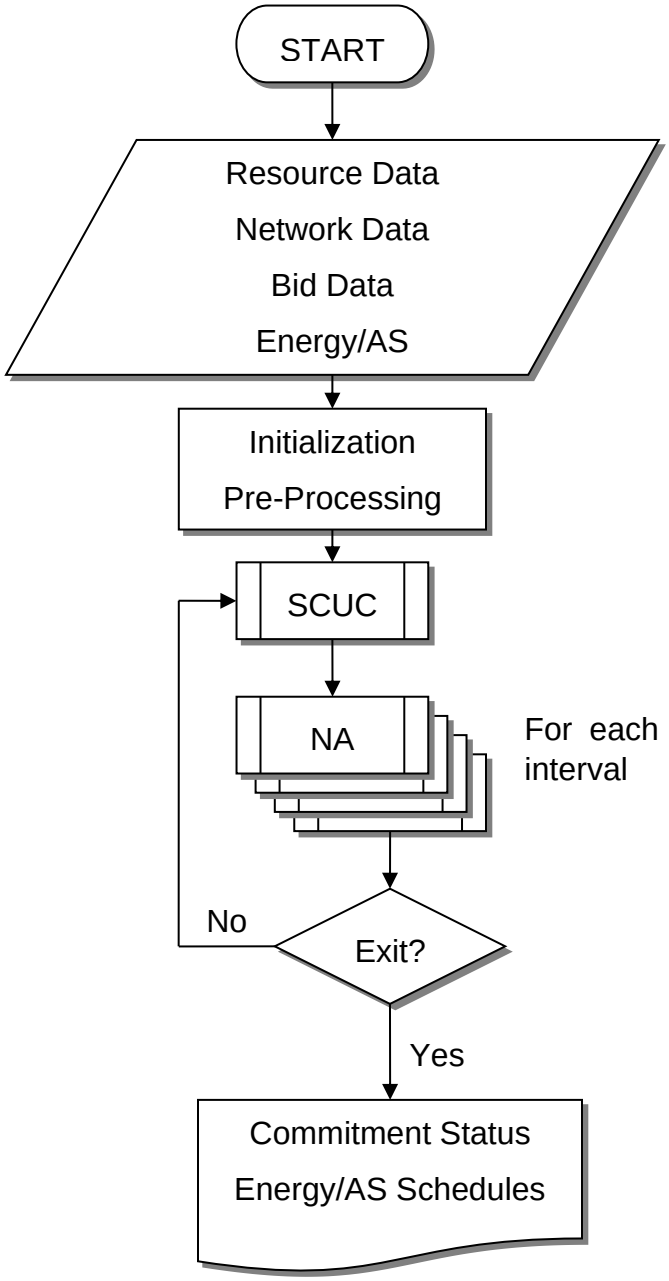


Figura 4-1: Proceso general del mercado SCUC en MPM/IFM/RUC/RTUC

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

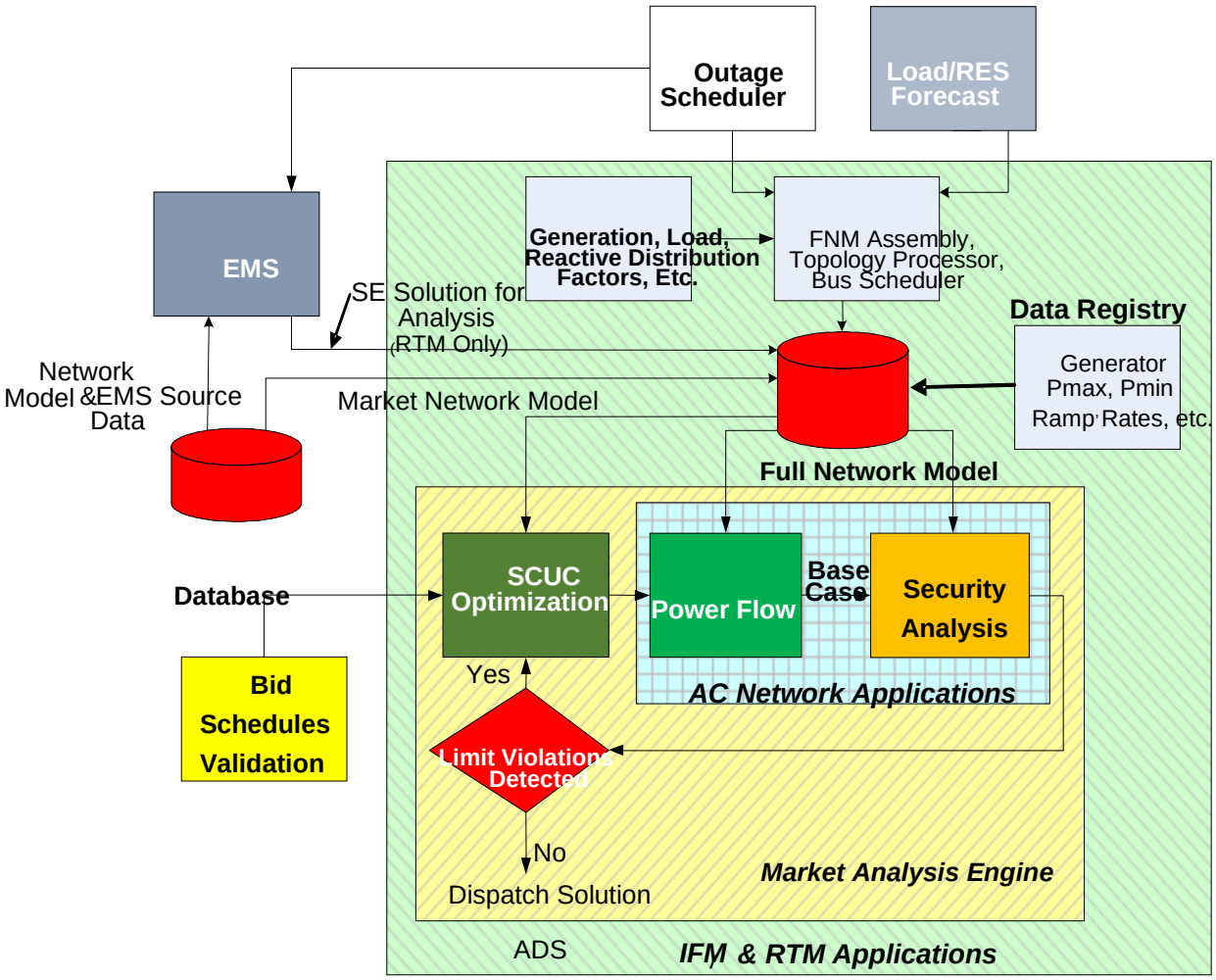


Figura 4-2: Implementación de aplicaciones del motor de mercado

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

5 Plan de implementación de la hoja de ruta para el diseño óptimo del mercado de la energía propuesto

En este capítulo proponemos una hoja de ruta específica para la implementación del diseño óptimo del mercado de energía propuesto. La hoja de ruta tiene en cuenta el diseño propuesto desarrollado en la Tarea 3, las brechas resultantes desarrolladas en la Tarea 4 y las funciones de mercado de apoyo, los procesos y el software de implementación y los requisitos de TI presentados en los capítulos anteriores de este informe, necesarios para la implementación gradual del diseño óptimo del mercado de energía.

Recomendamos que la implementación se divida en dos (2) fases: sistemas de mercado de Fase I y sistemas de mercado de Fase II.

5.1 Sistema de Mercado de la Fase I

En esta sección presentamos la hoja de ruta para la implementación del sistema de mercado de la Fase I.

Es fundamental garantizar que el Sistema de Mercado de la Fase I sea un solo paquete y no pueda implementarse en varias sub-fases. El sistema de la Fase I debería implementarse en su totalidad. Este es un desarrollo de tres años. Los paquetes de software están listos para su personalización y testeo.

En la Fase I, se deben implementar las siguientes funciones de mercado, como se muestra en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Funciones del mercado en la implementación de la Fase I

Función de mercado	Periodo de Tiempo
Mercado del Día Anterior basado en ofertas (IFM)	2025-2027
Comisionamiento de las Unidades de confiabilidad basado en ofertas (RUC)	2025-2027
Mercado en Tiempo real basado en ofertas (RTM)	2025-2027
Mitigación del poder de mercado ex ante (MPM)	2025-2027

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Sistema de Liquidación Múltiple que incluye funcionalidad de Liquidación Financiera para los mercados DAM, RTM y RUC	2025-2027
Mercado de Derechos Financieros de Transmisión (FTR)	2025-2027
Obligaciones de Capacidad con ELCC (Mercado Bilateral)	2025-2027

Todas las funciones de apoyo al mercado ilustradas en la Figura 4-2 formarán parte del sistema de implementación de la Fase I.

Como parte de la línea base del sistema de mercado de la Fase I, se debe incluir en el software la capacidad de los nuevos activos bajos en carbono, como baterías (BESS), fuentes de energía renovables (RES) y respuesta a la demanda (DR).

Nótese que la función del mercado de la mitigación ex-ante del poder de mercado, crítica para el diseño de mercado óptimo propuesto basado en ofertas, se aplica tanto a precios altos como a precios bajos, que pueden no reflejar niveles de precios competitivos. La potencial ocurrencia de precios bajos de mercado, que pueden aparecer en el mercado de contratos a largo plazo con las LSE, puede abordarse eficazmente eliminando la regla del traspaso de costos de las LSE que existe actualmente y obligando a las grandes empresas locales a cubrir la mayor parte de su previsión de carga (por ejemplo, 90%) en el mercado de largo plazo y ofreciendo el resto en el mercado de corto plazo con ofertas económicas. Estos cambios se presentaron en detalle en el informe de la Tarea 3 (Propuesta de Diseño Óptimo del Mercado Energético del CEN).

Después de tres años de funcionamiento real del sistema de mercado de la Fase I, se introducirán las siguientes opciones de mercado (año 2030):

1. Participación en el mercado de centrales hidroeléctricas en todos los mercados (para todas las configuraciones de cuencas)
2. Ofertas de costos de comisionamiento, incluidos los costos de arranque y de no carga (los primeros 3 años, los costos de arranque y de no carga se verifican en base a costos auditados).

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

5.1.1 Calendario de entrega de la Fase I

El sistema de la Fase I debe entregarse listo para usar dentro de los tres (3) años (es decir, 36 meses) a partir de la firma del contrato con un proveedor de MMS de TI (asumiendo que será el año 2025). La implementación de la Fase I incluye la integración con la infraestructura existente y el intercambio de datos con los sistemas CEN existentes.

A continuación, se presenta un cronograma indicativo de ejecución del proyecto junto con las descripciones de las principales tareas de la Fase I.

5.1.2 Calendario de las Funciones del Mercado de la Fase I

Debido a las interdependencias entre diversas funciones del mercado en la implementación de la Fase I, es necesario prestar especial atención en gestionar y sincronizar adecuadamente los proyectos individuales, de modo que toda la implementación de la Fase I se complete dentro del cronograma del proyecto de Fase I.

La ejecución de la implementación (después de la fecha de inicio) se divide en las siguientes tareas principales, contenidas en la siguiente Tabla.

Tabla 5-2: Principales tareas en la implementación de la Fase I

Tareas principales	Descripción de la tarea	Duración del programa
Tarea A	Diseño detallado	5 meses
Tarea B	Implementación de Software/TI	12 meses
Tarea C	Pruebas de aceptación de fábrica (pruebas unitarias, pre-FAT, FAT)	7 meses
Tarea D	Instalación del sistema de la Fase I en las instalaciones del CEN	1 mes
Tarea E	Pruebas de Aceptación en Terreno (SAT)	3 meses
Tarea F	Capacitación	2 meses
Tarea G	Período de prueba	3 meses
Tarea H	Cierre de todas las variaciones de software	1 mes
Tarea I	Aceptación Provisional - Aceptación Definitiva	2 meses
	Entrega del Sistema de Mercado de la Fase I	36 meses

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Las tareas anteriores se presentan en los siguientes párrafos con los respectivos plazos de duración indicativos.

5.1.3 Tarea A de la Fase I - Diseño Detallado

La Tarea de Diseño Detallado debe ejecutarse y completarse dentro de los cinco (5) meses posteriores al inicio de la implementación de la Fase I.

Esto incluye la entrega del primer borrador dentro de los tres (3) meses y una serie de iteraciones de borradores entre el CEN y el proveedor de TI de MMS. El Diseño Detallado debe incluir la arquitectura detallada de hardware y software y los diagramas relacionados para la implementación del proyecto de la Fase I, incluidos los productos de hardware y software específicos, las licencias, las especificaciones funcionales y la personalización del software, el esquema de direccionamiento IP que interactúa con los sistemas existentes, que se necesitan para que el proyecto sea plenamente operativo y esté integrado en la infraestructura del CEN, y un plan para la importación de datos.

De acuerdo a la experiencia pasada de ECCO, esta es una tarea crítica para completar exitosamente la implementación de la Fase I. Las omisiones, inconsistencias, etc., en esta tarea afectarán las tareas posteriores y pueden resultar en demoras y mayores problemas de implementación. El CEN necesita comprometer suficientes recursos, totalmente dedicados a esta fase de implementación. El análisis detallado de los requisitos de la organización y los recursos asignados al proyecto está fuera del alcance de esta Tarea, pero debe incluirse en la fase de Licitación del proyecto de implementación.

5.1.4 Tarea B de la Fase I – Implementación de Software/TI

La Implementación de software/TI debe comenzar justo después de que el CEN apruebe la tarea de Diseño Detallado y se estima que durará doce (12) meses. Durante este período se deben implementar todas las funciones de mercado de la Fase I que se acordaron durante la Tarea de Diseño Detallado. Además, dentro de este período se implementará la importación de datos desde los sistemas informáticos existentes del CEN a las funciones de mercado de MMS de la Fase I, de acuerdo con los requisitos respectivos.

En esta etapa, el CEN debería requerir una serie de demostraciones para revisar la solución de ejecución del mercado. El proveedor de TI del MMS debe garantizar durante esta tarea que dicha revisión de la solución de ejecución del mercado se realice y se complete con éxito.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

5.1.5 Tarea C de la Fase I – Pruebas de aceptación de fábrica

Las pruebas unitarias y el Pre-FAT deben comenzar después del final del período de implementación del MMS bajo las premisas del proveedor. Se espera que esta parte dure tres (3) meses. Al final del pre-FAT, la revisión del despliegue debería haberse completado.

Con la condición de que el proveedor de TI del MMS haya ejecutado con éxito las pruebas Pre-FAT, el CEN debe estar preparado para aprobar el inicio de las pruebas de aceptación en fábrica con la participación del personal del CEN. El CEN debería participar en las pruebas y redactar variaciones si fuese necesario. El proveedor de TI del MMS debe resolver las variaciones y luego hacer que el sistema esté disponible para volver a probar estas variaciones. Dentro de este período, también se implementarán todas las correcciones necesarias para que el FAT pueda concluir con éxito. Se espera que FAT dure cuatro (4) semanas. Por lo tanto, esta tarea debe completarse al final del mes 24 desde el inicio de la implementación de la Fase I.

5.1.6 Tarea D de la Fase I – Instalación del Sistema de la Fase I en las instalaciones del CEN

La instalación del sistema en las instalaciones del CEN comenzará una vez finalizada con éxito la tarea FAT. La Tarea D de la Fase I, debe completarse dentro de un (1) mes. Durante este período, todo el hardware y software especificado en los documentos del contrato, actualizado durante la Tarea de Diseño Detallado o durante la ejecución del proyecto, se instalará en las respectivas instalaciones de CEN (sitio principal y sistema de respaldo de la Fase I, en el sitio de EB según la Figura (3-1) y se pondrá en funcionamiento.

Por lo tanto, esta Tarea debe completarse al final del mes 25 desde el inicio del Proyecto de implementación de la Fase I. Para entonces, el sistema de la Fase I debería estar completamente integrado en las instalaciones del CEN y estar en pleno funcionamiento y listo para realizar las pruebas de aceptación en terreno (SAT).

5.1.7 Tarea E de la Fase I – Pruebas de Aceptación en Terreno (SAT)

El SAT debería comenzar una vez finalizada la instalación y confirmación de operatividad del sistema de la Fase I en las instalaciones del CEN. Se espera que toda la fase dure tres (3) meses. Hay una serie de subtareas y procesos que tendrán lugar durante la ejecución de esta Tarea y que serán definidos y evaluados durante la ejecución de la implementación del sistema de la Fase I.

Después de la ejecución exitosa del SAT, el sistema del mercado CEN de la Fase I estará

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

preparado para iniciar el período de Operación de Prueba. Esto requiere de un plan bien diseñado para capacitar a los Participantes del Mercado.

5.1.8 Tarea F de la Fase I – Capacitación del Sistema de Mercado CEN de la Fase I

La formación se llevará a cabo en paralelo con otras actividades y fases/tareas del proyecto. La capacitación debe comenzar inmediatamente después de completar exitosamente el SAT. Se prevé que esta Tarea tenga una duración de dos (2) meses.

5.1.9 Tarea G de la Fase I – Periodo de Prueba del Sistema de Mercado de la Fase I

Se espera que el período de prueba dure tres (3) meses. A lo largo de este período, todas las Operaciones del Mercado se realizan mediante el nuevo sistema de Mercado de la Fase I, que estará completamente integrado con la infraestructura del CEN.

5.1.10 Tarea H de la Fase I – Cierre de todas las variaciones del software del Sistema de Mercado de la Fase I

El cierre de todas las variaciones del software del sistema de la Fase I debe tener lugar dentro de un (1) mes después del final del período de prueba.

5.1.11 Tarea I de la Fase I – Software del Sistema de Mercado de la Fase I - Aceptación provisional - Período de Garantía - Aceptación Definitiva

La entrega del sistema y los servicios del mercado de la Fase I estará sujeta a la Aceptación Provisional y la Aceptación Final, ambas a realizarse en el lugar del CEN. El CEN designará un Comité de Aceptación del Sistema de Mercado de la Fase I competente para aprobar la aceptación del sistema.

La Aceptación Provisional del Proyecto se llevará a cabo después de la finalización exitosa de la Prueba de Operación y el cierre de todas las variaciones de software del sistema de mercado de la Fase I, con la emisión de un Certificado de Aceptación Provisional (PAC), siempre que las pruebas se completen con absoluta satisfacción del Comité de Aceptación Competente del CEN. Se considerará como Fecha de Aceptación Provisional la fecha de emisión del certificado, la cual deberá realizarse dentro de los dos (2) meses siguientes a la finalización del período de Prueba. El PAC podrá incluir una lista de no conformidades con las especificaciones, las cuales el contratista se comprometerá a corregir antes de la Recepción Definitiva.

El Período de Garantía del Proyecto para el software y el hardware (garantía total del fabricante), que incluye todo el mantenimiento requerido, suele fijarse en dos (2) años a

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

partir de la fecha de aprobación del PAC.

La Aceptación Definitiva del Proyecto se realizará doce (12) meses a partir de la fecha de aprobación del PAC, siempre que se hayan corregido todas las variaciones y defectos identificados. Una Aceptación Definitiva exitosa se indicará mediante la emisión del Certificado de Recepción Final (FTOC) por parte del CEN.

Al Período de Garantía de dos (2) años le sigue un Período de Mantenimiento de tres (3) años. Por lo tanto, las responsabilidades de mantenimiento del proveedor del sistema de mercado de la Fase I son por el período completo de cinco (5) años a partir de la Fecha de Aceptación Provisional.

5.2 Sistema de Mercado de la Fase II

En esta sección presentamos la hoja de ruta para la implementación del Sistema de Mercado de la Fase II. El sistema de mercado de la Fase II se integrará completamente y sin problemas con el sistema de mercado de la Fase I. La implementación del sistema de mercado de la Fase II comenzará después de tres (3) años de operaciones reales del mercado con el sistema de mercado de la Fase I.

Es fundamental reiterar que el asunto de la determinación de la capacidad firme de los activos RES para los créditos de la capacidad en el mercado de capacidad se debe comprender bien. La metodología ELCC que hemos propuesto para la determinación de la capacidad firme de los activos RES es el enfoque estándar que siguen las ISO en el mercado energético global. La determinación de los créditos por capacidad de recursos con el fin de cumplir con las obligaciones de suficiencia de recursos y la remuneración de capacidad debe ser coherente con la forma en que se cuentan los diferentes recursos para los objetivos de confiabilidad del sistema en el proceso de planificación. Además, los requisitos de planificación de reservas determinados por el CEN y el regulador pueden moderarse mediante la participación de recursos del lado de la demanda en la subasta de capacidad o en el cumplimiento de las obligaciones de capacidad de las LSE.

En la Fase II se deben implementar las siguientes funciones de mercado, como se muestra en la Tabla 5-3.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Tabla 5-3: Funciones del Mercado en la Implementación de la Fase II

Función de mercado	Periodo de Tiempo
Mercado de capacidad competitivo con opciones de confiabilidad	2030-2031
Precios de escasez	2030-2031
Mercado de Ofertas Virtuales (VB)	2030-2031
Mercados financieros de PPA con CfD	2030-2031

El sistema de la Fase II debe entregarse listo para usar dentro de los dos (2) años (es decir, 24 meses) a partir de la firma del contrato con un proveedor de TI del MMS (asumiendo que será el año 2030). La implementación de la Fase II incluye la integración con la infraestructura existente y el sistema de mercado de la Fase II y el intercambio de datos con los sistemas CEN existentes.

5.2.1 Calendario de las Funciones de Mercado de la Fase II

Debido a las interdependencias entre las funciones de implementación de la Fase II con el sistema de mercado de la Fase I, es necesario prestar especial atención en gestionar y sincronizar adecuadamente los proyectos individuales, de modo que todo el sistema de mercado de la Fase II se implemente dentro del cronograma del proyecto de la Fase II y funcione perfectamente en armonía con el sistema de mercado de la Fase I.

La ejecución de la implementación del sistema de la Fase II sigue las mismas tareas que en la Tabla 5-2, pero con un cronograma diferente (que se repite en la siguiente Tabla por conveniencia).

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

Tabla 5-4: Principales tareas en la implementación de la Fase II

Tareas principales	Descripción de la tarea	Duración programada
Tarea A	Diseño detallado	3 meses
Tarea B	Implementación de software/TI	8 meses
Tarea C	Pruebas de aceptación de fábrica (pruebas unitarias, pre-FAT, FAT)	5 meses
Tarea D	Instalación del sistema de la Fase II en las instalaciones del CEN	1 mes
Tarea E	Pruebas de Aceptación en Terreno (SAT)	2 meses
Tarea F	Capacitación	1 mes
Tarea G	Período de prueba	2 meses
Tarea H	Cierre de todas las variaciones de software	1 mes
Tarea I	Aceptación Provisional - Aceptación Definitiva	1 mes
	Entrega del sistema de mercado de la Fase II	24 meses

Las tareas anteriores son similares a las presentadas en las secciones 5.1.3 a 5.1.11 y no se repiten aquí. Esto requiere de un plan bien diseñado para capacitar a los Participantes del Mercado, para que estén listos para participar.

5.3 Implementación del Sistema de Mercado de las Fases I y II y el Rol de los Agentes Involucrados

A continuación, se presenta brevemente la metodología que propone ECCO para los principales pasos que deben realizar las principales organizaciones y los participantes de mercado involucrados. Los pasos principales se presentan en orden de prioridad temporal, indicada por la numeración de cada paso:

1) <u>Autoridades regulatorias</u>:

a) Revisar y proponer cambios a la legislación primaria, reglamentos y manuales del mercado mayorista actual, con el fin de asegurar la coherencia con el diseño final del mercado propuesto.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

b) Coordinar a las organizaciones relevantes, con la asistencia del CEN, para realizar las tareas requeridas.

c) Asignar y capacitar los recursos necesarios para desarrollar la experiencia necesaria relacionada con el mercado del CEN propuesto.

d) Asignar y capacitar los recursos necesarios para la supervisión y buen funcionamiento del nuevo mercado del CEN propuesto.

e) Preparar y desarrollar procesos para ejecutar con éxito la función de mitigación del poder de mercado ex post.

2) <u>CEN:</u>

a) Asignar y capacitar los recursos internos necesarios para desarrollar la experiencia necesaria relacionada con el mercado del CEN propuesto.

b) Introducir y ejecutar un plan organizacional para la implementación del nuevo mercado del CEN propuesto.

c) Desarrollar una Oficina de Gestión de Proyectos (PMO) interna para gestionar y ejecutar los procesos de mercado y los sistemas de software/TI necesarios para respaldar el nuevo mercado del CEN propuesto.

d) Implementar una hoja de ruta de implementación detallada, que incluirá los requisitos de recursos, costos y tiempo.

e) La hoja de ruta de implementación también incluirá los procesos de sincronización del mercado.

f) Desarrollar los documentos de licitación para la adquisición del software/sistemas de TI.

g) Implementar el cronograma de los sistemas de TI del MMS, incluida la construcción del software, las pruebas y la implementación del software de TI, incluida la integración necesaria.

h) Seguir las tareas específicas, contenidas en las Secciones 5.1 y 5.2, para la implementación de los sistemas de mercado de las Fases I y II.

i) Implementar un departamento interno de CEN (que reporte directamente al CEO de CEN, llamado Departamento de Monitoreo de Mercado) para garantizar operaciones de mercado fluidas y una mitigación ex-ante eficiente del poder de mercado.

j) Este Departamento del CEN también debería trabajar conjuntamente con el Regulador, para ejecutar con éxito la función de mitigación ex-post del poder de mercado.

k) Implementar un equipo CEN para construir y actualizar periódicamente el Modelo Completo de Red (FNM) para el despeje del mercado y las liquidaciones

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

de LMP.

l) El CEN FNM debe desarrollar los procesos necesarios para la determinación del modelo comercial de FNM, el proceso y sistema de gestión de interrupciones, la capacidad de transmisión, las restricciones de transmisión base y de contingencia, los requisitos de los servicios complementarios y las regiones para todos los servicios AS, etc.
m) Desarrollar un Departamento de Liquidaciones, bajo la Vicepresidencia del Departamento de Operaciones de Mercado, para apoyar el nuevo mercado del CEN propuesto.
n) Desarrollar un equipo CEN, bajo la oficina de PMO, para trabajar directamente con los participantes del mercado de modo de garantizar una buena comprensión del nuevo mercado del CEN y una transición gradual al nuevo mercado.
o) Este equipo del CEN tendrá la tarea de presentar los nuevos acuerdos de despacho y liquidación a los participantes del mercado.
p) Proponer un plan para la participación activa de los participantes del mercado en todas las fases del diseño detallado, el desarrollo y la implementación del TI MMS del diseño de mercado propuesto.
q) Capacitar a los participantes del mercado en los nuevos formatos de licitación y en el uso de las plataformas actualizadas.
r) Obtener retroalimentación de los participantes del mercado para los procesos específicos del mercado y su liquidación.
s) Revisar nuevamente con el Regulador los cambios legislativos necesarios, si fuese necesario.

3) <u>Participantes del mercado:</u>

a) Participar en la implementación del sistema de diseño de mercado óptimo del CEN con el objetivo de comprender mejor el nuevo mercado.
b) Participar en seminarios de capacitación del nuevo mercado, patrocinados por el CEN.
c) Desarrollar los procesos necesarios para la adaptación de sus estrategias de ofertas, liquidaciones paralelas, etc.
d) Preparar los cambios de software requeridos para la programación óptima de su portafolio en todas las instancias del mercado.

 Copyright © 2024, ECCO International, Inc.

COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL