



---

## Informe Final

# “Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones”

para Coordinador Eléctrico Nacional

Santiago, 21 de Marzo de 2019

**Título del Proyecto:** *“Estudio De Competencia y Reglas De Subastas y Licitaciones para la Prestación de Servicios Complementarios”*

**Datos Mandante**

Razón Social            Coordinador Eléctrico Nacional  
RUT                        65.092.388-K  
Dirección                Teatinos 280, piso 12, Santiago Chile

**Contraparte técnica**

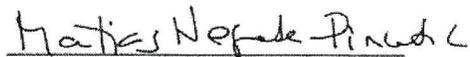
Nombre                    Juan Pablo Avalos  
Cargo                      Jefe del Departamento de Investigación, Desarrollo e Innovación  
E-mail                      Juan.Avalos@coordinador.cl

**Información Contractual**

Contrato Dictuc            2391  
Orden de Compra          Por definir  
Propuesta                  Aprobada

**Autores**

Jefe de Proyecto          Matías Negrete  
Empresa                    DICTUC S.A.  
RUT                          96.691.330-4



Sr. Matías Negrete  
Profesor Responsable  
**Dictuc S.A.**



Sr. Felipe Bahamondes  
Gerente General  
**Dictuc S.A.**

## Equipo de Trabajo

A continuación se lista el equipo de trabajo que participó en el desarrollo del estudio.

### Equipo Ejecutivo

- Nicolás Figueroa, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Álvaro Lorca, OCM-Lab, Dpto. Ing. Eléctrica UC, Dpto. Ing. Industrial y de Sistemas UC.
- Juan Pablo Montero, Instituto de Economía UC, ISCI.
- Matías Negrete Pincetic, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, ISCI.
- Daniel Olivares, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC, ISCI.

### Equipo Profesional

- Samuel Córdova, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Nicolás Lobos, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Miguel Pérez de Arce, Centro de Energía UC.
- Altamiro Piña, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Felipe Verástegui, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.
- Cristián Villalobos, OCM-Lab, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.

### Colaboradores

- Ross Baldick, University of Texas, Austin, USA.
- David Watts, Departamento de Ingeniería Eléctrica UC.

## CONTENIDO

<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>7</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>9</b>
<b>3. Experiencia Internacional sobre Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones</b>	<b>10</b>
3.1. Australia	10
3.2. Perú	14
3.3. California	16
3.4. Dinamarca	19
3.5. Alemania	24
3.6. Nueva Zelanda	27
3.7. Análisis y Conclusiones de la Revisión Internacional	31
<b>4. Reglas Preliminares de Subastas y Licitaciones</b>	<b>32</b>
4.1. Propuesta general de diseño de subastas y licitaciones	33
4.2. Evaluación de propuestas de diseño	39
4.2.1. Bids Vinculantes	42
4.2.2. Híbrido Vinculante	42
4.2.3. Híbrido Híbrido	43
4.2.4. Híbrido no Vinculante	43
4.2.5. Costos no vinculante	43
4.3. Aspectos críticos para la operación en tiempo real	44
4.3.1. Vinculación de la programación del día anterior	44
4.3.2. Forma de adjudicación de las reservas	44
4.3.3. Co-optimización vs listas de mérito	44
4.4. Conclusión Reglas Preliminares de Subastas y Licitaciones	45
<b>5. Modelamiento del SEN</b>	<b>46</b>
5.1. Base de datos del SEN	46
5.1.1. Unidades de generación	46
5.1.2. Líneas de transmisión	47
5.1.3. Condiciones operacionales	48
5.2. Modelo de pre-despacho	49
5.2.1. Problema de pre-despacho	49
5.2.2. Conectividad hidráulica	52
5.2.3. Modelo de reservas	55
5.3. Rentas pivotaes	58
5.4. Oferentes y Requerimientos de SSCC	61
5.4.1 Control Primario de Frecuencia Normal (CPF Normal)	61

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

5.4.2 Control Primario de Frecuencia Contingencia (CPF Contingencia)	62
5.4.3 Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Aumento de Carga	62
5.4.4 Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Reducción de Carga	63
5.4.5 Control Terciario de Frecuencia (CTF)	64
5.5. Escenarios de operación y estructura de simulaciones	64
5.5.1. Escenarios base Control	65
5.5.2. Sensibilidad a comportamiento colusivo	66
5.5.3. Sensibilidad a comportamiento colusivo para cuatro compañías	67
5.5.4. Sensibilidad de bids duplicados	67
5.5.5. Sensibilidad de bids con valor cero	68
5.5.6. Escenarios de hidrologías	68
5.5.7. Escenarios de desacople	68
5.5.8. Escenarios con menor participación de centrales vapor-carbón	69
5.5.9. Escenarios CSF AGC	70
5.5.10. Escenario 2022	72
5.5.11. Sensibilidad de gas Argentino	73
5.5.12. Sensibilidad de gas Inflexible	74
5.6 Aspectos adicionales y simplificaciones de modelación	74
<b>6. Simulaciones del SEN y Análisis Definitivo de Condiciones de Competencia</b>	<b>76</b>
6.1 Simulaciones base (PE 90%)	77
6.2 Sensibilidad a comportamiento colusivo	96
6.3 Sensibilidad al comportamiento colusivo para cuatro compañías	111
6.4 Sensibilidad de bids duplicados	116
6.5 Sensibilidad de bids con valor cero	123
6.6 Sensibilidad de hidrologías	130
6.7 Índices pivotaes para requerimiento	136
6.8 Sensibilidad de futuros desacoples	140
6.9 Sensibilidad 2022	144
6.10 Índices pivotaes para sensibilidad de participación de ERNC	146
6.11 Conclusión	147
<b>7. Diseño de Procesos de Subastas y Licitaciones</b>	<b>150</b>
<b>8. Conclusiones</b>	<b>153</b>
<b>9. Referencias</b>	<b>155</b>
<b>Anexo A</b>	<b>159</b>
A.1 Semanas Base con Capacidad Disponible	160
A.1.1 Enero PE90%	160
A.1.2 Abril PE90%	171

A.1.3 Julio PE90%	182
A.1.4 Octubre PE90%	193
A.2 Semanas Base con Capacidad Habilitada	203
A.2.1 Enero PE90% Capacidad Habilitada	203
A.2.2 Abril PE90% Capacidad Habilitada	214
A.2.3 Julio PE90% Capacidad Habilitada	225
A.2.4 Octubre PE90% Capacidad Habilitada	236
<b>Anexo B</b>	<b>247</b>
B.1 Ejercicios de Validación del Modelo	247
B.2 Sensibilidad al comportamiento colusivo	253
B.3 Sensibilidad al comportamiento colusivo para cuatro compañías	266
B.4 Sensibilidad de bids duplicados	274
B.5 Sensibilidad de bids con valor cero	280
B.6 Sensibilidad hidrologías	286
B.7 Sensibilidad futuros desacoples	294
B.8 Sensibilidad 2022	302
B.9 Sensibilidad carbón-vapor	310
B.10 Sensibilidad con requerimiento AGC	318
B.11 Sensibilidad de gas Argentino	326
B.12 Gas inflexible	334

## 1. Resumen Ejecutivo

El presente informe presenta la revisión internacional sobre reglas y mecanismos de subastas y licitaciones para SSCC, reglas para la implementación de subastas y licitaciones en el SEN, y los resultados de las simulaciones para analizar condiciones de competencia utilizando un modelo detallado de operación del SEN.

Desde un punto de vista de condiciones de competencia, los resultados muestran que existen condiciones de competencia para la realización de las subastas para el Control Terciario de Frecuencia (CTF). Para el Control Secundario las condiciones de competencia no se descartan pero los resultados muestran la necesidad de implementar un monitoreo adecuado de las condiciones de competencia en el corto plazo, y reglas de subastas que permitan adaptarse a la confirmación o no de dichas condiciones de competencia de corto plazo. Particularmente relevante para las condiciones de competencia es la participación de centrales renovables en la provisión de SSCC. Para el Control Primario de Frecuencia las condiciones de competencia se descartaron previamente en base a los resultados del Estudio “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en SSCC” realizado por este mismo equipo consultor.

La revisión internacional presenta, para un conjunto de países, distintos mecanismos y reglas para subastas y licitaciones en el mercado de SSCC. En términos generales, se observa una alta heterogeneidad en la definición de productos, reglas y mecanismos de adjudicación. Sin embargo se observan principios de diseño que son útiles para el desarrollo de reglas en el caso Chileno, como son el uso de esquemas de co-optimización y la posible necesidad de hacer vinculantes las decisiones de las subastas.

Respecto a la modelación del SEN, las principales fuentes de información consideradas para la modelación de este sistema corresponde a la base de datos de PLEXOS utilizada por el CEN para la programación de la operación de corto plazo, y el IDPSSCC 2018. El modelo matemático corresponde a un problema de predespacho considerando conectividad hídrica y la provisión de distintos productos de reserva.

Las reglas propuestas se construyen tomando en consideración las mejores prácticas internacionales y los requerimientos impuestos por el reglamento actual de Servicios Complementarios. Basado principalmente en las restricciones impuestas por dicho reglamento, el diseño propuesto resulta en una consideración de costos auditados para energía y ofertas para reservas. Un elemento central del diseño propuesto es la no vinculación del predespacho del día anterior y la imposición de reglas que permiten imponer restricciones a los precios ofertados por algunos agentes frente a situaciones donde las condiciones de competencia no puedan ser confirmadas en el corto plazo.

Se presentan extensivos resultados de simulación para un conjunto de escenarios base para la simulación y análisis de diferentes fenómenos de interés, tales como: diferentes escenarios

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

hidrológicos, baja disponibilidad de SSCC, menor participación carbón-vapor y la separación del servicio de CSF en las categorías Manual y Automáticas. De igual manera se realiza un análisis de rentas pivotaes considerando un modelo altamente detallado de operación del SEN. Los resultados de las simulaciones y análisis de rentas pivotaes permiten concluir la existencia de condiciones de competencia para CTF y CSF. Con la salvedad, particularmente para CSF, de hacer un monitoreo de las condiciones de competencia en el corto plazo.

Finalmente, se presenta un esquema de reglas de subastas que considera los procedimientos actuales del Coordinador, lo que permitiría una implementación en el corto plazo de dicho diseño de subastas.

## 2. Objetivos

Se especifican a continuación los objetivos específicos abordados por el presente informe según las Bases de Licitación publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

- Objetivo Específico 2.1: Experiencia Internacional sobre Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones
- Objetivo Específico 2.2: Reglas Preliminares de Subastas y Licitaciones
- Objetivo Específico 2.3: Modelamiento del SEN
- Objetivo Específico 2.4: Simulaciones del SEN y Análisis de Condiciones de Competencia Definitivo
- Objetivo Específico 2.5: Diseño de Proceso de Subastas y Licitaciones

### 3. Experiencia Internacional sobre Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones

Esta sección presenta la revisión internacional sobre reglas específicas de subastas y licitaciones a modo de contextualizar las posteriores reglas preliminares para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En particular, se describen los mercados específicos de SSCC para: Australia, California, Dinamarca, Alemania y Nueva Zelanda.

#### 3.1. Australia

En Australia, los servicios complementarios se agrupan en 3 categorías: *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS), *Network Support & Control Ancillary Services* (NSCAS) y *System Restart Ancillary Services* (SRAS), y son definidos por el operador del sistema, AEMO (*Australian Energy Market Operator*). Los FCAS siguen una estructura de *bids*, mientras que los NSCAS y SRAS son asignados mediante una licitación de más largo plazo. Como regla general, se tiene que antes de abrir una subasta o licitación para un servicio complementario, AEMO debe emitir a los potenciales participantes una carta expresión de interés, si la respuesta del participante es positiva, entonces se le llama a participar en el proceso de subasta o licitación.

##### ***Frequency Control Ancillary Services***

Los FCAS son usados para mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, y se separan a su vez en dos categorías: *regulation* (para cubrir continuamente las desviaciones) y *contingency* (solo para responder ante una contingencia).

Los requerimientos pertenecientes a la categoría de FCAS *regulation* se separan también en las categorías Up y Down (*raise* y *lower*), y son provistos principalmente por unidades de generación con tecnología AGC.

Por otro lado, los requerimientos pertenecientes a la categoría de FCAS *contingency* se dividen en seis categorías, según el tiempo de respuesta y si son de subida o bajada, de la siguiente manera: *Fast Raise*, *Fast Lower* (ambos con un tiempo de respuesta de 6 segundos), *Slow Raise*, *Slow Lower* (ambos con un tiempo de respuesta de 60 segundos) y *Delayed Raise* y *Delayed Lower* (ambos con un tiempo de respuesta de 5 minutos).

La asignación de los FCAS es realizada en base a un sistema basado en *bids*, los cuales son recibidos por el *National Energy Market Dispatch Engine* (NEMDE) en cada periodo de despacho, para proceder a definir cómo se cumplirán los requerimientos de cada SSCC en dicha categoría, y a determinar los precios resultantes del proceso. En dicho contexto, la National Electricity Rules (NER) establece que una *bids* de FACS toma la forma de lo que se denomina el “trapecio FACS”, tal como se presenta en la figura. El trapecio indica la cantidad máxima de FCAS que se puede proveer (eje vertical) para un nivel dado de generación (MW), o un nivel dado de consumo (MW) para una

#### **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

carga programada (eje horizontal). Por ejemplo, un generador o carga despachada, en el mercado de energía, (“n” MW) podría ser habilitada por NEMDE para proveer hasta “N” MW de FCAS.

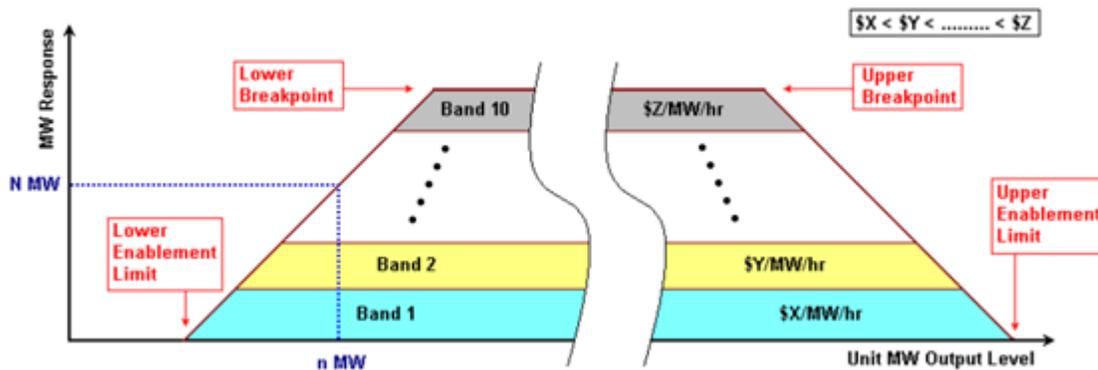


Figura 3.1. Fuente: AEMO (April, 2015), “Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market”

Las bids de FCAS deben cumplir con reglas de licitación similares a las que se aplican al mercado de la energía:

- Las ofertas pueden constar de hasta 10 bandas precio, con disponibilidad de MW diferentes a cero;
- Los precios de la banda deben aumentar monótonicamente;
- Los precios de la banda deben establecerse antes de las 12:30 del día anterior al día para el cual se aplica la bids;
- Las disponibilidades de banda, los límites de habilitación (enablement limit) y los puntos de interrupción (breakpoint limit) pueden ser re-ofertados (rebid) de acuerdo a reglas similares a las que se aplican al mercado de la energía.

A continuación, para cada intervalo de despacho del mercado, NEMDE determina un precio de compensación para cada uno de los ocho mercados de FCAS. Este precio es luego utilizado en el proceso de liquidaciones para determinar los pagos a cada uno de los proveedores del FCAS.

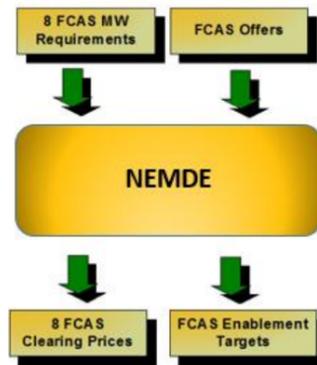


Figura 3.2. AEMO, 2015

El sistema NEMDE adjudica, para los 8 FCAS, en orden de mérito y determina el precio marginal resultante de ello como la última oferta casada para cada periodo. Para el despacho económico, el NEMDE hace una co-optimización de energía y FCAS habilitados.

La asignación de pagos se realiza en base a la siguiente fórmula:

$$\text{Payment} = MW_E \times \frac{CP}{12},$$

donde  $MW_E$  son los MW habilitados para participar de un agente dado,  $CP$  es el clearing price en  $\$/MW * h$  y la división por 12 responde al hecho de que el redespacho ocurre cada 5 minutos.

Por otro lado, los costos se distribuyen según el siguiente esquema:

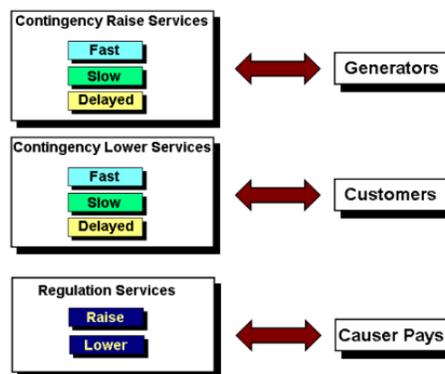


Figura 3.3. AEMO, 2015

Se dispone que los costos de las categorías FCAS *Regulation* son asignados según *Causer Pays*, mientras que para FCAS *Contingency*, los costos por regulación Up son asignados a los generadores, y los costos por regulación Down a los consumidores. Para estos últimos casos, la

[Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones](#)

asignación se proratea en función de la generación o consumo, respectivamente. Para el método de *Causer Pays*, se monitorea constantemente con el sistema SCADA el comportamiento de la generación o consumo. Si la desviación de generación o consumo contribuyó al balance de frecuencia, entonces se le asigna un bajo factor de participación, mientras que si la desviación agravó la desviación de frecuencia, se le asigna un alto factor de participación.

En relación a los tiempos y etapas del proceso en el caso de los requerimientos de corto plazo, la semana de participación en las subastas comienza el día jueves a las 8 AM y termina el día miércoles de la semana siguiente hasta las 7:59 AM. AEMO conduce las subastas y publica diariamente los resultados de la cantidad adjudicada y los clearing prices para el conocimiento de los participantes. Dos días después de concluida la semana, AEMO publica las facturaciones y reportes correspondientes para cada agente participante en dicho proceso.

### ***Network Support & Control Ancillary Services***

Los NSCAS, son usados para control de voltaje, control de flujos de potencia y control de transientes y oscilaciones. Este conjunto de SSCC se separa a su vez en los siguientes subproductos: *Voltage control ancillary services* (VCAS), *Network Loading control ancillary service* (NLCAS) y *Transient and oscillatory Stability Ancillary service* (TOSAS). Cada uno de estos productos cumple una función específica.

Por un lado, los VCAS son utilizados para controlar y mantener el voltaje de la red dentro de los niveles seguros. Los NLCAS, por otro lado, son utilizados para reducir el flujo de las interconexiones entre dos regiones, en caso de saturación de dichas interconexiones. Por ejemplo, para dos regiones A y B del sistema, si la interconexión A-B estuviera saturada desde A hacia B, el operador puede utilizar este servicio para reducir el flujo, incrementando la generación en B o bien reduciendo el consumo en A. Finalmente, los TOSAS son servicios que pueden prestar equipos especializados para mitigar los efectos oscilatorios transitorios de la red que ocurren, por ejemplo, con una falla.

### ***System Restart Ancillary Services***

Por último, los SRAS son SSCC especialmente reservados para situaciones de contingencia donde ha ocurrido un *blackout* parcial o total del sistema eléctrico, y este debe ser restaurado. Este servicio puede ser prestado por generadores con partida autónoma, o bien, equipos que puedan desconectarse ante la detección de una falla intempestiva y permita a una parte del sistema seguir operando aisladamente.

Tanto para NSCAS, como para SRAS, se utilizan licitaciones de largo plazo, donde existen cuatro tipos de pagos: *Enabling* cuando el equipo es habilitado para ofrecer el servicio, *availability* cuando

el equipo está disponible para ofrecer el servicio, *testing* cuando al equipo se le hacen pruebas para ofrecer el servicio y finalmente *usage* cuando el equipo efectivamente presta el servicio.

Los precios resultantes de la adjudicación de estos SSCC están basados en los contratos de largo plazo entre el agente prestador del servicio y AEMO, mientras que para los costos se tiene que los relativos a NCSAS son totalmente pagados por la demanda, y los relativos a SRAS son divididos equitativamente entre generación y consumo.

### 3.2. Perú

En Perú, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es el encargado de garantizar la operación segura y económica del sistema eléctrico. Las reglas del mercado se rigen bajo el “Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad”<sup>1</sup>, que define 3 tipos de mercados: el mercado de Corto Plazo, donde se establecen los criterios de valoración y remuneración para la energía y potencia; el sistema de asignación de Servicios Complementarios, donde se establecen los criterios de valoración y remuneración de servicios de balance de energía activa y reactiva; y el mecanismo de asignación de Inflexibilidades, donde se establecen las remuneraciones a los generadores, por prestar servicios a la red, que no son consideradas en el sistema de asignación de SSCC.

Para la elaboración del programa diario de operación (PDO), las unidades generadoras deben haber declarado previamente al COES su valor y su disponibilidad de combustibles, así como parámetros técnicos, entre otros. Además, las unidades generadoras que participen del mercado de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) deberán enviar sus ofertas. Para elaborar el PDO se utiliza un modelo matemático *Stochastic Dual Dynamic Programming* (SDDP) [COES - PR01, 2014].

Las reservas para regulación primaria de frecuencia y regulación secundaria de frecuencia están destinadas a cubrir los desvíos de generación y demanda no programados. Durante el día de operación y cada 3 horas, los agentes participantes del mercado deberán enviar toda información técnica, pronósticos de generación y/o disponibilidad de combustibles lo más actualizada posible. Una vez recibida esta información, si se sobrepasa una tolerancia predefinida en los desvíos o bien se detectan condiciones de seguridad críticas en la operación, el COES deberá elaborar una re-programación de la operación (RDO), re-asignando los recursos del sistema a los agentes del mismo modo que en la elaboración del PDO [COES - PR06, 2014].

#### **Mercado mayorista de Energía [COES - PR01, 2014], [COES - PR10, 2017]**

En el mercado de energía, el valor de está será determinado por el costo marginal en cada barra del sistema, independiente del PDO, RDO y los contratos bilaterales entre los agentes del mercado.

---

<sup>1</sup>Reglamento publicado en el diario oficial “El Peruano”:

<https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-aprueba-el-reglamento-del-mercado-mayori-decreto-supremo-n-026-2016-em-1410176-5/>, última visita 27/11/2018.

El costo marginal será definido por la variable dual resultante del modelo de optimización que resuelve el COES.

#### **Esquema de pagos de reactivos [COES - PR15, 2017]**

Todos los generadores tienen la obligación de proveer el servicio de control de reactivos al sistema hasta un límite de factor de potencia de 0.95 según lo requiera el COES. Cuando a un generador se le exija hacer control de reactivos por fuera de este límite, se le pagará por la cantidad de reactivos inyectados y absorbidos fuera de este límite de operación.

El COES definirá una tarifa para los consumos de reactivos (en soles por kVARh de consumo) que hayan sido efectivos en exceso sobre el límite tolerable de 0.95 de factor de potencia, el cual se re-distribuirá entre los agentes que hayan prestado el servicio de control de reactivos en la forma que fue descrita en el párrafo anterior. En caso que exista déficit en los pagos, el déficit se recaudará a prorrata de los retiros físicos de energía.

Para remunerar las instalaciones de transmisión que prestan el servicio de control de reactivos, estos serán valorizados según una tarifa relacionada con la anualidad de inversión eficiente de un equipo básico de control de reactivos.

#### **Servicio de reservas para regulación primaria de frecuencia [COES - PR21, 2016]**

El servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es de control automático y local. Todas las unidades generadoras que tengan una potencia instalada mayor o igual a 10 MW eléctricos deben proveer este servicio a la red y no reciben ningún tipo de compensación por ello. Las centrales de energía renovable eólicas, solares y mareomotrices quedan exentas de estas obligaciones. Este servicio es monitoreado por el COES y la no prestación implica la aplicación de una multa por incumplimiento.

El servicio de RPF debe ser capaz de responder a una curva de *Droop* de un 4% - 5% con una banda muerta de 30 mHz. El generador debe ser capaz de responder a los 5 segundos de requerido el servicio y desplegar totalmente la capacidad comprometida dentro de 30 segundos. El servicio se debe mantener hasta por 10 minutos, con la posibilidad de disminuir en un 15% el despliegue de la reserva a los 60 segundos.

#### **Servicio de reservas para regulación secundaria de frecuencia [COES - NTDE16, 2018], [COES - PR22, 2017] [OSINERGMIN - N° 026-2016-OS/CD]**

El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) es de control automático y centralizado, para lo cual se utiliza un esquema de *Automatic Generation Control* (AGC). La asignación de reserva para Regulación Secundaria se basa en un procedimiento de asignación conjunta PDO usando la información de oferta de precio presentada.

La reserva debe ser activada a lo más 20 segundos después de recibida la primera consigna enviada por el COES, estar totalmente activada dentro de 10 minutos una vez recibida la primera [Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones](#)

consigna y el servicio se debe mantener durante 30 minutos. Luego de los 30 minutos, si el desbalance total es muy grande, el COES debe efectuar una RDO para liberar las reservas. Las unidades que provean el servicio deben ser capaces de responder a las consignas recibidas continuamente en menos de 10 segundos. Sólo prestarán regulación secundaria las Unidades de Regulación Secundaria (URS), pudiendo estas ser agrupaciones de unidades generadoras que no necesariamente pertenecen a la misma central de generación, pero deben demostrar que cumplen los requerimientos técnicos para funcionar como una URS. Sólo podrán prestar RSF las URS que sumen en conjunto al menos 40 MW eléctricos de potencia instalada.

El servicio de RSF está compuesto de 2 servicios: servicio de provisión base y servicio de mercado de ajuste. Para el servicio de provisión base, las URS deben hacer una oferta cada 3 años, mientras que para el servicio de mercado de ajuste, las ofertas son de resolución diaria. Para ambos casos, las ofertas se presentarán en soles por kW-mes. Las ofertas podrán ser asimétricas y todas las URS tienen la obligación de participar en la presentación de ofertas al menos, para uno de los dos mercados. Las ofertas solo consideran un precio por capacidad, pues las URS están obligadas a ofertar toda la capacidad disponible, previamente declarada como información técnica.

La remuneración de la Provisión Base de la RSF será de tipo “Pay as bid” (se paga el precio de la oferta presentada), tanto para la Provisión Base a Firme como para la Provisión Base Variable. El Precio Máximo del Proceso de Asignación es único, sin diferenciarse por tecnología, y expresado en S./kW-mes. Este precio será establecido por el COES para el Acto de Apertura de Ofertas. Existe un límite a dicho precio ofertado, el cual no puede superar el 50% del precio de potencia vigente (expresado en S./kW-mes).

Se asignará primero el servicio de provisión base, y en caso de que exista escasez del requerimiento de reservas, se adjudican las reservas del mercado de ajuste. Los requerimientos de reservas son co-optimizados y adjudicados en el PDO en conjunto con la energía. Para la co-optimización se consideran las ofertas de los agentes en la función objetivo. La liquidación económica del servicio prestado contempla los siguientes términos: Costo de Oportunidad, Asignación de Reserva y Términos por Superávit de Reserva. El costo de oportunidad es calculado por el COES para las Unidades de Generación proveedores del servicio de RSF en cada período diario de programación del PDO. El costo de oportunidad representa la diferencia del beneficio neto obtenido por una Unidad de Generación en el programa de producción de energía durante un periodo de programación, motivado por la necesidad de despachar a este en un punto de funcionamiento con producción inferior para permitirle la provisión de la RSF que se le asigna.

Los pagos por regulación secundaria son de cargo de todos los participantes del mercado mayorista de energía a prorrata de sus inyecciones y/o retiros de energía.

### 3.3. California

En California el proceso de balance consiste en un sistema de co-optimización de Energía y Servicios Complementarios para todos los mercados del CAISO, lo cuales corresponden a

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 16 de 341

*Day-Ahead* (DA) y *Real-Time* (RT). Para el proceso de co-optimización se consideran restricciones respectivas a los recursos, tecnologías y requerimientos del sistema.

Con respecto a los pagos efectuados en el mercado, se tiene un sistema de *pay as clearing* donde el precio por un producto en específico corresponde al precio sombra o *Ancillary Service Marginal Price* (ASMP) de la restricción asociada a dicho producto. Dicho lo anterior, si la oferta de energía es suficiente, el ASMP corresponde a la suma de ese servicio complementario en específico más todos los servicios complementarios potencialmente sustitutos. Por otro lado, si la oferta de energía no es suficiente, entonces el precio de SSCC corresponde a la *Scarcity Reserve Demand Curve Values*. El precio de dicha curva está en función de la falta de Servicio Complementario que exista y de acuerdo a esto, el precio corresponderá a un cierto porcentaje del precio máximo de la oferta por energía.

En el mercado DA y RT se puede substituir un cierto servicio complementario por otro servicio complementario en la medida que el costo esperado de operación disminuya y se cumplan con los requerimientos mínimos de confiabilidad del sistema. Con respecto a la resolución temporal de cada mercado, el DA se encuentra disponible para presentar ofertas siete días antes y cierra un día antes del *Trading Day*. Las ofertas en el mercado DA deben contener información sobre cada hora del *Trading Day*. En el mercado de RT, las ofertas deben ser presentadas 75 minutos antes de cada *Trading Hour*. Dichas ofertas solo contienen información acerca de la *Trading Hour* correspondiente. El CAISO comunica los resultados de Servicios Complementarios del mercado DA a más tardar 45 minutos antes de la hora de operación, mientras que con respecto al RT los resultados son publicados a más tardar 22.5 minutos antes del siguiente intervalo de operación.

Los *Scheduling Coordinator* son las entidades calificadas para realizar transacciones en los mercados DA y RT. Las ofertas por los productos de servicios complementarios definidos deben ser presentadas a través de un *Scheduling Coordinator*, al cual se le asigna una parte de los requerimientos de servicios complementarios. El CAISO calcula los pagos y costos cobrados a los *Scheduling Coordinator* por concepto de servicios complementarios.

Los servicios complementarios son productos para ayudar a mantener la estabilidad y confiabilidad de la red. Los productos considerados dentro de los Servicios Complementarios corresponden a *Regulation Up*, *Regulation Down*, *Spinning Reserve* y *Non-Spinning Reserve*. La regulación es usada para el control de frecuencia del sistema, la cual debe ser mantenida cercana a los 60 Hz. Los recursos que proveen regulación deben ser certificados por el ISO y deben responder a señales de control automático para incrementar o reducir sus niveles de operación.

## **Regulation Up y Down**

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 17 de 341

Unidades con Control Automático de Generación pueden ser certificadas para entregar *Regulation Up* y *Down*. La capacidad máxima de regulación *Up* y *Down* queda definida por el límite de su capacidad de rampa en un tiempo de 10 minutos. Recursos distintos a generadores también pueden ser certificados para entregar *Regulation Up* y *Down*, como por ejemplo, tecnologías de *Energy Storage*.

### **Spinning Reserve**

Unidades generadoras despachables son certificadas si pueden responder a instrucciones de despacho de 5 minutos. Su capacidad máxima de *Spinning Reserve* es limitada por el mínimo entre su rango de operación desde mínima carga a máxima capacidad y su capacidad máxima de rampa en un tiempo de 10 minutos.

### **Non-Spinning Reserve**

*Participating loads*, *Proxy Demand Response* y *Curtailable Demand* que pueda ser reducida en consumo o Unidades Generadoras que puedan responder a instrucciones de despacho de 10 minutos pueden participar en *Non-Spinning Reserve*. El máximo de capacidad de *Non-Spinning Reserve* para *Fast Start Units* queda definido por el máximo entre el nivel de operación que puedan alcanzar desde *offline* en un tiempo de 10 minutos y la capacidad de rampa máxima en 10 minutos.

El máximo de capacidad de *Non-Spinning Reserve* para otros recursos, que no pueden pasar a encendido y sincronizarse con la red dentro de 10 minutos, queda definido por el mínimo entre su rango de operación de mínima carga a máxima capacidad y su capacidad máxima de rampa en 10 minutos.

En el mercado de DA, *Non-Spinning Reserve* puede ser obtenido de todos los recursos *online* y de *offline Fast Start Units*. Solo las unidades cuyas características técnicas les permitan entregar *Non-Spinning Reserve* dentro de 10 minutos pueden participar en el mercado de RT de *Non-Spinning Reserve*.

La jerarquía para evaluar los distintos tipos de servicios complementarios en el proceso de co-optimización corresponde a la siguiente, en un orden de la más importante a la menos importante: *Regulation Up*, *Spinning Reserve*, *Non Spinning Reserve*.

Los recursos que proveen servicios complementarios reciben un pago de acuerdo a *pay as clearing* tanto en los mercados de DA y RT. Como se mencionó anteriormente, los productos definidos por

el CAISO como servicios complementarios corresponden a cuatro tipos diferentes, los cuales tienen distintos precios promedio para el mercado de RT y DA.

Con respecto al mercado de DA, los precios promedios del año 2017 por los cuatro productos definidos como servicios complementarios corresponden a: *Regulation Down* \$7.69, *Regulation Up* \$12.13, *Spinning Reserve* \$10.13 y *Non-Spinning Reserve* \$3.09.

Con respecto al mercado de RT, los precios promedio del año 2017 para los cuatro productos definidos como servicios complementarios corresponden a: *Regulation Down* \$9.76, *Regulation Up* \$21.10, *Spinning Reserve* \$19.90 y *Non-Spinning Reserve* \$17.37.

Con respecto a situación de indisponibilidad para la entrega de servicios complementarios, debido a una restricción individual del recurso, CAISO anula el pago de manera que no se remunera la capacidad que se encuentra indisponible. Esta capacidad se valora a precio marginal de servicio complementario (ASMP) del periodo temporal correspondiente. Por otro lado, si la indisponibilidad a entregar servicios complementarios es causa de una restricción externa al recurso, i.e. control ejercido por CAISO, el pago de servicios complementarios no es anulado.

### 3.4. Dinamarca

En Dinamarca el proceso de balance consiste en un sistema de auto-despacho, donde la provisión de reservas es asignada en base a subastas, mientras que la activación de estos productos se determina en base a la curva de oferta, empezando por la capacidad adjudicada con menor costo. En este país los requerimientos de reservas de SSCC varían dependiendo de la región de suministro de estos servicios, pudiendo corresponder a la región de Dinamarca Occidental, i.e. al este del *Great Belt Power Link* (llamada DK2), o en Dinamarca Oriental, i.e. al oeste del *Great Belt Power Link* (llamada DK1).

A la región DK1 corresponde el suministro de reserva primaria o *Frequency Containment Reserve* (FCR), la habilidad de suministrar y capacidad de reserva secundaria *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR), reservas manuales o *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR), y otras propiedades requeridas para mantener la estabilidad del sistema. Por otro lado, la región DK2 contempla el suministro de *Frequency-Controlled Disturbance Reserve* (FCR-D), *Frequency-Controlled Normal Operation Reserves* (FCR-N), la habilidad de suministrar reserva secundaria *Automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR), reservas manuales o *Manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR), y otras propiedades requeridas para mantener la estabilidad del sistema.

En todos los casos se consideran las ofertas para *Upward* como *Downward Regulation*, a excepción de la FCR-D, para la cual solo se aceptan ofertas para *Upward Regulation*. De forma general, los

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

oferentes deben, a través de la documentación y testeo necesarios, demostrar la capacidad técnica de suministrar cada servicio de reservas, validando su capacidad de ofertar dichas reservas, razón por la cual las turbinas eólicas solo pueden realizar ofertas si estas incluyen otras fuentes de generación que aseguren el suministro en caso de falta del recurso renovable. Finalmente, Los costos producto de la provisión de reservas son asumidos en su totalidad por los usuarios de la red.

De forma general, cuando se presentan dos o más ofertas de igual precio, donde solo una de estas es necesaria, se utiliza un generador mecánico aleatorio para su asignación. Si hiciera falta un mayor número de ofertas para suplir los requerimientos de reserva, Energinet enviará un email a todos los actores solicitando más ofertas. Las ofertas se aceptan por completo o no se aceptan. De la misma forma, los procesos administrativos descritos para el mercado de los servicios complementarios en Dinamarca se realizan a través de la página web de Energinet, el ISO Danés, y de su portal de autoservicio; la validación de la capacidad de reserva se realiza en línea, entre las plantas generadoras y el Centro de Control de Energinet; y la provisión de las reservas se realiza de forma automática o mediante órdenes de control directas del Operador.

En caso de no contar con SSCC suficientes, los servicios deben ser priorizados (jerarquizados) de la siguiente manera:

1. Reserva Primaria en DK1 y FCR-D en DK2;
2. aFRR en DK1 y FCR-N en DK2; y
3. Reservas Manuales.

La obligación de prestar los requerimientos de reservas no es transferible a través de otro agente. En caso de no encontrarse disponible la reserva, i.e. no proveer el servicio, los oferentes pueden ser impedidos de ofertar por un periodo definido de tiempo, máximo un mes. La no disponibilidad de la reserva, así mismo, debe ser informada a todas horas. Los costos incurridos para suplir las faltas de suministro de estas reservas deben ser costeadas por el oferente en caso de no poder solucionar el problema de disponibilidad.

Para todos los rangos de precios obtenidos, considerar el registro disponible en línea desde Septiembre de 2017 a Noviembre de 2018, habiendo desestimado aquellas horas en las que no se realizaron compras de reservas, y el precio se fijó en 0 EUR/MWh o 0 EUR/MWh/h.

### **Reserva Primaria o *Frequency Containment Reserve (FCR)* en DK1**

La FCR asegura el balance entre la producción y demanda de energía de forma automática, estabilizando las desviaciones de la frecuencia de operación del sistema de los 50 Hz. Energinet procura el suministro de este tipo de reservas a través de subastas diarias para el siguiente día de

[Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones](#)

Informe Final

Página 20 de 341

operación, el cual se divide en 6 bloques de 4 horas cada uno. La capacidad ofertada es pagada según el precio de la oferta de capacidad más cara aceptada, i.e. a precio marginal.

Durante el periodo de registros en DK1, el pago a aquellos participantes ofreciendo FCR Upward Regulation tuvo un mínimo de 0 EUR/MWh/h, un máximo de 41.67 EUR/MWh/h, y un promedio de 1.53 EUR/MWh/h; mientras que para la provisión de Downward Regulation, este tuvo un máximo de 134.86 EUR/MWh/h, un mínimo de 0 EUR/MWh/h, y un promedio de 20.76 EUR/MWh/h.

La oferta mínima por este tipo de reserva es de 0.3 MW, por una duración de al menos 4 horas, dado un precio único por MW, pudiendo esta no ser simétrica, en circunstancias donde la demanda en 2017 de Energinet fue de +/- 20 MW, pudiendo transferir hasta +/- 90 MW a otros ISOs.

Los llamados a ofertar cierran a las 15 horas del día anterior, y la adjudicación del mercado resulta según la curva de oferta de reservas, de forma tal de incurrir en el menor costo. Las ofertas se aceptan por completo o no se aceptan, y aquellas mayores a 5 MW que sobrepasen los requerimientos necesarios pueden ser desestimadas. A las 15.30 horas del día anterior, Energinet informará a cada actor cuyas ofertas hayan sido aceptadas, así como su pago por disponibilidad correspondiente de acuerdo al precio marginal.

### **Reserva Primaria o *Frequency-Controlled Normal Operation Reserve (FCR-N)* en DK2**

La FCR-N estabiliza la frecuencia del sistema luego de un imbalance de forma automática. El procuramiento de este tipo de reservas se realiza mediante subastas diarias, donde los pagos resultan según *pay as bid*, donde la energía (MWh) entregada para *Upward Regulation* se costea según el precio de regulación de potencia para dicho servicio. De forma similar se paga la energía provista en la *Downward Regulation*. Durante el período de registros en DK2, el pago a los actores del mercado ofreciendo regulación primaria FCR-N fue de un máximo de 261.35 EUR/MWh/h, un mínimo de 9.19 EUR/MWh/h, y un promedio de 30.30 EUR/MWh/h.

La mínima oferta por este tipo de reserva es de 0.3 MW. El requerimiento existente es simétrico, tanto para *Upward* como *Downward Regulation*. Energinet tiene un requerimiento de 23 MW, mientras que el requerimiento combinado de la red ENTSO-E RG Nordic es de 600 MW, donde Energinet debe suplir una parte en relación a la producción de Dinamarca Oriental. El requerimiento total es procurado en partes. Una de estas se procura dos días antes del día de operación (D-2) y el resto el día inmediatamente anterior (D-1). Las ofertas pueden ser horarias o en bloques (uniformes en capacidad y precio de disponibilidad). Para D-2, las ofertas pueden realizarse en bloques de hasta 6 horas, las cuales son aceptadas hasta las 15 horas dos días antes del día de operación. Para D-1, las ofertas en bloques pueden ser de hasta 3 horas, las cuales son recibidas hasta las 18 horas. Estos bloques pueden empezar en cualquier momento durante el día

### **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

de operación, pero deben terminar dentro del mismo día. Las ofertas pueden cambiar hasta la hora de cierre del llamado, donde aquellas fuera de plazo son rechazadas a menos de que todos los actores sean notificados de ello.

La casación del mercado se realiza según la curva de oferta de reservas. Para D-2, la resolución del mercado se publica 1 hora después de cerrado el llamado de ofertas, señalando a los actores el volumen adjudicado y el precio promedio por hora de disponibilidad de capacidad. Para D-1 se dan las mismas condiciones, 2 horas después del cierre del llamado.

### **Reserva Primaria o *Frequency-Controlled Disturbance Reserve (FCR-D)* en DK2**

La FCR-D regula la frecuencia luego de una caída sustancial de ésta como resultado de la salida de operación de centrales generadoras o líneas mayores de forma automática. La asignación de reservas se realiza mediante subastas diarias *pay as bid*, donde el suministro de energía por este tipo de reservas se paga al igual que imbalances normales. Durante el periodo de registros en DK2, el pago a los actores del mercado ofreciendo regulación primaria FCR-D para *Upward Regulation* fue de un máximo de 284.82 EUR/MWh/h, un mínimo de 3.39 EUR/MWh/h, y un promedio de 12.44 EUR/MWh/h.

El requerimiento combinado de la red ENTSO-E RG Nordic responde a la falla de dimensionamiento (caída de la mayor planta nuclear en operación) menos 200 MW, y se distribuye en proporción a las fallas de dimensionamiento de cada región. En el caso de Dinamarca Oriental, Energinet define el requerimiento de cada semana el día jueves de la semana anterior, el cual es de aproximadamente 150 a 180 MW.

### **Reserva Secundaria o *Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)* en DK1**

La aFRR sirve a dos propósitos; liberar la reserva primaria, i.e. restaurar la frecuencia a 50 Hz; y restaurar los imbalances en las interconexiones para seguir el plan acordado. El mecanismo utilizado en la asignación del recurso corresponde a subastas con duración dependiente del requerimiento particular de este tipo de reserva, donde los precios se definen según *pay as bid* (para el pago por capacidad) y un Precio Regulado (para el caso de la energía suministrada). La energía (en MWh) entregada por la *Upward Regulation* se costea según el precio spot en la región DK1, más DKK 100/MWh, o a lo menos en el precio de regulación de potencia para dicho tipo de regulación. Para la *Downward Regulation*, la energía se paga según el precio spot, menos DKK 100/MWh, o a lo más el precio de regulación de potencia para dicho tipo de regulación.

Durante el periodo de registros en DK1, el precio de disponibilidad de reservas automáticas para *Upward Regulation* tuvo un máximo de 347.69 EUR/MWh/h, un mínimo de 1.31 EUR/MWh/h, y un promedio de 59.35 EUR/MWh/h; mientras que para *Downward Regulation* tuvo un máximo de 130.88 EUR/MWh/h, un mínimo de -50 EUR/MWh/h, y un promedio de 29.84 EUR/MWh/h.

## **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

La oferta para este tipo de reservas es simétrica para *Upward* y *Downward Regulation*, donde el rango del monto a ofertar es entre 1 MW y 50 MW, para el periodo solicitado por la demanda del requerimiento. Dicho requerimiento se basa en la incertidumbre del pronóstico de generación eólica, y se recomiendan niveles de reserva de al menos +/- 90 MW, siendo publicado con días de anticipación y pudiendo tener una duración de varios días, pero nunca más de un mes.

Respecto de las etapas administrativas, los tiempos y horizontes de presentación de las ofertas dependen de los requerimientos definidos, aceptándose ofertas hasta las 9.30 am del día anterior a aquel de operación, o hasta 18 horas después de presentado el requerimiento. En el caso de las ofertas para *Upward Regulation*, estas no pueden ser provistas por un mix de unidades de generación y consumo. Finalmente, los participantes son notificados del despeje del mercado de 1 a 3 horas después del cierre del periodo de ofertas.

### **Capacidad de suministro de aFRR, en DK1 y DK2**

Este servicio fue introducido para retener suministradores actuales de reservas de aFRR y atraer nuevos actores que sean capaces de proveer este tipo de reservas. La asignación de este tipo de reservas se realiza mediante subastas mensuales con duración mensual, procurando productos simétricos solamente. Generalmente se ofertan +/- 90MW en Dinamarca Occidental y +/-12MW en Dinamarca Oriental. El pago resultante a cada oferente es del tipo *pay as bid*.

El rango del monto a ofertar es de 1 MW a 50 MW, donde el plazo para ofertar se anuncia en la página web de Energinet y la notificación y publicación de los resultados puede realizarse hasta el día posterior al cierre del llamado de ofertas a la subasta.

### **Reserva Terciaria o Manual Reserve (mFRR) en DK1 y DK2.**

En el caso de la mFRR, la *Upward* y *Downward Regulation* permite liberar la aFRR y el FCR-N en la eventualidad de imbalances menores o salidas de operación de máquinas, o restricciones que afecten la generación o la transmisión. La provisión se determina mediante subastas diarias, donde los precios resultantes de la adjudicación son iguales al precio marginal del costo para *Upward* como *Downward Regulation*, donde la energía se paga al mismo precio para todos los oferentes, igual al precio de la oferta más cara activada necesaria para cumplir el suministro de la reserva.

Durante el periodo de registros en DK1, el precio de disponibilidad de reservas manuales para *Upward Regulation* tuvo un máximo de 80.54 EUR/MWh, un mínimo de 0.13 EUR/MWh, y un promedio de 0.49 EUR/MWh. Durante el periodo de registros en DK2, el precio de disponibilidad de reservas manuales para *Upward Regulation* tuvo un máximo de 1408.26 EUR/MWh, un mínimo de 0.40 EUR/MWh, y un promedio de 24.86 EUR/MWh.

El monto ofertado no requiere ser simétrico, pudiendo ser de un volumen mínimo de 5 MW y máximo 50 MW, donde la demanda horaria que debe ser suplida para *Upward* y *Downward* (en casos especiales) *Regulation* se publica en el sitio web de Energinet a más tardar a las 9 horas del día anterior a la operación, las ofertas deben presentarse hasta las 9.30 horas, y las ofertas aceptadas y precios de despeje son publicadas a las 10 am.

La adjudicación del mercado se realiza de acuerdo a la curva de oferta. Las ofertas pueden ser desestimadas si no cumplen con requerimientos regionales de demanda, en cuyo caso todos los oferentes son notificados al respecto. Ofertas mayores a 25 MW que generen una sobreoferta de capacidad pueden ser desestimadas.

Si el *Great Belt Power Link* se encuentra limitado desde DK2 a DK1, Energinet puede requerir de reservas manuales adicionales para el DK1 durante la mañana, para lo que se realiza una subasta similar a aquella ya realizada. Los actores son notificados a más tardar a las 14.30 horas vía email definiendo el nivel de requerimiento, los días en que este es distinto de cero. Las ofertas deben ser enviadas hasta las 15 horas. La subasta se realiza y los resultados son publicados a más tardar las 15.30 horas.

#### **Control de Tensión o Reserva de Reactivos**

Energinet puede ordenar a las plantas generadoras cambiar su generación o consumo de reactivos fuera de valores aceptables hasta que niveles aceptables de operación y balance de reactivos sean alcanzados. El recurso se indica a través del telegrama de producción entre Energinet y los suministradores, indicando los nombres de las plantas y los requerimientos de potencia reactiva.

#### **Plan de Recuperación de Servicio o *Black Start***

Finalmente, el servicio de *Black Start* no es mandatorio, siendo remunerado según un mecanismo de *pay as bid*. Para este servicio, Energinet cuenta con unidades con capacidad de regulación de 0 a 100 MW en 15 minutos. Energinet asegura la capacidad de proveer el suministro a través de simulaciones del procedimiento, las cuales realiza varias veces al año.

### **3.5. Alemania**

Alemania cuenta con un mercado de servicios complementarios establecido. Existen cuatro TSOs en Alemania, los que comparten una plataforma de mercado común<sup>2</sup> para la procuración de dichos servicios complementarios. El mercado se encuentra diseñado de forma general para tres productos de reserva - Control Primario, Secundario y Terciario, los que se diferencian en función del tiempo de respuesta requerido frente a desbalances en la frecuencia del sistema eléctrico, en

---

<sup>2</sup> <https://www.regelleistung.net/ext/>

todos los cuales pueden participar medios de generación, respuesta a la demanda (por medio de Agregadores, en caso de ser actores de pequeño tamaño) y almacenamiento.

Los productos son procurados en mercados de corto plazo, donde las reservas para el Control Primario y Secundario son definidas en subastas semanales, mientras que para el Control Terciario, estas son definidas en subastas diarias. Si bien se requiere una pre-calificación para proveer los servicios, el criterio es idéntico para todos los productos.

El procuramiento de los productos se divide en dos bloques de tiempo: el periodo principal (*Haupttarif*) de Lunes a Viernes de 8 a 20 horas, con un total de 60 horas semanales, y el sub-periodo (*Nebentarif*) que cubre el resto del tiempo, con un total de 108 horas semanales. Los actores ofrecen una capacidad disponible en MW, a un precio fijado en EUR/MW, y un precio por energía para el balance en EUR/MWh. Los ganadores de las subastas son asignados en base a solo sus ofertas por capacidad, recibiendo un pago de acuerdo a *pay as bid*<sup>3</sup>. Los datos de precios reportados para reservas de Control Primario, Secundario y Terciario fueron rescatados de la página web común de los TSOs en el plazo comprendido entre el 1 de Octubre y el 7 de Noviembre de 2018.

#### **Control Primario o *Primary Control Reserve* (FCR)**

Las subastas para reservas en FCR son de carácter semanal, llevadas a cabo los días Martes (llamado a ofertar termina a las 15 horas) en vista de la operación de la semana siguiente, teniendo por consiguiente la oferta una duración de una semana, teniendo un pago por capacidad. La oferta de capacidad de reservas debe ser simétrica, mayor o igual a 1 MW, en escalones de 1 MW.

Para el periodo observado, el precio por capacidad promedio y máximo aceptado fue de 2755 y 3145 EUR/MW, respectivamente.

#### **Control Secundario o *Secondary Control Reserve* (aFRR)**

Las subastas para reservas en aFRR son de carácter semanal, llevadas a cabo los días Miércoles en vista de la operación de la semana siguiente. Los productos semanales tienen un pago por capacidad y energía de balance, clasificándose según el periodo de tiempo de provisión del servicio: *Peak*, de Lunes a Viernes de 8 a 20 horas; *Off-peak*, de Lunes a Viernes de 0 a 8 horas, y de 20 a 24 horas, así como fines de semana y días festivos nacionales, de 0 a 24 horas. La oferta de

---

3

<https://www.advancedsciencenews.com/bidding-strategies-in-austrian-and-german-balancing-power-auctions/>

capacidad de reservas no requiere ser simétrica, pero debe ser mayor o igual 5 MW, en escalones de 1 MW.

Durante el periodo de tiempo observado, para el caso de la regulación hacia abajo de aFRR, los pagos por capacidad tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 0, 9.46, y 120.28 EUR/MW, respectivamente; mientras que los pagos por energía tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 19, -69.05, y -9999 EUR/MWh, respectivamente. Para el caso de la regulación hacia arriba, los pagos por capacidad tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 0, 14.48, y 306.53 EUR/MW, respectivamente; mientras que los pagos por energía tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 20.47, 519.06, y 9999 EUR/MWh, respectivamente.

### **Control Terciario o *Tertiary Control Reserve* (mFRR)**

Las subastas para reservas en mFRR son de carácter diario, llevadas a cabo a las 10 horas de cada día en consideración de la operación del día siguiente, fin de semana o festivo. El producto de reserva tiene una resolución de 6 bloques diarios, de 4 horas cada uno, recibiendo por ellos un pago por capacidad disponible y energía de balance. La oferta de capacidad de reservas no requiere ser simétrica, debiendo ser mayor o igual a 5 MW, en escalones de 1 MW, pudiendo además ser designadas como indivisibles para el caso de ofertas de hasta un máximo de 25 MW, razón por la cual, en la asignación de las reservas, una oferta puede ser pasada por alto en caso de verse sobrepasado el requerimiento.

Durante el periodo de tiempo observado, para el caso de la regulación hacia abajo de mFRR, los pagos por capacidad tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 0, 0.09, y 5.6 EUR/MW, respectivamente; mientras que los pagos por energía tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 0, -33.23, y -9442 EUR/MWh, respectivamente. Para el caso de la regulación hacia arriba, los pagos por capacidad tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 0, 1.15, y 13.77 EUR/MW, respectivamente; mientras que los pagos por energía tuvieron un valor mínimo, promedio y máximo de 45, 220.24, y 9999 EUR/MWh, respectivamente.

### **Control de Voltaje**

El control de voltaje y despacho de potencia reactiva tiene por objetivo mantener el perfil de voltaje cercano al perfil deseado y dentro de una banda de tolerancia, durante un periodo de minutos a horas. Adicionalmente, este busca prevenir caídas de tensión o limitarlas en su magnitud y prolongación en el tiempo en la eventualidad de fallas.

Actualmente, la demanda de reactivos es reducida en comparación con la demanda de potencia activa. Además, la generación o absorción de reactivos debe ser suministrada cerca de sus puntos de demanda, con lo que el tamaño potencial del mercado es reducido.

### 3.6. Nueva Zelanda

En Nueva Zelanda, los servicios complementarios se agrupan dentro de 5 categorías: *Frequency Keeping (FK)*, *Instantaneous Reserve (IR)*, *Over Frequency Reserve*, *Voltage Support* y *Black Start*, definidos por regulador *Electricity Authority* a través de *The Code*, reglamento en el cual se establecen las responsabilidades y deberes que se aplican a los participantes de la industria. De modo general, el operador debe realizar licitaciones para cada servicio complementario al menos una vez cada 24 meses, a excepción de que este considere que no se necesite mayor cantidad de servicios complementarios en la zona.

El proceso de balance en este país se realiza a través de la co-optimización de energía y reservas, donde estas últimas participan a través de un mecanismo *pay as bid* en un mercado con resolución de 30 minutos para los servicios de IR y FK. Dentro de ambas categorías existen subproductos, en el caso del FK se subdivide en *Single FK* y *Multiple FK*, según la capacidad de rampa que posee la unidad y para los cuales se les remunera a través de un pago por disponibilidad representando en el valor de la oferta realizada. Por otro lado, el servicio de *Instantaneous Reserve* se clasifica en *Fast IR* y *Sustained IR* según el tiempo de respuesta en que debe actuar, en este caso ambos son remunerados con el precio ofertado.

El mercado es ejecutado a través de WITS (*wholesale information and trading system*) una plataforma centralizada que recibe, valida y publica la información del mercado. Para su funcionamiento, los agentes suben sus ofertas al sistema y se encarga de procesarlas y validarlas, para luego enviar los resultados de este proceso al operador para utilizarlos en el programa de despacho. Una vez calculados los precios y cantidades asignadas, el operador envía esta información de regreso a WITS que publica los resultados para los generadores y compradores.

Los servicios de *Over Frequency Reserve*, *Voltage Support* y *Black Start* se proveen a través de licitaciones y contratos de largo plazo con precio y cantidad fija. El pago por estos servicios consiste en un precio fijo por disponibilidad y otro por activación, definidos dentro de cada contrato y con capacidad de ser reajustados con una frecuencia no mayor a 12 meses. En estos casos el operador tiene la facultad de rescindir un contrato cuando considere que la cantidad de salidas por mantención que enfrentan los equipos del participante estén afectando en forma relevante la provisión del servicio.

Cabe destacar que, para todos los servicios, en caso de no poder cumplir el requerimiento en forma adecuada, el agente debe dar aviso al operador y este se libera de la responsabilidad de pagar por el servicio en el período correspondiente. Además, el agente debe iniciar acciones

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

correctivas con tal de estar disponible para cumplir con los requerimientos ante una eventual nueva instrucción de despacho por parte del operador.

En cuanto a la asignación de costos por proveer servicios complementarios, en Nueva Zelanda estos costos son adjudicados a distintos agentes del sistema según el tipo de producto, es así como para *Frequency Keeping* los costos son asignados a los compradores de energía a nivel nacional y en proporción a la cantidad de energía que retiran de la red. Para el caso de *Instantaneous Reserve*, *Over Frequency Reserve* y *Black Start* los costos se cargan a la transmisión. Finalmente, para el servicio de *Voltage Support*, los costos se asignan a la distribución de la zona correspondiente.

### ***Frequency Keeping***

El servicio de *frequency keeping* se encarga de balancear las diferencias entre demanda y generación con el objetivo de mantener la frecuencia de la red en torno a los 50 Hz bajo condiciones de operación. El requerimiento de este servicio consiste en una banda de desviación de MW dentro de la cual el sistema es capaz de operar sin comprometer la seguridad y calidad del servicio, esta banda es repartida entre los agentes que ofertan sus bandas de MW a través de subastas cerradas dentro de un mercado con horizonte de tiempo de 30 minutos. Además, como requerimiento especial se exige tener al menos un proveedor de este servicio en cada isla.

Las ofertas deben ser enviadas con al menos 2 horas de anticipación respecto al período de transacción correspondiente, como caso excepcional se aceptarán ofertas luego de ese tiempo solo cuando el operador lo indique. Cada agente puede enviar hasta 5 ofertas separadas con diferentes bandas de MW y precio. La oferta mínima para participar tanto en *single frequency keeping (SFK)* o *multiple frequency keeping (MFK)* es de 8 MW de banda de acción, con una respuesta promedio de al menos 10 MW por minuto cuando el error en frecuencia de la red es mayor a 0.2 Hz para SKF y de al menos 0.4 MW por minuto por cada MW en la banda de MW asignada.

El operador tiene la facultad de retirar una oferta con el fin de cumplir con los PPO's (principal performance objective) del sistema. Una vez completado el proceso de validación y despacho, el operador debe realizar las instrucciones de despacho al menos 5 minutos antes del inicio o fin de cada período de transacción, las cuales son publicadas a través de WITS.

En caso de que una unidad oferente se encuentre indisponible para concretar su oferta lo debe comunicar de forma inmediata al operador y este tomará acciones según sea el caso. Cuando ocurre antes de la asignación de ofertas, el operador retira la oferta correspondiente y, en caso de necesitar más oferentes los solicita al mercado. Cuando la indisponibilidad ocurre dentro del período o el agente no es capaz de mantener la frecuencia dentro de los requerimientos, el operador revisa las instrucciones de despacho y realiza instrucciones adicionales que permitan cumplir con los requerimientos del sistema.

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final  
Página 28 de 341

### ***Instantaneous Reserve***

El servicio de *Instantaneous Reserve* se encarga de gestionar la recuperación de la frecuencia de la red en un evento de disminución de frecuencia con el objetivo de impedir que esta continúe disminuyendo.

Para proveer este servicio las unidades deben ser capaz de sostener la reserva al menos por 60 segundos luego del tiempo de activación de *trip* y poseer equipamiento suficiente para realizar mediciones cada 6 y 10 segundos para *fast instantaneous reserve* y *sustained instantaneous reserve*, respectivamente. Al igual que en el mercado de *Frequency Keeping*, las ofertas deben ser enviadas con al menos 2 horas de anticipación respecto al período de transacción correspondiente, como caso excepcional se aceptan ofertas luego de ese tiempo solo cuando el operador lo indique. Además, se destaca que en caso de que el operador del sistema considere que un agente no es capaz de cumplir con los requisitos de rendimiento del servicio, este tiene la facultad de poder retirar la oferta hasta que dicho agente entregue evidencia que demuestre su capacidad para cumplir con los requerimientos en forma razonable.

Finalmente, las ofertas pasan por un proceso de validación a través de la plataforma WITS y un proceso de despacho por parte del operador de forma equivalente al realizado para el servicio de *Frequency Keeping*, realizando las instrucciones de despacho al menos 5 minutos antes del inicio o fin de cada período de transacción. En general los precios de reserva que resultan de este proceso varían entre 0 y 0.7 \$/MW con peaks frecuentes que oscilan entre 5 y 20 \$/MW. En condiciones especiales del sistema los precios pueden superar los 100\$/MW y llegar incluso a valores del orden de los precios de energía.

### ***Over Frequency Reserve***

El servicio de *Over Frequency Response* tiene como objetivo contener la subida de frecuencia y restaurarla a la banda de operación normal, luego de un evento que cause que la frecuencia exceda los 52 Hz en la isla Norte o 55 Hz en la isla Sur.

Para proveer este servicio la unidad debe ser capaz de actuar en forma remota ante las instrucciones del operador sobre el equipamiento de relé que controla la conexión y desconexión de carga. Además, debe estar disponible para proveer el servicio en todo momento, excepto si la unidad se encuentra en pruebas o en un período de transacción en que la unidad no esté generando potencia activa.

La adjudicación de este servicio se realiza a través de licitaciones y contratos de precio y cantidad fija establecidos directamente con el operador y bajo las condiciones generales descritas previamente que aplican para el resto de los servicios que se proveen bajo esta modalidad.

### ***Voltage Support***

El servicio de *Voltage Support* consiste en proveer fuentes de potencia reactiva adicionales, ya sea de forma estática o dinámica, para controlar el voltaje de la red dependiendo de la ubicación y de las condiciones de operación del sistema. Los requerimientos para entregar el servicio cambian según la forma en que este se entregue, exigiendo un control manual cuando se opera como fuente de potencia reactiva estática o un control automático cuando se opera como fuente de potencia reactiva dinámica.

La adjudicación de este servicio se realiza a través de licitaciones y contratos de precio y cantidad fija establecidos directamente con el operador y bajo las condiciones generales descritas previamente que aplican para el resto de los servicios que se proveen bajo esta modalidad. Los precios resultantes de este proceso para el año 2013 según *Electricity Authority* fueron de 0 cents/kvar entre los meses diciembre y febrero, mientras que entre marzo y noviembre fueron de 118 cents/kvar y 162 cents/kvar según la zona de prestación del servicio. Para los años previos, los precios variaron en el orden de 150 a 180 cents/kvar.

### ***Black Start***

El servicio de *Black Start* tiene como objetivo mantener equipamiento en el sistema que sea capaz de iniciar la generación en forma progresiva a partir de un *blackout* total o parcial.

Para proveer este servicio las unidades deben ser capaces de prenderse y operar a velocidad síncrona sin apoyo de la red o redes locales, controlar el voltaje de la red y mantener la frecuencia entre 49.25 Hz y 50.75 Hz.

La adjudicación de este servicio se realiza a través de licitaciones y contratos de precio y cantidad fija establecidos directamente con el operador y bajo las condiciones generales descritas previamente que aplican para el resto de los servicios que se proveen bajo esta modalidad. Cabe destacar que por reglamento se exige tener contratado el servicio de *black start* al menos para dos sitios dentro de cada isla.

### 3.7. Análisis y Conclusiones de la Revisión Internacional

Existen algunos elementos comunes a considerar que pueden ser relevantes para delinear las reglas en el caso Chileno y sus principios de diseño. Un principio de diseño común en la mayoría de los sistemas revisados es la noción de hacer vinculantes los resultados de la subasta.

En el caso Australiano, las subastas solo aplican a los productos de regulación de frecuencia normal y contingencia. Todos los demás SSCC se asignan mediante licitaciones de largo plazo. Las *bids* son recibidas y utilizadas para definir el despacho, y luego los pagos son en base al *clearing price*.

En el caso de Perú, las subastas sólo aplican en los servicios para regulación de frecuencia secundaria, bajo un esquema “Pay as Bid” con precios límite aplicado al precio ofertado. En el caso del SSCC denominado control de reactivos y regulación de frecuencia primaria (RPF), en ambos casos la condición que establece el regulador es que todos los generadores están obligados a proveer el servicio, con la excepción que en el caso de RPF las unidades de generación que deben cumplir esta obligación son aquellas que tienen una potencia instalada superior o igual a 10 MW.

En California, y de forma similar al resto de los Estados Unidos, se presentan esquemas de co-optimización, los que vinculan a la operación las ofertas de energía y reservas.

En los sistemas Europeos se dan esquemas secuenciales. Las subastas referentes a productos de control de frecuencia se adjudican en subastas de corto plazo, donde las ofertas aceptadas son luego activadas en la operación en base a listas de mérito.

El sistema de Nueva Zelanda asigna sus SSCC a través de licitaciones de largo plazo. Adicionalmente, para los servicios de control de frecuencia establece un mercado de corto plazo, donde las ofertas son utilizadas para definir el despacho no vinculante cada 30 minutos y con pago del tipo *pay as bid*.

Como conclusión resulta relevante destacar que, a excepción de Perú, en todos los casos estudiados se consideran ofertas tanto en energía como reserva, con reglas que son consecuencia de las condiciones tecnológicas y geográficas del sistema.

#### 4. Reglas Preliminares de Subastas y Licitaciones

El conjunto de propuestas preliminares de subastas y licitaciones tiene como objetivo capturar aspectos generales del diseño de estos mecanismos de mercado para la provisión de Servicios Complementarios en Chile. El conjunto de propuestas específicas requiere un trabajo conjunto entre el Coordinador y el equipo consultor, particularmente para alinear los procedimientos a las restricciones, necesidades y requerimientos de implementación requeridos por el Coordinador.

Estas propuestas se construyen tomando en consideración las mejores prácticas internacionales revisadas tanto en el Estudio 1 como en la primera sección de este informe. La revisión internacional muestra claramente la alta heterogeneidad de productos, diseños, reglas y procedimientos en los mercados de SSCC. En particular se observa que las reglas de subastas y licitaciones para SSCC son altamente dependientes del sistema eléctrico y regulación existente en cada sistema; algo particularmente relevante tomando en consideración la alta complementariedad de los SSCC con los mercados de energía.

Las propuestas preliminares de subastas y licitaciones consideran aspectos centrales del reglamento de Servicios Complementarios. En particular, el reglamento entrega relevancia a la evaluación de las condiciones de competencia, la utilización de mecanismos de remuneración de subastas y licitaciones basados en esquemas *pay as bid*, y la programación basada en la co-optimización de energía y reservas. Este marco de reglas impuesto por el reglamento introduce condiciones bastante particulares al diseño, que no se ven reflejadas en la experiencia internacional.

Dada la heterogeneidad de elementos de la experiencia internacional y las condiciones impuestas por el reglamento de SSCC es que en la presente sección se proponen un conjunto de diseños preliminares, especificando aspectos relevantes de las reglas, manejo de información, implementación, elementos de implementación técnicos y regulatorios. Cada diseño tiene pros y contras en cada una de estas dimensiones; por lo tanto, el diseño final debe ser el resultado de un proceso iterativo en conjunto con el CEN.

En consideración de los resultados del análisis de competencia de la presente consultoría, el esquema de subasta propuesto será evaluado en servicios de reserva secundaria y terciaria. Para el caso del servicio de respuesta primaria de frecuencia, al verse descartada la existencia de condiciones de competencia, se estipula el uso de instrucciones directas. Para los servicios de control rápido de frecuencia, regulación de voltaje, y el esquema de desconexión automático de carga, se considera como opción la utilización de licitaciones de largo plazo. Finalmente, para el plan de recuperación de servicio se descartaron condiciones de competencia por la naturaleza del producto, con lo que se sugiere la implementación de licitaciones de largo plazo.

#### **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

#### 4.1. Propuesta general de diseño de subastas y licitaciones

El diseño general toma elementos de la experiencia internacional, de los requerimientos impuestos por el reglamento, y toma en consideración ser un diseño que permite la participación de nuevas tecnologías proveedoras de SSCC. En particular, subastas y licitaciones para SSCC serán del tipo *pay as bid* y en el caso particular de reservas la programación, de carácter indicativa, resultará de un proceso de co-optimización entre reservas y energía. Un elemento central del diseño es el monitoreo de las condiciones de competencia, las cuales, de existir, permitirán la asignación y materialización de los SSCC utilizando los resultados de las subastas y licitaciones.

El diseño base asume que cada 12 meses se lleva a cabo el Estudio de Costos (estudio que se hace cada 4 años pero que de ser necesario puede realizarse con una periodicidad menor), en base al cual se determinarán los costos relacionados a la prestación de SSCC de parte de cada central de generación. Esta información será relevante para realizar la programación en aquellos escenarios en donde se descartan las condiciones de competencia, y por tanto se realiza una instrucción directa, co-optimizando en base a los costos derivados del propio Estudio de Costos.

Para los productos en los que **no se descartan** condiciones de competencia, los Coordinados **podrán** presentar sus ofertas para cada SSCC en los que tengan las capacidades técnicas para proveer dicho servicio. En el caso de reservas, dicha participación será de carácter obligatorio para asegurar una operación confiable y eficiente del sistema. Las ofertas deben tener resolución horaria y se deben presentar para todo el horizonte de programación, antes del mediodía del día anterior a la operación. El proceso de presentación de ofertas por SSCC de reserva tendrá periodicidad diaria. La oferta estará conformada por un precio por unidad de capacidad por cada SSCC.

Previo a la recepción de ofertas, el Coordinador deberá determinar e informar a los Coordinados si existen condiciones de competencia de corto plazo suficientes para cada SSCC en cuestión, en base al análisis realizado por la unidad de monitoreo de mercado, aplicando una metodología de análisis de competencia que puede tomar elementos de la desarrollada en el Estudio 1 así como análisis de comportamiento de ofertas y otros elementos particulares presentes en la operación del SEN. Este esquema se puede observar en la Figura 4.1. Adicionalmente, a modo de facilitar y transparentar el proceso de toma de decisiones de la unidad de monitoreo de mercado, es recomendable que todos los procesos automatizables (cálculo de índices de concentración, test de rentas pivotaes y otros) sean implementados en un sistema computacional de fácil acceso tanto para los usuarios como para la unidad de monitoreo de mercado. Esta última deberá basar sus decisiones utilizando esta herramienta de común información tanto para el Coordinador como para los Coordinados.

#### Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones

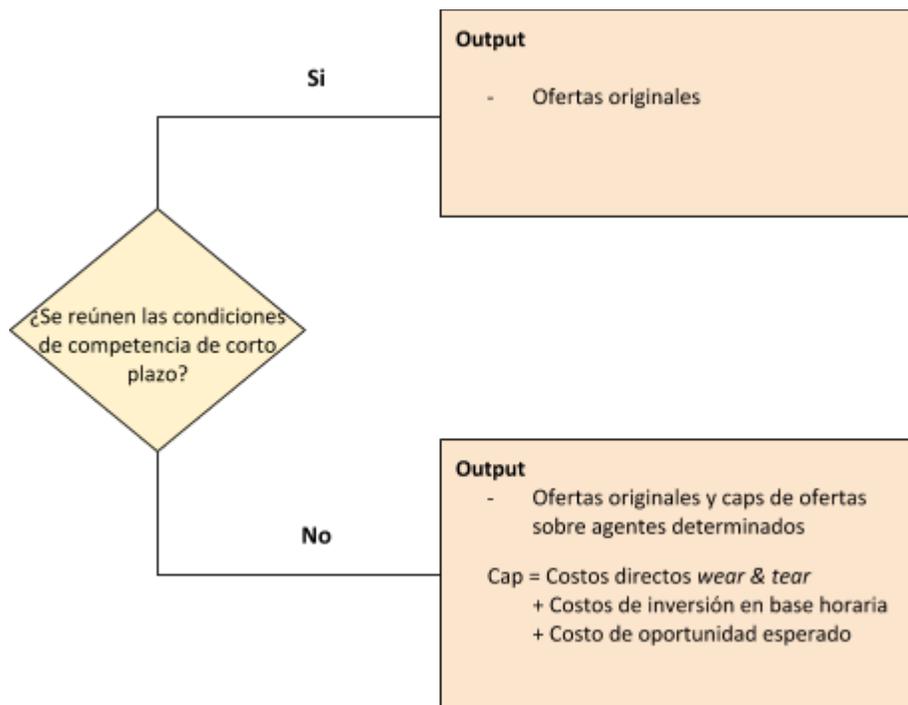


Figura 4.1. Diagrama del proceso de análisis de condiciones de competencia

Para casos en los que **no se reúnen** las condiciones de competencia de corto plazo suficientes, el CEN podría limitar las ofertas de aquellos agentes con potencial de generar un impacto en los niveles de competencia<sup>4</sup>. Si **se reúnen** las condiciones de competencia de corto plazo, las ofertas de precio de los oferentes serán aceptadas sin límites superiores. Notar que la obligatoriedad de la participación no tiene un efecto práctico de existir condiciones de competencia pues los agentes podrían ofertar precios altos en algunos productos lo que resultaría en restarse en la provisión de dicho producto. Sin embargo, de no existir condiciones de competencia en el corto plazo la obligatoriedad en la participación asegura un número adecuado de oferentes que aseguren la operación confiable y eficiente del sistema. La programación de la operación se realizará mediante la resolución de un problema de co-optimización de los costos de energía y ofertas de SSCC, donde se considerará un esquema de pagos *pay as bid*. Este esquema queda ilustrado en la Figura 4.2.

<sup>4</sup> Notar que, adicionalmente, según lo dispuesto en la Resolución Exenta N°801, de forma previa a la realización de las subastas o licitaciones, la CNE fijará los precios máximos (o mecanismos de valorización) para remunerar la prestación de servicios materializados según prestación y/o instalación directa y obligatoria, según se trate de servicios en los que no existen condiciones de competencia o de servicios cuyas subastas o licitaciones fueron total o parcialmente declaradas desiertas.

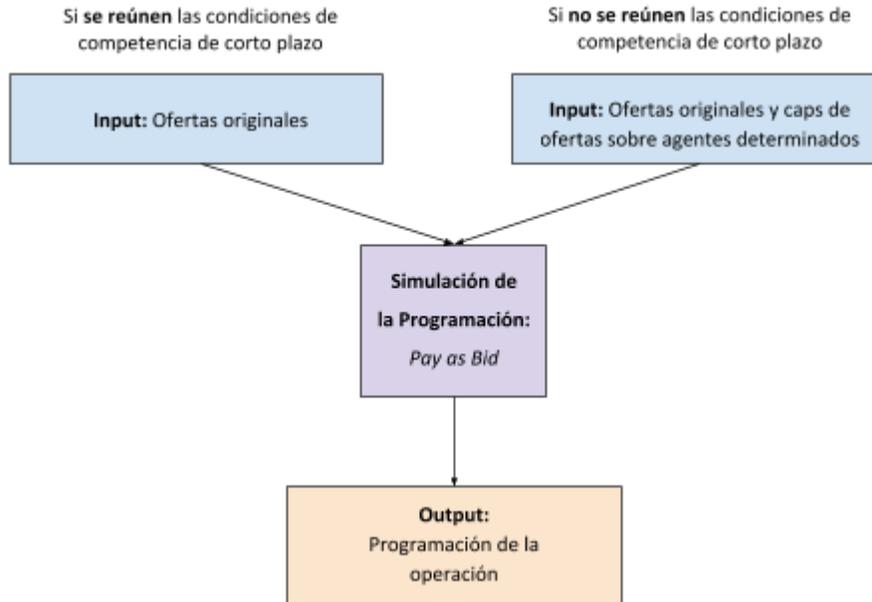


Figura 4.2. Programación de la operación y determinación de mecanismos de pagos

La programación de la operación tendrá un carácter indicativo sobre la operación en tiempo real que se lleve a cabo. Dado que la programación del día anterior es de carácter indicativo, se deberá (idealmente) re-despachar el sistema en energía y reservas de SSCC en tiempo real, en la medida que los cambios operacionales del Sistema Eléctrico Nacional lo requieran, resolviendo una co-optimización de energía y SSCC cuando sea necesario. Un diagrama general de la totalidad de la estructura del proceso está en la Figura 4.3. En esta figura,  $b_i$  corresponde a la oferta (*bid*) por SSCC de los agentes.

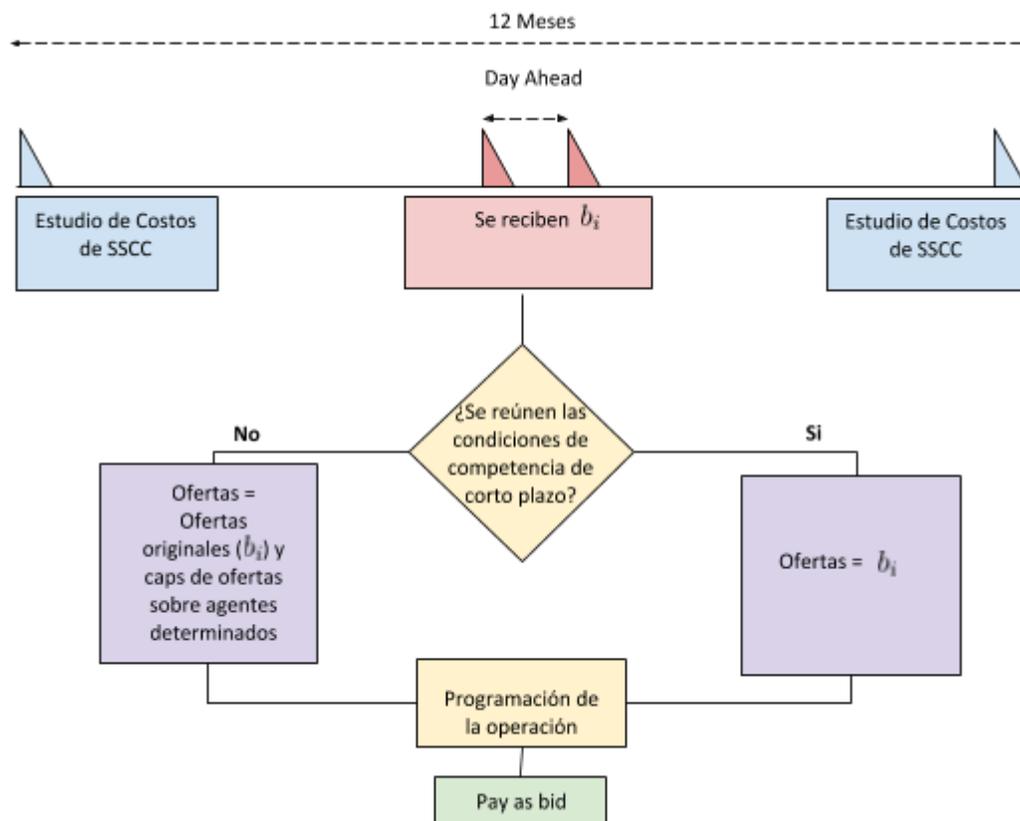


Figura 4.3. Esquema general del proceso de subastas

Finalmente, en relación a las reglas específicas, se considera lo siguiente:

1. **Límite a la oferta de ciertos recursos para la prestación de un SSCC:** Las reglas preliminares no contemplan límites a la oferta de recursos, para evitar asignaciones ineficientes.
2. **Obligación de ofertar de algunos o todos los participantes:** Las reglas preliminares contemplan la obligación de ofertar de todos los participantes; sin embargo no existe a priori un límite superior a la oferta de precio, lo que sería una forma práctica para no participar al existir condiciones de competencia en el corto plazo.
3. **Cantidad mínima a ofertar por los participantes:** Las reglas preliminares sólo contemplan una oferta de precio por unidad de capacidad de reserva a proveer. La capacidad de reserva de cada producto de parte de cada unidad generadora se determina en el Informe

de SSCC. Todas las tecnologías deberán pasar por un proceso de calificación para demostrar la capacidad de provisión de reservas.

4. **Precios máximos y/o mínimos:** Según lo dispuesto en la Resolución Exenta N°801. La CNE, de forma previa a la realización de las subastas o licitaciones, fijará los precios máximos (o mecanismos de valorización) para remunerar la prestación de servicios materializados según prestación y/o instalación directa y obligatoria, según se trate de servicios en los que no existen condiciones de competencia o de servicios cuyas subastas o licitaciones fueron total o parcialmente declaradas desiertas. Adicionalmente, existe una regla de subastas para aquellos casos en los que **no se reúnen** las condiciones de competencia de **corto plazo** suficientes, a partir de la cual el CEN podría limitar la ofertas de aquellos agentes con el potencial de generar un impacto en los niveles de competencia. Por otro lado, el CEN delimitará como precio mínimo 0, al no permitirse ofertas de precios negativos.
5. **Sustitución de tipos de reservas:** Las reglas preliminares no contemplan en un principio (desde la demanda) posibles sustituciones de tipos de reservas, debido a que los productos considerados en el presente estudio tienen características distintas y, por ende, se consideran ofertas y requerimientos independientes para cada SSCC. De todas formas, desde la oferta, si un agente pudiera proveer varios tipos de reserva con una misma unidad, esto estaría considerado en la co-optimización, ya sea a través de su oferta para las distintas reservas, o sus costos y capacidad reales definidos en el Estudio de Costos y el Informe IDPSSCC publicados cada año.
6. **Realizar ofertas de licitaciones o subastas por paquetes de SSCC en distintas instancias o en un solo acto:** Las reglas preliminares contemplan que las ofertas de subastas se realizan todas en un solo acto, teniendo como plazo el mediodía del día anterior a la operación que tendrá las asignaciones correspondientes a dicho proceso. Además, en base a los resultados del Estudio 1, las reglas preliminares previenen la realización de ofertas combinatoriales o paquetes específicos de SSCC.
7. **Eventuales restricciones a la participación de empresas:** Al igual que en el punto 1), las reglas preliminares no contemplan eventuales restricciones a la participación de empresas, para evitar asignaciones ineficientes. Se espera proteger al sistema del riesgo de subastas no competitivas a través de una evaluación previa de análisis de competencia, donde en casos con agentes con mucha pivotalidad y/o renta de poder de mercado, se definirían *caps* al precio ofertado por agentes determinados.
8. **Energía gestionable con costos de oportunidad:** El uso de las reservas provistas por centrales con energías gestionables, a los cuales el Coordinador determine un costo de oportunidad, no debiera limitar su capacidad de proveer energía. Al suponer un esquema en que la asignación de reservas del día anterior no fuera vinculante, la asignación final de

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 37 de 341

las reservas dependerá de las acciones de operación llevadas a cabo por el Coordinador en el tiempo real, en donde se priorizará el uso de los recursos de centrales con energías gestionables para la generación de energía.

9. **Separación de ofertas según bloques horarios:** Las reglas preliminares contemplan ofertas con resolución horaria, de forma de resolver el problema de pre-despacho y realizar una asignación de reservas lo más óptima posible.

Cabe mencionar que más adelante, los resultados y fenómenos observados en la modelación y simulaciones de la asignación de SSCC bajo distintas condiciones operativas en el SEN permitirá reevaluar los puntos mencionados y generar una discusión en torno a la posibilidad de incorporar más reglas específicas.

### **Licitaciones**

Para el caso de SSCC donde se recomienda el uso de licitaciones, las cuales corresponden a mecanismos de mercado diseñados en base a un set de reglas cuyo objetivo es determinar una asignación de recursos y precios, de un bien y/o servicios, esto sobre la base de las ofertas reveladas por los participantes [Preston and Mc. Millan, 1987]. La aplicación de licitaciones en el caso de SSCC como Control Rápido de Frecuencia o Control de Tensión, según los resultados del Estudio 1, requiere considerar algunos aspectos tales como:

- El subastador tiene como objetivo minimizar los costos del sistema, por lo que el diseño de la licitación buscará incentivar a los oferentes revelar su verdadero tipo y de esa forma poder rankear a los oferentes de SSCC en términos de su eficiencia, equivalente a construir una curva de oferta agregada.
- Las licitaciones de tipo de “pay as bid” implican para el oferente que el pago que recibe en retribución al servicio ofertado será igual a su oferta.
- Cada vez que se requiera realizar una licitación se debe hacer un llamado público (nacional e internacional) a participar, resguardando que las bases de las licitaciones no limite las barreras de entrada o salida y que, en general, no limite las actuales condiciones de competencia por el SSCC respectivo.
- Los oferentes deben poseer la capacidad técnica y económica para dar cumplimiento a las exigencias de los términos contractuales.

- Con el objetivo de asegurar la competitividad y transparencia en cada mercado de SSCC, las licitaciones deberán ser realizadas en forma separada por cada tipo de SSCC, sobre el cual se aplique este tipo de mecanismo.
- La adjudicación de los SSCC se debe hacer con el apoyo de herramientas de optimización que permitan asegurar obtener una asignación económicamente eficiente, en este caso a través de la minimización del costo total de prestación de todos los SSCC a licitar.
- Se podrá licitar nuevos equipos, mejoras a los existentes, o bien licitar compromiso de capacidad de las unidades (por ejemplo, una unidad compromete el 10% de su capacidad para hacer control de voltaje durante un año completo).

### Distribución de Cobros y Pagos

Los pagos por energía se harán al costo marginal de la energía, resultante de la operación en tiempo real del sistema. Los pagos de reservas, de acuerdo al reglamento establecido, siempre serán remunerados de acuerdo a un esquema *pay as bid*. En el caso en que **se reúnen** las condiciones de competencia de corto plazo, las ofertas consideradas serán las ofertas originales recibidas en el proceso de subasta. En caso de que **no se reúnan** las condiciones de competencia suficientes en el corto plazo, se aplicarán límites superiores a la ofertas de algunos oferentes particulares.

### 4.2. Evaluación de propuestas de diseño

Existen una serie de elementos adicionales que permiten especificar en mayor detalle el diseño propuesto que pueden tener impactos económicos, técnicos y de implementación. Son precisamente estos elementos los que deben ser considerados a la hora de decidir el diseño final. Las dimensiones diferenciadoras son principalmente la información requerida de los agentes (costos/bids o híbrido), si las asignaciones obtenidas en la programación del día anterior son o no vinculantes, si durante la operación se utilizará un esquema de re-despacho o algún tipo de listas de mérito. Ciertamente la consideración de algunas de estas dimensiones podrían impactar dimensiones económicas (e.g., más o menos eficiencia), implementabilidad (e.g., requiere menores o mayores cambios regulatorios en Chile), implementabilidad (e.g., requiere menores o mayores actualizaciones en los modelos y herramientas de resolución utilizados por el Coordinador).

Tabla 4.1. Características de esquemas de provisión de servicios complementarios

Esquema	Bids Vinculantes		Híbrido Vinculante		Híbrido - Híbrido		Híbrido no Vinculante		Costos no Vinculantes	
Producto	Energía	Reservas	Energía	Reservas	Energía	Reservas	Energía	Reservas	Energía	Reservas
Bids/ Costo	Bids	Bids	Costo	Bids	Costo	Bids	Costo	Bids	Costo	Costo
Vincula/ No Vincula	Vincula	Vincula	Vincula	Vincula	No Vincula	Vincula	No Vincula	No Vincula	No Vincula	No Vincula
Asignación de responsabilidades de desvíos	Permite		Permite		Permite en reservas No permite en energía		No permite		No permite	
Riesgo de ejercicio de poder de mercado	Alta		Media		Media		Media		Nula	
Aspectos Regulatorios en Chile	Requiere cambios regulatorios para vinculación de energía		Requiere cambios regulatorios para vinculación de energía		No requiere cambios		No requiere cambios		Cambio en reglamento de SSCC	
Eficiencia	Sub-óptimo fijar todo el día anterior en caso que redespachos no se co-optimicen. Depende del uso o no de listas de mérito.		Sub-óptimo fijar todo el día anterior en caso que redespachos no co-optimicen. Depende del uso o no de listas de mérito.		Sub-óptimo en caso de redespachar energía libremente con reservas fijas del día anterior. Depende del uso o no de listas de mérito.		Depende del uso o no de listas de mérito.		Depende del uso o no de listas de mérito.	
Inconvenientes o complejidades prácticas	Re-despacho requiere co-optimización intradiaria..  Gran cambio en esquema de mercado chileno que puede impactar el cómo los agentes participan.		Vinculación energía con costos auditados.		Sistema híbrido puede complejizar participación de agentes que son auditados en energía pero hacen bids en reservas. Potencial impacto en mercado de energía.		No vinculación asociado a bids en reserva.  Sistema híbrido puede complejizar participación de agentes que son auditados en energía pero hacen bids en reservas. Potencial impacto en mercado de energía.		Difícil auditar costos de reserva, particularmente en tecnologías como respuesta de demanda o baterías.	

La Tabla 4.1 presenta un resumen de las distintas alternativas al diseño propuesto y evalúa el impacto en diversas dimensiones. Estas dimensiones son:

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

- **Información requerida:** En general la experiencia internacional muestra que la mayoría de los sistemas consideran en el diseño de mercados un esquema basado en ofertas tanto para energía como para reservas. Es por ello que una dimensión a evaluar para diseños alternativos es la posibilidad de no solamente considerar bids para reserva sino también para energía.
- **Vinculación de la programación del día anterior:** En la experiencia internacional también es usual que el resultado de la subasta sea vinculante, lo que facilita la asignación de responsabilidades frente a incumplimientos. A diferencia de la programación actual en el sistema chileno donde la programación del día anterior es meramente referencial. Asignaciones finales dependen de las condiciones de operación y los pagos son evaluados ex-post.
- **Asignación de desviaciones:** La vinculación facilita el proceso de asignar causalidad a quienes generan los costos de redespacho. Que es un elemento de diseño presente en distintos sistemas como queda de manifiesto en la revisión internacional.
- **Potencial ejercicio de poder de mercado:** En principio diseños basados en costos auditados debieran, al menos en la operación, estar menos expuestos al ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes. Sin embargo, en diseños híbridos como el sugerido por el reglamento de SSCC en Chile, es factible que en el caso de co-optimizar energía y reservas se pueda impactar el mercado de energía a través de un comportamiento estratégico en reservas.
- **Impacto en cambios reglamentarios:** Cada uno de estos diseños requiere diferentes niveles de cambios reglamentarios para una futura implementación en Chile. Sin embargo, esta potencial complejidad reglamentaria puede compensarse con beneficios de eficiencia económica, implementación o coherencia del diseño.
- **Impacto en eficiencia económica:** En base a la experiencia internacional, esquemas de co-optimización aseguran en teoría una mejor eficiencia económica que esquemas secuenciales. Sin embargo, la posibilidad o no de hacer redespachos intradiarios resolviendo nuevamente modelos de optimización o utilizando listas de mérito ciertamente puede tener un impacto en la eficiencia del proceso. Similarmente si la asignación de reservas se pueden reasignar en dichos redespachos también tiene un impacto en la eficiencia. Ahora esquemas que aseguran una mayor eficiencia son potencialmente esquemas que requieren una mayor capacidad del Coordinador para

ejecutar estos procesos. Por lo tanto es necesario ponderar si los potenciales beneficios económicos justifican los costos adicionales de implementación.

- **Potenciales inconsistencias:** El reglamento impone condiciones para diseños híbridos que no son replicados en los sistemas revisados internacionalmente. Particularmente crítico es la imposición de esquemas de co-optimización con esquemas de pagos del tipo *pay as bid* pues requiere modificar la formulación del problema de optimización asociado a la co-optimización de energía y reservas. Similarmente el hecho de tener un esquema híbrido de costos auditados para energía y ofertas para reservas podría complejizar el hecho de querer hacer, por ejemplo, vinculante el despacho de energía.
- **Complejidades prácticas:** Todos los diseños propuestos tienen diversas fuentes de complejidades prácticas. Para el caso de la operación real del sistema el uso de listas de mérito ciertamente puede simplificar dicha operación, pero es importante evaluar el impacto en eficiencia económica y cómo definir dichas listas de mérito. Un redespacho intradiario podría requerir modificar procesos en el Coordinador. De igual manera, diseños basados en costos (o el uso de costos declarados cuando no existen condiciones de competencia) requiere la capacidad de auditar costos que potencialmente pueden ser complejos de auditar.

A continuación se describen pros y contras de los diversos diseños presentados en la Tabla 4.1.

#### 4.2.1. Bids Vinculantes

En base a la experiencia internacional el diseño más recurrente es el de tener bids tanto para energía como para reservas. Si además consideramos esquemas de co-optimización este es el diseño recurrente en todos los mercados de los Estados Unidos. Tiene como ventaja que la programación del día anterior es vinculante tanto para energía como para reservas, por lo tanto, las desviaciones son potencialmente asignables a quienes se desvíen de esta responsabilidad. Como potencial desafío es la necesidad de monitorear el mercado y bids tanto reservas como energía. Desde un punto de vista de implementación regulatoria un diseño de este tipo, que tiene un sólido sustento teórico y práctico, requeriría cambios importantes en la operación del mercado chileno. Por lo tanto, se presenta solamente como un caso de referencia.

#### 4.2.2. Híbrido Vinculante

En este esquema, tanto la programación de energía como reservas del día anterior es vinculante, pero solamente se aceptan ofertas en reservas. Energía continúa funcionando basado en un esquema de costos. Este diseño tiene como punto a considerar precisamente el impacto que puede tener un esquema híbrido que mezcla costos auditados con ofertas, lo que no es replicado en ningún sistema internacional. Otro desafío es la justificación de hacer

vinculante la energía cuando en este caso los costos son auditados. La vinculación facilita la asignación de responsabilidades frente a desvíos del programa del día anterior. Lo que podría facilitar la asignación de costos de redespacho, por ejemplo, asignándole dichos costos a aquellos agentes (generación o demanda) que se desvíen. Esta asignación de los desvíos es usada en algunos sistemas internacionales como por ejemplo en España y Texas.

#### **4.2.3. Híbrido Híbrido**

Este esquema se basa en un esquema híbrido tanto en términos de la información utilizada: costos auditados para energía y ofertas para reservas, así como híbrido en términos de la vinculación de la programación del día anterior: no vinculante para energía y vinculante para reservas. En el caso que la operación permita hacer redespachos existe la posibilidad de dejar fija la cantidad de reserva o permitir una nueva co-optimización en cuyo caso las diferencias respecto a la última programación deberán ser compensadas acordemente. A pesar de esto, el esquema podría implicar hacer un re-despacho de energía dejando las reservas fijas en la programación del día anterior que es en general el esquema utilizado en los sistemas de Estados Unidos, donde la re-asignación de reservas en tiempo real se está recientemente empezando a implementar en algunos sistemas. No obstante lo anterior, actualmente el Coordinador no cuenta con las herramientas necesarias para realizar un re-despacho óptimo en tiempo real de la asignación de las reservas, con lo que existen barreras importantes a la implementación que debieran ser sorteadas para antes de una posible implementación.

#### **4.2.4. Híbrido no Vinculante**

En este esquema, hay una dimensión híbrida en términos de mezclar costos auditados para energía y ofertas para reservas, pero la programación del día anterior es solamente referencial. La asignación final y pagos quedan determinados después de la operación del sistema. Durante la operación, el Coordinador debiese tener la capacidad de hacer despachos en tiempo real o utilizar listas de mérito previamente definidas. El principal inconveniente de este esquema es el hecho de tener bids que no generan vinculación, abriendo la posibilidad de comportamientos estratégicos. De igual manera, este esquema no permite asignar responsabilidades frente a desvíos de la programación del día anterior. Sin embargo lo anterior, este tipo de esquema se adapta de forma sencilla a la regulación, herramientas y procedimientos llevados a cabo por el Coordinador hoy. El esquema no vinculante tanto en energía como en reservas es más compatible con el uso de listas de mérito para la operación en tiempo real, ya que en el caso vinculante se generaría una inconsistencia entre los mecanismos de despeje de ofertas del día anterior y el de tiempo real.

#### **4.2.5. Costos no vinculante**

Este esquema sería la extensión natural de la actual forma de operar el sistema chileno considerando costos de reserva para realizar la co-optimización. La programación del día anterior es solamente referencial y todos los pagos y asignaciones finales se determinan en

base a la operación. Tiene como desafío la generación de listas de mérito en caso de usarlas y el hecho de no poder asignar los costos de redespacho frente a desviaciones de manera sencilla. Adicionalmente, requiere la habilidad del Coordinador de auditar costos para todos los participantes. Lo que puede ser particularmente desafiante para nuevas tecnologías que pueden entregar reservas de manera costo efectiva.

### 4.3. Aspectos críticos para la operación en tiempo real

#### 4.3.1. Vinculación de la programación del día anterior

Si el despacho de reservas es vinculante, se debe pagar por la reserva asignada a los agentes en la programación del día anterior. Al mismo tiempo, cada agente es responsable por la disponibilidad de dicha reserva en la operación en tiempo real. Dicho esquema permite asegurar la disponibilidad de las reservas al precio asignado el día anterior, ya que el costo de las desviaciones de reserva es de cargo de los agentes que se desviaron. El despacho vinculante mitiga el ejercicio de poder de mercado, pues asigna responsabilidad a las desviaciones de los agentes. Sin embargo lo anterior, la realización de este tipo de esquemas requiere de un redespacho en tiempo real de la energía y las reservas, por lo que desde un punto de vista de la implementación de las reglas de las subastas de los SSCC, resulta más sencillo en cuanto a requerimientos computacionales definir un sistema no vinculante que permita el uso de listas de mérito sencillas. Por estas razones un esquema no vinculante, desde la opinión del equipo consultor, es el que más se alinea con los requerimientos del reglamento y las características particulares actuales de la operación del SEN.

#### 4.3.2. Forma de adjudicación de las reservas

En la programación del día anterior se define una adjudicación indicativa de las reservas en conformidad con un algoritmo de co-optimización de energía y reservas. El pago de los servicios adjudicados se realizará de acuerdo al esquema *pay as bid*. Dependiendo si se reúnen o no las condiciones de competencia de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional, se limitará la oferta de ciertos participantes. Si la adjudicación se hace en tiempo real, esta podrá ser en conformidad a un algoritmo de co-optimización o bien, en conformidad a unas listas de mérito para energía, para reservas o ambas. Lo que ocurra en la programación de la operación será solo de referencia para el operador del sistema eléctrico y los pagos se determinarán ex-post.

#### 4.3.3. Co-optimización vs listas de mérito

La co-optimización permite reasignar recursos en tiempo real asegurando eficiencia económica; sin embargo, hace más complejos los redespachos y por tanto, las reliquidaciones de las desviaciones serán más complejas. Una lista de orden de mérito permite reasignar recursos en tiempo real de manera sub-óptima, debido a que esta herramienta es incapaz de

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

observar y responder al estado actual del sistema cuando éste difiere de la programación del día anterior, desestimando además la solución del flujo óptimo de potencia, la asignación segura de reservas, entre otros fenómenos; sin embargo, este esquema permite la determinación más sencilla de despachos y reliquidaciones de desviaciones. En caso que no sea posible realizar una co-optimización en tiempo real, resultaría conveniente hacer listas de mérito separadas para energía y reservas (desacopladas).

#### **4.4. Conclusión Reglas Preliminares de Subastas y Licitaciones**

La presente sección presenta un conjunto de reglas preliminares para la materialización de SSCC según un esquema de subastas y licitaciones según el tipo de servicio y las condiciones de competencia de cada mercado considerado. Basándose en los resultados del Estudio 1 las subastas se especifican para SSCC de reservas.

El conjunto de reglas se construyen en base a las mejores prácticas internacionales y los requerimientos impuestos por el reglamento de servicios complementarios. Central al diseño propuesto es la evaluación de las condiciones de competencia de corto plazo, lo que dicta si las ofertas o los costos determinados por el Estudio de Costos de los participantes son utilizadas en la programación. Dadas las restricciones impuestas por el reglamento el diseño propuesto resulta en un esquema híbrido no vinculante basado en co-optimización de energía con costos auditados y reservas con ofertas, pero utilizando un mecanismo de compensación pay-as-bid.

Dadas las restricciones impuestas por el reglamento de servicios de complementarios, no es posible generar un diseño que escape completamente a las inconsistencias generadas precisamente por la mezcla de mecanismos pay-as-clear de costos auditados en energía y pay-as-bid basado en oferta para servicios complementarios. En consecuencia, un diseño implementable requiere ponderar las ventajas y desventajas en dimensiones económicas, técnicas y prácticas.

En base a la experiencia del equipo consultor, se estima que el modelo ideal de diseño debiese ser uno basado en un esquema de ofertas tanto para energía como para reservas, con despachos vinculantes del día anterior y redespacho en el tiempo real. Sin embargo, implementar este tipo de diseño requiere de cambios regulatorios relevantes y la actualización de diversos procedimientos del Coordinador, particularmente en la operación. Por esta razón, el diseño propuesto, el cual se explica en detalle en el Capítulo 7, se basa en la premisa de ser implementable en el marco regulatorio actual y no modificar en demasía los procedimientos de operación actual del sistema, utilizando listas de mérito de reservas como hoy se utilizan para la energía.

#### **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 45 de 341

## 5. Modelamiento del SEN

Esta sección presenta los datos y modelos matemáticos utilizados para representar el problema de predespacho en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando la co-optimización de energía y productos de reserva para el control de frecuencia.

La metodología de modelación contempla la resolución de dicho problema de predespacho considerando un horizonte semanal y una resolución horaria, para determinar los despachos de energía y asignación de SSCC en un día cualquiera que representa el primer día del horizonte semanal.

El modelamiento del SEN se presenta de acuerdo a la siguiente estructura: En la sección 5.1 se presenta la base de datos utilizada para representar el sistema; en la sección 5.2 se presenta la formulación matemática del problema de predespacho; en la sección 5.3 se presenta el modelo de cálculo de las rentas pivotaes por empresa; en la sección 5.4 se describen los oferentes y requerimientos proyectados de reservas para la provisión de cada uno de los SSCC estudiados; en la sección 5.5 se describen los distintos escenarios de operación y estructura de simulaciones; finalmente, en la sección 5.6, se relatan diferentes aspectos adicionales y simplificaciones de modelación utilizadas en las simulaciones operacionales.

### 5.1. Base de datos del SEN

Esta sección presenta las fuentes de información y supuestos utilizados para construir una base de datos representativa del SEN, a ser considerada en el problema de predespacho con co-optimización de energía y reservas.

#### 5.1.1. Unidades de generación

Para la modelación de unidades de generación se utilizó la base de datos de PLEXOS utilizada por el Coordinador para la programación de corto plazo. De dicha base de datos, se obtuvo la siguiente información:

1. Parque de generación actual.
2. Características técnicas de cada unidad de generación (capacidad máxima, tecnología, tiempos mínimos de encendido y apagado, etc).
3. Ubicación (barra) de cada unidad de generación en el SEN.
4. Compañía propietaria de cada unidad de generación.

Además, para efectos de realizar el análisis de condiciones de competencia, se tomaron los siguientes supuestos en relación a las configuraciones de operación de aquellas centrales que presentan más de una configuración posible:

1. Se considera que las centrales de ciclo combinado operan en configuración “TG+TG+TV”.
2. Para dichas centrales, se privilegia el uso de combustible “Gas\_A”.
3. Se considera que la central Kelar opera en base a gas, no diesel.

Respecto a las capacidades y requerimientos de SSCC, estos fueron obtenidos de los informes IDPSSCC [CEN, 2018], Precio Nudo [CNE, 2018a], y Res. Exenta 449 [CNE, 2018b]; sumado a algunos supuestos adicionales. En particular, se tiene que:

1. Capacidades y requerimientos de reserva primaria y secundaria fueron obtenidos del informe IDPSSCC.
2. El servicio de reserva terciaria puede ser provisto mediante reserva en giro o no-en giro. De esta forma, la capacidad de entrega dependerá del estado de las unidades (on/off) y su generación prevista.

Finalmente, para los años 2020 y 2022, se consideró la entrada de equipos indicados en el IDPSSCC y Res. Exenta 449 sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisiones en construcción. Los parámetros técnicos de dichos equipos fueron estimados en función de equipos ya instalados de características similares.

### 5.1.2. Líneas de transmisión

Para la modelación de líneas de transmisión se utilizó la base de datos de PLEXOS utilizada por el CEN para la programación de corto plazo. De dicha base de datos, se obtuvo la siguiente información:

1. Sistema de transmisión actual.
2. Características técnicas de cada línea de transmisión (flujo máximo, susceptancia).
3. Barras de inyección y retiro de cada línea de transmisión en el SEN.

Finalmente, para los años 2020 y 2022, se consideró la entrada de equipos indicados en la Res. Exenta 449 sobre la declaración y actualización de instalaciones de generación y transmisiones en construcción. Los parámetros técnicos de dichos equipos fueron estimados en función de líneas ya instaladas de características similares.

### 5.1.3. Condiciones operacionales

Para la realización del análisis de condiciones de competencia en el mercado de SSCC, se definieron una serie de condiciones operativas en base a las cuales se estructura el posterior análisis. Estas condiciones se definieron a partir de los documentos especificados en la siguiente Tabla 5.1:

Tabla 5.1. Definición de parámetros

Parámetros	Resolución Temporal	Fuente
Demanda de energía	Semanas representativas con resolución horaria	-Base de Datos y Resultados PLEXOS
Crecimiento de demanda de energía	Anual	-Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Julio 2018 [CNE, 2018a] -Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos [CNE, 2017]
Perfiles de disponibilidad renovable	Semanas representativas con resolución horaria	-Estudio <i>"The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile"</i> , 2018 [OCM-UC, 2018]
Costos variables de generación	Semanas representativas con resolución semanal	-Base de Datos y Resultados PLEXOS
Costos variables y <i>bids</i> de reserva	Semanas representativas con resolución horaria	-Estudio 1 "Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC" [Dictuc, 2019] -Estudio <i>"Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves"</i> , 2013 [NREL, 2013]

Valor del agua	Semanas representativas con resolución semanal	-Simulación PLP entregada por el CEN. Hidrologías con probabilidad de excedencia 20%, 50%, 90% y 95%.
----------------	--	---

Finalmente, los perfiles de disponibilidad renovable para las centrales con capacidad variable fueron definidos en base al estudio “*The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile*” [OCM-UC, 2018], de donde se consideró un perfil renovable para distintas zonas geográficas del SEN, las cuales fueron relacionadas según su ubicación geográfica a las centrales de capacidad variable consideradas en el parque de generación.

## 5.2. Modelo de pre-despacho

Esta sección presenta el modelo matemático usado para resolver el problema de predespacho considerado en las simulaciones para estudiar la asignación de SSCC y las condiciones de competencia.

El modelo descrito a continuación corresponde a la formulación considerada en la plataforma NEWEN, desarrollada por el OCM-Lab, utilizada para el presente estudio. Se presentan en primer lugar los componentes del modelo base de predespacho, y luego la modelación de la conectividad hidráulica.

### 5.2.1. Problema de pre-despacho

#### Sets, variables y parámetros

Los índices y sets considerados en el modelo base de predespacho son los siguientes:

- $z \in \mathcal{Z}$ : índice y set de barras o zonas de carga
- $t \in \mathcal{T}$ : Índice y set de instantes temporales
- $i \in \mathcal{G}$ : Índice y set de unidades de generación
- $j \in \mathcal{L}$ : Índice y set de líneas de transmisión
- $i \in \mathcal{G}^V$ : Índice y set de unidades de generación con capacidad variable
- $i \in \mathcal{G}^W$ : Índice y set de de generadores sujetos al costo del agua

- $i \in \mathcal{G}(z)$ : Índice y set de generadores en la barra  $z$

Las variables del modelo son las siguientes:

- $x_{it}$ : Estado on/off del generador  $i$  en el instante  $t$
- $u_{it}$ : Encendido del generador  $i$  en el instante  $t$
- $v_{it}$ : Apagado del generador  $i$  en el instante  $t$
- $p_{it}$ : Generación programada del generador  $i$  en el instante  $t$
- $f_{jt}$ : Flujo de potencia a través de la línea  $j$  en el instante  $t$
- $\theta_{zt}$ : Ángulo de voltaje en la zona  $z$  en el instante  $t$
- $p_{zt}^{OG}$ : Exceso de generación en la zona  $z$  en el instante  $t$
- $p_{zt}^{LS}$ : Desprendimiento de carga en la zona  $z$  en el instante  $t$

Los parámetros del modelo son los siguientes:

- $x_i^0$ : Estado on/off inicial del generador  $i$
- $p_i^0$ : Punto de generación inicial del generador  $i$
- $C_z^{OG}$ : Costo por exceso de generación en la zona  $z$
- $C_z^{LS}$ : Costo por desprendimiento de carga en la zona  $z$
- $C_i^C$ : Costo base de operación del generador  $i$
- $C_i^{SU}$ : Costo de encendido del generador  $i$
- $C_i^{SD}$ : Costo de apagado del generador  $i$
- $C_{it}^G$ : Costo variable del generador  $i$  en el instante  $t$
- $T_i^U$ : Tiempo mínimo de encendido del generador  $i$

- $T_i^D$ : Tiempo mínimo de apagado del generador  $i$
- $\overline{p_{it}}$ : Capacidad máxima de generación del generador  $i$  en el instante  $t$
- $\underline{p_{it}}$ : Capacidad mínima de generación del generador  $i$  en el instante  $t$
- $B_j$ : Susceptancia de la línea de transmisión  $j$
- $\overline{f_j}$ : Capacidad de la línea de transmisión  $j$
- $s(j)$ : Barra de retiro de la línea de transmisión  $j$
- $r(j)$ : Barra de inyección de la línea de transmisión  $j$
- $p_{zt}^D$ : Demanda de energía en la zona  $z$  en el instante  $t$

### Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones base del modelo de predespacho consideradas para las simulaciones.

- Restricciones de comisionamiento

$$x_{it} - x_i^0 = u_{it} - v_{it} \quad \forall t = 1, i \in \mathcal{G}$$

$$x_{it} - x_{i,t-1} = u_{it} - v_{it} \quad \forall t > 1, i \in \mathcal{G}$$

- Restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^U]} (x_{i\tau}) \geq T_i^U u_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (x_{i\tau} - u_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^U, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, t+T_i^D]} (1 - x_{i\tau}) \geq T_i^D v_{it} \quad \forall t \leq |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

$$\sum_{\tau \in [t, |T|]} (1 - x_{i\tau} - v_{it}) \geq 0 \quad \forall t > |T| - T_i^D, i \in \mathcal{G}$$

- Mínimos y máximos de generación

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{p}_{it} x_{it} \leq p_{it} \leq \overline{p}_{it} x_{it} \eta_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}^V, t \in \mathcal{T}$$

- Ecuación de balance de demanda

$$p_{zt}^{LS} + \sum_{i \in \mathcal{G}(z)} p_{it} + \sum_{j, r(j)=z} f_{jt} = p_{zt}^D + p_{zt}^{OS} + \sum_{j, s(j)=z} f_{jt} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

- Flujo DC

$$f_{jt} = B_j (\theta_{s(j),t} - \theta_{r(j),t}) \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

$$-\bar{f}_j \leq f_{jt} \leq \bar{f}_j \quad \forall j \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}$$

Con esto, la función objetivo del modelo base de predespacho se presenta a continuación:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} (\sum_{i \in \mathcal{G}} (C_i^C x_{it} + C_i^{SU} u_{it} + C_i^{SD} v_{it} + C_{it}^G p_{it}) + \sum_{z \in \mathcal{Z}} (C_z^{OG} p_{it}^{OG} + C_z^{LS} p_{it}^{LS}))$$

### 5.2.2. Conectividad hidráulica

Esta sección presenta los componentes para la modelación de la conectividad hidráulica: conexión entre nodos hidráulicos, restricciones de convenios y caudales, y relación entre generación y agua turbinada de las centrales hidráulicas.

#### Sets, variables y parámetros

Los índices y sets considerados en la extensión del modelo son los siguientes:

- $n \in \mathcal{N}$ : Índice y set de nodos hidro
- $(u, v) \in \mathcal{D}$ : Índice y set de corredores de agua conectando pares de nodos.

- $g \in \mathcal{G}_{HC}$ : Índice y set de generadores hidro con conectividad hidro.
- $(u, n) \in \mathcal{D}_{in}(n)$ : Corredores de agua que inyectan un flujo de agua al nodo  $n$ .
- $(n, u) \in \mathcal{D}_{out}(n)$ : Corredores de agua que extraen un flujo de agua desde el nodo  $n$ .
- $n \in \mathcal{N}_R$ : Set de nodos hidro asociados a algún embalse con valor de agua asociado.
- $n \in \mathcal{N}_S$ : Set de nodos hidro que permiten almacenamiento intrasemanal.
- $(u, v) \in \mathcal{D}_G$  Set de corredores de agua asociados a la generación de alguna central eléctrica.

Las variables añadidas al problema son las siguientes:

- $w_{(u,v),t}$ : Flujo de agua a través del corredor de agua regular  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $q_{n,t}$ : Extracción de agua en el embalse  $n$ , en el instante  $t$ .
- $P_{g(u,v),t}$ : Generación eléctrica en  $MW$  del generador eléctrico  $g \in \mathcal{G}_{HC}$ , asociado al corredor de agua regular  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $e_{n,t}$ : Agua almacenada en el embalse  $n$ , en el instante  $t$ .

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes:

- $W_{(u,v),t}$ : Flujo de agua forzado a través del corredor de agua  $(u, v)$ , en el instante  $t$ .
- $D_{n,t}$ : Demanda de riego para el nodo hidro  $n$  en el instante  $t$ .
- $I_{n,t}$ : Afluente entrante al nodo hidro  $n$  en el instante  $t$ .
- $C_n^W$ : Costo del agua (valor estratégico) en  $\frac{USD}{dm^3}$  para el embalse  $n$ .
- $\eta_{(u,v)}$ : Eficiencia en  $\frac{MW}{m^3/s}$  del corredor de agua  $(u, v) \in \mathcal{D}_G$  asociado a un generador eléctrico.
- $\underline{E}_n$ : Nivel mínimo de almacenamiento del embalse  $n$ .

- $\bar{E}_n$ : Nivel mínimo de almacenamiento del embalse  $n$ .

### Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones de conectividad hidráulica incorporadas al modelo base de predespacho que será utilizado en las simulaciones del estudio.

- Restricciones para la extracción de agua desde embalses con valor del agua asociado.

$$\sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) = q_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_R, t \in \mathcal{T}$$

- Restricciones de balance para nodos con y sin almacenamiento.

$$\begin{aligned} & \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + \\ & I_{n,t} \\ & \geq D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N} \setminus \mathcal{N}_S, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & e_{n,t} - e_{n,t-1} \leq \sum_{(u,n) \in \mathcal{D}_{in}(n)} (w_{(u,n),t} + W_{(u,n),t}) - \\ & \sum_{(n,u) \in \mathcal{D}_{out}(n)} (w_{(n,u),t} + W_{(n,u),t}) + I_{n,t} - D_{n,t} \quad \forall n \in \mathcal{N}_S, t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

- Cotas mínimas y máximas para nodos con almacenamiento.

$$\underline{E}_n \leq e_{n,t} \leq \bar{E}_n \quad \forall n \in \mathcal{N}_S, t \in \mathcal{T}$$

- Acople entre la red hidráulica y el sistema de potencia.

$$p_{g(u,v),t} \leq \eta_{(u,v)} w_{(u,v),t} \quad \forall (u,v) \in \mathcal{D}_G, \forall t \in \mathcal{T}$$

Con esto, el componente de costo a incorporar en la función objetivo para considerar costos del agua (valor estratégico) está dado por:

$$CW = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}_R} 3.6 C_n^W q_{n,t}$$

donde  $3.6 = \frac{3600}{1000}$ , en donde  $\frac{1}{1000}$  representa la conversión de  $dm^3$  a  $m^3$ , y 3600 representa la conversión de  $m^3/s$  a  $m^3$ .

### 5.2.3. Modelo de reservas

Esta sección presenta las restricciones que extienden el modelo de predespacho para la consideración de reservas.

#### Sets, variables y parámetros

Los índices y sets considerados en la extensión del modelo son los siguientes:

- $j \in \mathcal{J}$ : Índice y set de productos de reserva
- $j \in \mathcal{G}_{TH}$ : Unidades de generación térmicas e hidro
- $j \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}$ : Unidades de generación térmicas e hidro que pueden proveer CTF no en giro
- $j \in \mathcal{G}_{WS}$ : Unidades de generación eólicas y solares

Las variables añadidas al problema son las siguientes:

- $r_{it}^{1N+}, r_{it}^{1N-}$ : Capacidad asignada para CPF Normal Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $r_{it}^{1C+}, r_{it}^{1C-}$ : Capacidad asignada para CPF Contingencia Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $r_{it}^{2+}, r_{it}^{2-}$ : Capacidad asignada para CSF Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $r_{it}^{3S}, r_{it}^{3NS}$ : Capacidad asignada para CTF en giro y no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$

Los parámetros incluidos en la formulación son los siguientes:

- $R_i^{1N+}, R_i^{1N-}$ : Máximo técnico para dar CPF Normal Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$

- $R_i^{1C+}, R_i^{1C-}$  : Máximo técnico para dar CPF Contingencia Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $R_i^{2+}, R_i^{2-}$  : Máximo técnico para dar CSF Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $R_i^{3S}$  : Máximo técnico para dar CTF en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $R_i^{3NS}$  : Máximo técnico para dar CTF no en giro de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $\underline{P}_{it}, \overline{P}_{it}$  : Mínimos y máximos técnicos de generación de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $DR_{zt}^j$  : Requerimiento del producto de reserva  $j$  en la zona  $z$  en el instante  $t$
- $C_{it}^j$  : Oferta de la unidad de generación  $i$  para dar el producto de reserva  $j$  en el instante  $t$

### Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones añadidas al modelo base de predespacho para la consideración de productos de reserva.

- Máximos técnicos para la asignación de reserva en relación al comisionamiento

$$0 \leq \frac{r_{it}^{1N-}}{R_i^{1N-}} + \frac{r_{it}^{1C-}}{R_i^{1C-}} \leq x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2+} \leq R_i^{2+} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2-} \leq R_i^{2-} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{3S} \leq R_i^{3S} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{3NS} \leq R_i^{3NS} (1 - x_{it}) \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}, t \in \mathcal{T}$$

Notar que se toma el supuesto que las unidades pueden ofrecer reserva terciaria (no en giro) por debajo de su mínimo técnico. Debido a la linealidad del modelo la mayoría de las unidades que

entreguen reserva no en giro debieran entregar su capacidad al máximo; por lo tanto se espera que este supuesto tenga un efecto poco significativo en los resultados.

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad

$$\underline{P}_{it} x_{it} \leq p_{it} + r_{it}^{1N+} + r_{it}^{1C+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{P}_{it} x_{it} \leq p_{it} - r_{it}^{1N-} - r_{it}^{1C-} - r_{it}^{2-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}, t \in \mathcal{T}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1N+} \geq DR_{zt}^{1N+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1C+} \geq DR_{zt}^{1C+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1N-} \geq DR_{zt}^{1N-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{1C-} \geq DR_{zt}^{1C-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2+} \geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{2-} \geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} r_{it}^{3S} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}(z)} r_{it}^{3NS} \geq DR_{zt}^3 \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

Finalmente, con esto, es necesario sumar las siguientes componentes de costo a la función objetivo para considerar los costos de proveer reservas y co-optimizar esta asignación junto con el despacho de energía:

$$CR^1 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^1 (r_{it}^{1N+} + r_{it}^{1N-} + r_{it}^{1C+} + r_{it}^{1C-})$$

$$CR^2 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^{2+} r_{it}^{2+} + C_{it}^{2-} r_{it}^{2-}$$

$$CR^3 = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}} C_{it}^3 r_{it}^{3S} + \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^{NS}} C_{it}^3 r_{it}^{3NS} \right)$$

### 5.3. Rentas pivotaes

La metodología de rentas pivotaes permite la determinación de las rentas económicas de las firmas en cualquier mecanismo que asigne eficientemente los recursos. Con ella, las rentas pivotaes de una firma estarán dadas por la diferencia en los costos del sistema cuando esa firma no está presente y cuando sí lo está.

La aplicación de la metodología de rentas pivotaes para los productos de SSCC asociados a reservas se complejiza por la interdependencia entre el mercado de reserva y el de energía. Más aún, en el caso chileno, debe considerarse que en el mercado de energía existen costos auditados y no un proceso de subasta. La existencia de este mercado, cuyo producto presenta grados de sustitución importantes con el mercado de reservas, requiere tener un cuidado especial al considerar el costo del sistema cuando la firma  $i$  no oferta. En el caso chileno, se asume que la empresa  $i$  puede restarse de la subasta por reservas, pero no puede dejar de participar en el mercado de energía. Por esto, se propone considerar una versión más compleja de rentas pivotaes de cada firma, que incluye energía y reservas. En términos matemáticos, si se considera que existen  $N$  firmas, cada una con costos  $c_i(P_i, R_i)$  y necesidades que deben ser cubiertas de  $P$  y  $R$ , las rentas pivotaes de la firma  $\pi_i$  vienen dadas por:

$$\pi_i = \left[ \begin{array}{l} \min \sum_{j=1}^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j=1}^N P_j = P \\ \sum_{j \neq i} R_j \geq R \\ R_i = 0 \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \min \sum_{j=1}^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j=1}^N P_j = P \\ \sum_{j=1}^N R_j \geq R \end{array} \right]$$

Por simplicidad, se considerará una versión donde los costos de producción son separables y sujetos a una restricción de capacidad. Esto es:

$$c_j(P_j, R_j) = c_{j,P}(P_j) + c_{j,R}(R_j)$$

Donde la función  $c_{j,P}(P_j)$  se considera conocida de antemano (dado que los costos son auditados). La función  $c_{j,R}(R_j)$  para efectos de este análisis de rentas pivotaes será considerada idénticamente 0.

Sobre las rentas pivotaes cabe destacar que las rentas en una subasta pueden provenir de dos fuentes: las rentas provenientes de lo que se considera eficiente para el mercado y aquellas provenientes de la capacidad que posee una firma para manipular los precios. Dado esto, se definen las **Rentas de Eficiencia**  $\pi_{i,E}$  como aquellas que obtendría una firma  $i$  en caso de ser remunerada a precio uniforme con información completa:

$$\pi_{i,E} = P * Q_i^* - c_i(q_i^*)$$

Donde  $P$  corresponde al precio sombra del problema del Operador del Sistema. Usando la identidad  $\pi_i = \pi_{i,E} + \pi_{i,PM}$  se obtiene la descomposición de las Rentas Pivotaes en Rentas Pivotaes de Eficiencia y **Rentas Pivotaes de Poder de Mercado**  $\pi_{i,PM}$ .

Nótese que el análisis de rentas pivotaes que fue descrito anteriormente puede realizarse también considerando sólo las rentas de poder de mercado. Cada uno de los análisis corresponde a comparar con un caso base distinto. Si se consideran todas las rentas pivotaes, se está comparando con un Operador que puede mandar las empresas a proveer el servicio a un costo similar al auditado. Por otro lado, si se consideran sólo las rentas de poder de mercado, se está comparando con un Operador que adjudica basado en un modelo de costo auditado a precio uniforme, similar al mercado de energía.

Es por lo anterior, que resulta de interés analizar ambas rentas por separado, para lo cual se definen los siguientes índices que comparan la magnitud del total de rentas del sistema con el costo que el Operador observa por proveer el servicio asociado a este mercado  $C^{(*)}$ , es decir, indica cuántas veces ese costo deberá pagar el Operador en forma adicional por ese servicio.

- Índice de Rentas Pivotaes Totales (**RPT**):

$$RPT = \frac{\sum_i \pi_i}{C^{(*)}}$$

- Índice de Rentas Pivotaes de Poder de Mercado Totales (**RPPMT**):

$$RPPMT = \frac{\sum_i \pi_{i,PM}}{C^{(*)}}$$

Cabe destacar que el costo  $C^{(*)}$  se construye a partir de la diferencia entre el costo sistémico de un caso con el requerimiento del servicio asociado al mercado y sin *withholding*, contra el costo sistémico de un caso sin dicho requerimiento, es decir, igualando el requerimiento a cero.

El indicador de rentas pivotaes toma en cuenta el nivel de importancia relativo (para cubrir la demanda) de cada firma, y también los costos generados por el *withholding* de una firma, lo que permite estimar su poder de mercado. Además, estas estimaciones no están relacionadas con el mecanismo específico utilizado, sino con las condiciones iniciales de un mercado específico.

El cálculo de rentas pivotaes para cada empresa y cada producto de reserva complementa los casos y sensibilidades presentes en el presente estudio, en base a la metodología descrita. De este modo, para cada firma se evaluó el caso de extraerla de cada uno de los mercados bajo análisis, considerando los siguientes índices:

- Renta Pivotal
- Renta Pivotal de Eficiencia
- Renta Pivotal de Poder de Mercado
- Índice de Renta Pivotal Total (RPT)
- Índice de Renta Pivotal de Poder de Mercado Total (RPPMT)

#### 5.4. Oferentes y Requerimientos de SSCC

Para la definición de los oferentes capaces de proveer y suplir dichos requerimientos zonales, se ha realizado un análisis de las bases de datos presentadas en las planillas de entrada a PLEXOS y el informe IDPSSCC. A partir de la definición por zonas del Informe IDPSSCC, se ha definido que todas las unidades correspondientes al SEN - Norte Grande y SEN - Centro Sur (Norte) podrían proveer reserva primaria para aportar a cumplir con el requerimiento al norte de la S/E Pan de Azúcar, mientras que las unidades del SEN - Centro Sur (V Región, Centro y Sur) proveen reservas al sur de la S/E Nogales.

Respecto a la capacidad de provisión de reservas de cada una de dichos oferentes, el caso base de estudio, fijado al año 2020, considera la capacidad disponible, de parte de cada una de las centrales del actual parque generador, según se presenta en el Capítulo 5 del informe IDPSSCC 2018 (de aquí en adelante, capacidad disponible). Adicionalmente, se consideraron sensibilidades adicionales en las que se estudian las condiciones de competencia en un escenario en que la capacidad de provisión de reservas de cada unidad se encuentra limitada a la habilitada y validada por el Coordinador al 2018, según se presentan en el Capítulo 7 del mismo informe (de aquí en adelante, capacidad habilitada).

A continuación, se presenta la determinación y proyección de los requerimientos de reservas para cada uno de los SSCC estudiados, al año 2020 y 2022.

##### 5.4.1 Control Primario de Frecuencia Normal (CPF Normal)

El requerimiento de CPF se ha definido a partir de la reserva mínima en Estado Normal del sistema para el año 2018, según el informe IDPSSCC. En Estado Normal, se tiene un requerimiento de  $\pm 20$  MW al norte de la S/E Pan de Azúcar y de  $\pm 53$  MW al sur de la S/E Nogales, siendo ambos simétricos y sin distinción de un horario particular de operación del sistema. A partir de dichos requerimientos actuales de reservas para el CPF, se han proyectado los requerimientos al año 2020 y 2022 en base a la tasa de crecimiento promedio anual proyectada de la demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 [CNE 2017] de un 2.63%.

Tabla 5.2. Requerimientos de reserva para el CPF Normal

Año	Requerimiento de Reservas para el CPF Normal del SEN (MW)	Req. de Reservas para el CPF Normal al Norte de S/E Pan de Azúcar (MW)	Req. de Reservas para el CPF Normal al Sur de S/E Nogales (MW)
2018	±73	±20	±53
2020	±76.88	±21.06	±55.82
2022	±80.97	±22.18	±58.79

#### 5.4.2 Control Primario de Frecuencia Contingencia (CPF Contingencia)

El requerimiento de CPF Contingencia se ha definido a partir de los requerimientos presentados en informe IDPSSCC 2018 para las zonas al norte de la S/E Pan de Azúcar y al sur de la S/E Nogales, distinguiendo entre subida y bajada debido a que dichos requerimientos no son simétricos. Se considera que dichos requerimientos no varían para las proyecciones del SEN al 2020 y 2022.

Tabla 5.3. Requerimientos de reserva para el CPF Contingencia.

Requerimiento de Reservas para el CPF Contingencia del SEN (MW)	Req. de Reservas para el CPF Contingencia al Norte de S/E Pan de Azúcar (MW)	Req. de Reservas para el CPF Contingencia al Sur de S/E Nogales (MW)
+265, -120	+80, -36	+185, -84

Los niveles de reservas mínimas requeridas para el CSF de subida/bajada, para el caso de la zona al Norte de la S/E Pan de Azúcar, varían dependiendo de la hora del día en que se opera el sistema. Adicionalmente, las tasas de subida/bajada de generación para la provisión de CSF manual de una misma central puede variar según sus unidades y/o la configuración de operación de la misma. Al no ser simétricos los requerimientos ni las capacidades de oferta de reservas para la provisión de este servicio, se ha decidido diferenciar el Aumento de la Reducción de Carga para el caso del CSF.

#### 5.4.3 Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Aumento de Carga

El requerimiento de Aumento de Carga para la provisión del CSF se ha definido a partir de la reserva mínima requerida para dicho control, según el informe IDPSSCC. Los requerimientos

actuales de CSF han sido proyectados al año 2020 y 2022 en base a la suma de: (i) la tasa de crecimiento promedio anual proyectada de la demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 de un 2.63%; y (ii) un tasa de integración renovable variable sostenida de un 6% y 4% para las zonas al Norte de la S/E Pan de Azúcar y Sur de la S/E Nogales, respectivamente.

Tabla 5.4. Requerimientos de reserva para el CSF - Aumento de Carga

	Requerimiento de Reservas para el CSF - Aumento de Carga del SEN (MW)		Req. de Reservas para el CSF - Aumento de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar (MW)		Req. de Reservas para el CSF - Aumento de Carga al Sur de S/E Nogales (MW)	
	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00
Horas	0					
2018	+303	+392	+190	+206	+113	+186
2020	+357.54	+462.56	+224.20	+243.08	+133.34	+219.48
2022	+421.92	+545.58	+264.57	+286.85	+157.35	+259.00

#### 5.4.4 Control Secundario de Frecuencia (CSF) - Reducción de Carga

El requerimiento de Reducción de Carga para la provisión del CSF se ha definido a partir de la reserva mínima requerida para dicho control, según el informe IDPSSCC. Los requerimientos actuales de Reducción de Carga para el CSF han sido proyectados al año 2020 y 2022 de la misma forma que los requerimientos de reservas para el Aumento de Carga.

Tabla 5.5. Requerimientos de reserva para el CPF - Reducción de Carga

	Requerimiento de Reservas para el CSF - Reducción de Carga del SEN (MW)		Req. de Reservas para el CSF - Reducción de Carga al Norte de S/E Pan de Azúcar (MW)		Req. de Reservas para el CSF - Reducción de Carga al Sur de S/E Nogales (MW)	
	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00
Horas						
2018	-440	-501	-327	-315	-113	-186

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 63 de 341

2020	-519.21	-591.19	-385.87	-371.71	-133.34	-219.48
2022	-612.7	-697.64	-455.35	-438.64	-157.35	-259.00

#### 5.4.5 Control Terciario de Frecuencia (CTF)

El requerimiento actual y proyectado de reservas para el CTF se ha definido igual a aquel para el CSF - Aumento de Carga. Esto, en consideración de que la activación de este tipo de servicio busca la recuperación de los niveles de reserva confiables para el CSF en cuestión, con el fin de retornar a un punto de operación económico y seguro del sistema.

Tabla 5.6. Requerimientos de reserva para el CTF

Hora	Requerimiento de Reservas para el CTF del SEN (MW)		Req. de Reservas para el CTF al Norte de S/E Pan de Azúcar (MW)		Req. de Reservas para el CTF al Sur de S/E Nogales (MW)	
	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00
2018	+303	+392	+190	+206	+113	+186
2020	+357.54	+462.56	+224.20	+243.08	+133.34	+219.48
2022	+421.92	+545.58	+264.57	+286.85	+157.35	+259.00

Para la definición de los oferentes capaces de proveer y suplir dichos requerimientos zonales, se ha considerado que la capacidad disponible de cada una de las unidades para la provisión de CTF es igual al doble de la capacidad de toma de carga para el caso de CSF - Aumento de Carga, siendo esta capacidad además limitada por la máxima capacidad de generación de las unidades.

#### 5.5. Escenarios de operación y estructura de simulaciones

Esta sección enumera los distintos escenarios de operación que serán considerados en las simulaciones del SEN junto con sus principales características y las fuentes de información utilizadas para su construcción.

En particular, se considerará un conjunto de escenarios base a analizar, a partir de los cuales se identificará una serie de escenarios críticos, los cuales serán finalmente sometidos a un análisis más detallado a través de distintas sensibilidades, definidas como escenarios de sensibilidad.

Se detallan a continuación los distintos escenarios y sus definiciones, separados en categorías relevantes.

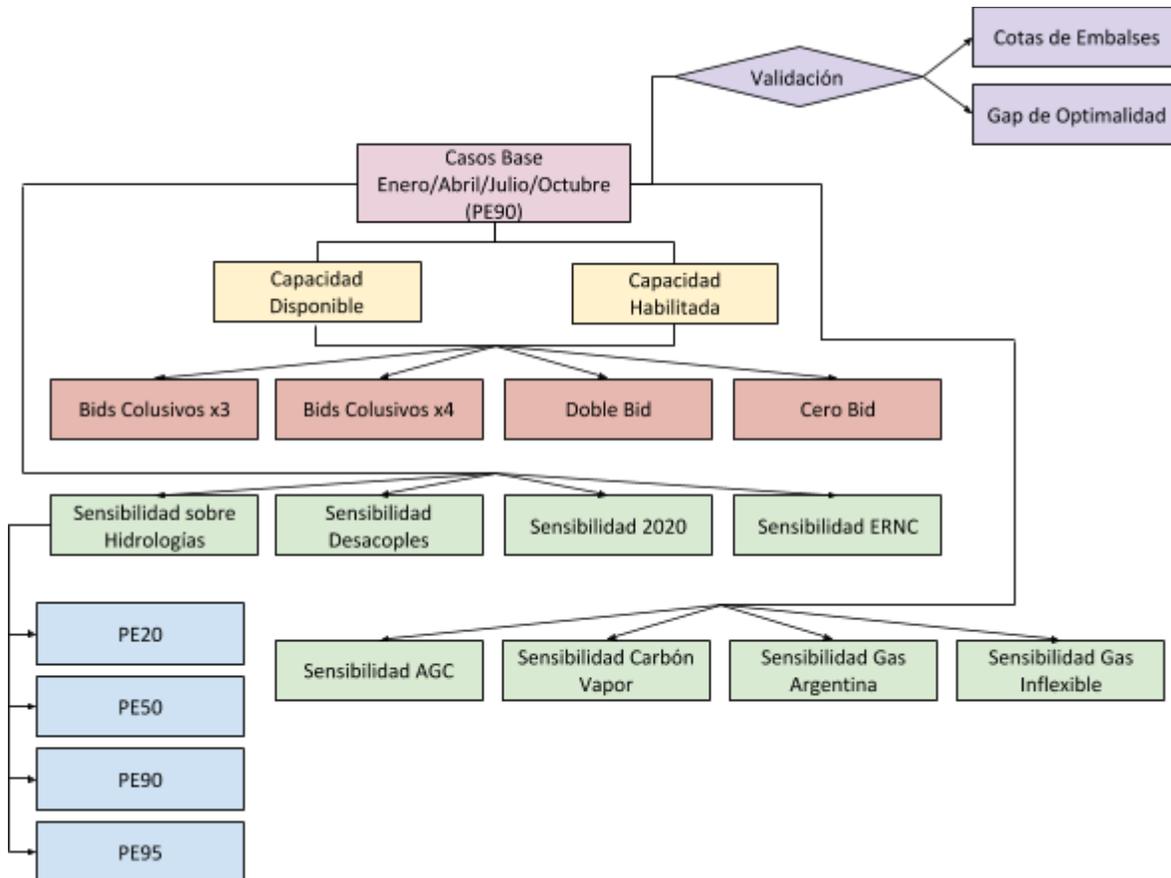


Figura 5.1. Mapa conceptual de escenarios

### 5.5.1. Escenarios base Control

El escenario base consiste en cuatro semanas del año para una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% (media seca), como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 5.7. Semanas representativas consideradas

Estación	Mes	Fecha inicio y fin
Verano	Enero	9 - 15
Otoño	Abril	10 - 16
Invierno	Julio	10 - 16
Primavera	Octubre	9 - 15

Para estas simulaciones se utilizan los *bids* obtenidos en el Estudio 1: “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC”, [Dictuc, 2019] y los costos directos de proveer el servicio de reserva según tecnología, en base a la información disponible en el documento “*Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves*”, [NREL, 2013]. A continuación se muestra una tabla con los costos utilizados:

Tabla 5.8. Costos directos de proveer servicio de reserva [NREL, 2013]

Tecnología	Costo [U\$/MWh]
Carbón	10
Gas	6
Diesel	4
Hidro	2

### 5.5.2. Sensibilidad a comportamiento colusivo

Para representar los efectos de una eventual colusión entre los actores relevantes de cada mercado que proveen un gran porcentaje de los SSCC analizados, se definió la realización de una sensibilidad a la colusión para todos los escenarios base de hidrología media seca. De esta manera se utilizó una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre, de modo de tener una perspectiva clara de cómo varían las asignaciones de reserva y las ganancias por compañía al subir el valor de dichos *bids* de manera coordinada entre las tres empresas con mayor participación.

## Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en identificar para cada escenario base y cada servicio (CSF-Down/Up y CTF) las tres compañías con mayor participación porcentual, y luego volver a resolver el problema de predespacho, considerando esta vez que dichas compañías hacen un *bid* cuyo valor es el doble del valor original. Finalmente, dicho experimento se realizó considerando primero la capacidad disponible y luego la capacidad habilitada. De esta forma se consideran **24 escenarios** en donde se intenta analizar las consecuencias de un comportamiento colusivo dentro de cada mercado.

### 5.5.3. Sensibilidad a comportamiento colusivo para cuatro compañías

Esta sensibilidad tiene como objetivo representar los efectos de una eventual colusión entre los 4 principales competidores para cada mercado de reserva secundaria. De esta manera se realizaron simulaciones con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre.

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho, considerando esta vez que las cuatro compañías más importantes a lo largo de todas las simulaciones (Enel Generación, Engie, AES Gener y Colbún) hacen un *bid* del doble del valor original, para los productos de CSF-Down o CSF-Up separadamente, independiente de su asignación en el caso base. Finalmente, dicho experimento se realizó considerando primero la capacidad disponible y luego la capacidad habilitada. De esta forma se consideran **16 escenarios** en donde se intenta analizar las consecuencias de un comportamiento colusivo más grave, en donde el cuarto competidor se integrase al cartel.

### 5.5.4. Sensibilidad de bids duplicados

Para representar los efectos de una eventual alza en las ofertas en forma individual por parte de cada uno de los actores relevantes de cada mercado en los SSCC analizados. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho para cada escenario base y cada servicio (CSF-Down/Up y CTF), considerando esta vez que las cuatro compañías más importantes a lo largo de todas las simulaciones (Enel Generación, Engie, AES Gener y Colbún) hacen un *bid* del doble del valor original de manera independiente, mientras que el resto de las empresas mantiene su *bid* original. Finalmente, dicho experimento se realizó considerando primero la capacidad disponible y luego la capacidad habilitada. De esta forma se consideran **64 escenarios** en donde se intenta analizar los incentivos para las empresas de capturar rentas no eficientes a través de cambios en su oferta.

#### 5.5.5. Sensibilidad de bids con valor cero

Para representar los efectos de una eventual alza en las ofertas en forma individual por parte de cada uno de los actores relevantes de cada mercado en los SSCC analizados. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho para cada escenario base y cada servicio (CSF-Down/Up y CTF), considerando esta vez que las cuatro compañías más importantes a lo largo de todas las simulaciones (Enel Generación, Engie, AES Gener y Colbún) hacen un *bid* de valor cero de manera independiente, mientras que el resto de las empresas mantiene su *bid* original. Finalmente, dicho experimento se realizó considerando primero la capacidad disponible y luego la capacidad habilitada. De esta forma se consideran **64 escenarios** en donde se intenta analizar los incentivos para las empresas de capturar rentas no eficientes a través de cambios en su oferta.

#### 5.5.6. Escenarios de hidrologías

Para representar distintas condiciones hidrológicas se consideran **16 escenarios**, contruidos en base a probabilidades de excedencia de energía hidráulica del sistema de 20%, 50%, 90% y 95%, para las cuatro semanas representativas.

En términos de las instancias del modelo, estas semanas se diferencian entre sí mediante los costos de combustible y perfiles de demanda y disponibilidad del recurso renovable, lo que permite analizar distintas condiciones de operación que se generan a lo largo de un año.

#### 5.5.7. Escenarios de desacople

Para considerar posibles situaciones de congestión en el SEN, se considerarán **4 escenarios**, definidos en base a los desacoples más frecuentes para el periodo 2020-2025. En la actualidad, el SEN cuenta con dos zonas con requerimientos independientes: Zona Norte (al norte de la barra Pan de Azúcar) y Zona Centro Sur (al sur de la barra Nogales). Esta definición de zonas podría ser insuficiente frente a un sistema con desacoples dentro de dichas zonas, debido a que la asignación de reservas podría estar muy concentrada desde un punto de vista geográfico.

En base a las congestiones esperadas para el periodo 2020-2025 reportadas por el Coordinador, se definieron cuatro zonas independientes: Norte-1 (al norte de la barra Los Changos) y Norte-2 (entre barras Los Changos y Pan de Azúcar) en base a congestiones esperadas en la línea Cumbre 500 -> Los Changos 500, y Centro Sur-1(entre barras Nogales y Charrúa) y Centro Sur-2 (al sur de la barra Charrúa) en base a congestiones esperadas en la línea Mulchén 220 -> Charrúa 220. Considerando estas zonas, se repartieron los requerimientos de reserva originales (Norte y Centro Sur) de forma proporcional a la demanda energética en cada una de las nuevas zonas.

Del punto de vista de la modelación, se considerará que un desacople conlleva la definición de nuevas restricciones de requerimiento de SSCC para cada una de las zonas desacopladas en el sistema, tal como se muestra en las tablas a continuación.

Tabla 5.9. Requerimientos de reserva secundaria y terciaria para el año 2020 en escenario con desacoples

	Req. de Reservas para Zona Norte-1 (MW)		Req. de Reservas para Zona Norte-2 (MW)		Req. de Reservas para Zona Centro Sur-1 (MW)		Req. de Reservas para Zona Centro Sur-2 (MW)	
	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00	01:00-18:00	18:00-01:00
CSF-Down	-291.79	-302.91	-79.91	+82.95	-199.87	-121.43	-19.60	-11.91
CSF-Up	+190.82	+175.99	+52.25	+48.20	+199.87	+121.43	+19.60	+11.91
CTF	+190.82	+175.99	+52.25	+48.20	+199.87	+121.43	+19.60	+11.91

Tabla 5.10. Requerimientos de reserva primaria para el año 2020 en escenario con desacoples

	Req. de Reservas para Zona Norte-1 (MW)	Req. de Reservas para Zona Norte-2 (MW)	Req. de Reservas para Zona Centro Sur-1 (MW)	Req. de Reservas para Zona Centro Sur-2 (MW)
CPF-Normal	±16.53	±4.52	±50.83	±4.98
CPF-Contingencia	+62.80, -28.26	+17.19, -7.73	+168.47, -76.49	+16.52 -7.50

### 5.5.8. Escenarios con menor participación de centrales vapor-carbón

Para la consideración de escenarios con menor participación de centrales vapor-carbón, se construirán hasta **4 escenarios** sintéticos en base a el Plan de Obras de Generación 2021 - 2025, considerando la salida de algunas centrales de la tecnología mencionada, especificadas en la Tabla a continuación.

Tabla 5.11. Centrales a retirar según Plan de Obras

<b>Centrales a carbón retiradas</b>
-------------------------------------

VENTANAS_1
BOCAMINA
VENTANAS_2
U12_SING
U13_SING

Del punto de vista de la modelación, se considerará que dichas unidades salen totalmente de los mercados de energía y reserva, a partir de lo cual se volverán a evaluar los resultados del problema de predespacho.

#### 5.5.9. Escenarios CSF AGC

Por último, se considerarán hasta **4 escenarios** donde la prestación de CSF será diferenciada en las categorías de Manual y Automático. Para estos escenarios se introducirá una modificación al modelo, específicamente sobre las componentes del modelo que consideran el CSF, según se describe a continuación.

#### Sets, variables y parámetros

Los sets considerados son los siguientes:

- $j \in \mathcal{G}_{TH}^A$ : Unidades de generación térmicas e hidro con capacidad de proveer CSF AGC
- $j \in \mathcal{G}_{TH}^M$ : Unidades de generación térmicas e hidro con capacidad de proveer CSF Manual

Las variables añadidas al modelo para reemplazar las variables de CSF previas son las siguientes:

- $r_{it}^{2M+}, r_{it}^{2M-}$ : Capacidad asignada para CSF Manual Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$
- $r_{it}^{2A+}, r_{it}^{2A-}$ : Capacidad asignada para CSF Up y Down de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$

Los parámetros necesarios para completar la formulación son los siguientes:

- $R_i^{2A}, R_i^{2M}$  : Máximo técnico para proveer CSF Automático o Manual de la unidad de generación  $i$
- $DR_{zt}^{2A+}, DR_{zt}^{2A-}$  : Requerimiento de CSF Automático Up y Down en la zona  $z$  en el instante  $t$
- $DR_{zt}^{2+}, DR_{zt}^{2-}$  : Requerimiento de CSF (Total) Up y Down en la zona  $z$  en el instante  $t$
- $C_{it}^{2A}, C_{it}^{2N}$  : Oferta para proveer CSF Automático o Manual del generador  $i$  en el instante  $t$

#### Restricciones y función objetivo

A continuación, se presentan las restricciones añadidas al modelo base de predespacho para la consideración de productos de CSF diferenciados entre manual y automático, que reemplazan las restricciones de CSF previas.

- Máximos técnicos para la asignación de reserva en relación al comisionamiento

$$0 \leq r_{it}^{2A+} \leq R_i^{2A} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^A, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2A-} \leq R_i^{2A} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^A, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2M+} \leq R_i^{2M} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^M, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2M-} \leq R_i^{2M} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^M, t \in \mathcal{T}$$

- Interacción entre distintos productos en términos de capacidad

$$\underline{P}_{it} x_{it} \leq p_{it} + r_{it}^{1N+} + r_{it}^{1C+} + r_{it}^{2A+} + r_{it}^{3S} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^A, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{P}_{it} x_{it} \leq p_{it} + r_{it}^{1N+} + r_{it}^{1C+} + r_{it}^{2M+} + r_{it}^{3S} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^M, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{P}_{it} x_{it} \leq p_{it} - r_{it}^{1N-} - r_{it}^{1C-} - r_{it}^{2A-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^A, t \in \mathcal{T}$$

$$\underline{P}_{it} x_{it} \leq p_{it} - r_{it}^{1N-} - r_{it}^{1C-} - r_{it}^{2M-} \leq \overline{P}_{it} x_{it} \quad \forall i \in \mathcal{G}_{TH}^M, t \in \mathcal{T}$$

- Requerimientos de reserva por zona y producto

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^A(z)} r_{it}^{2A+} \geq DR_{zt}^{2A+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^A(z)} r_{it}^{2A-} \geq DR_{zt}^{2A-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} (r_{it}^{2A+} + r_{it}^{2M+}) \geq DR_{zt}^{2+} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}(z)} (r_{it}^{2A-} + r_{it}^{2M-}) \geq DR_{zt}^{2-} \quad \forall z \in \mathcal{Z}, t \in \mathcal{T}$$

Finalmente, es necesario reemplazar las componentes de costo asociadas al CSF por las que se describen a continuación:

$$CR^{2A} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^A} C_{it}^{2A} (r_{it}^{2A+} + r_{it}^{2A-})$$

$$CR^{2M} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{G}_{TH}^M} C_{it}^{2M} (r_{it}^{2M+} + r_{it}^{2M-})$$

#### 5.5.10. Escenario 2022

Para considerar la evolución de este mercado se considerarán **4 escenarios** que incluyen los cambios proyectados en el sistema para el año 2022. Las proyecciones de demanda y costos variables de combustible fueron obtenidas directamente de las proyecciones disponibles en el Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, 2018. Considerando el año 2018 como referencia, se representa el porcentaje en que aumenta cada variable para los años 2020 y 2022 según los resultados de esta proyección como un factor de modulación que multiplica el valor actual. Los valores utilizados para cada año de modelación se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5.12. Proyección de aumento de Parámetros de Condiciones Operativas respecto al año 2018

Estación	2020 [%]	2022 [%]
Demanda	1.059	1.124
Gas	1.015	1.9
Carbón	1.263	22.6

Diesel	1.187	28.0
--------	-------	------

Del mismo modo, el valor del agua utilizado se obtuvo directamente de la simulación PLP otorgada por el CEN, específicamente para una probabilidad de excedencia del 90% y las semanas que representan el caso base. En cuanto a los oferentes considerados en el escenario 2022, éstos fueron obtenidos a partir de la información disponible en el capítulo 5 de IDPSSCC, 2018, en donde se detallan las unidades que ingresan al sistema en los próximos años y son capaces de proveer el servicio de reserva secundaria. Dado que solo se detalla la capacidad de generación máxima de cada una de estas unidades, se proyectó la capacidad máxima de reserva a partir de la capacidad de reserva promedio de la tecnología de la central correspondiente. En consideración a los requerimientos para cada uno de los SSCC para el año 2022, éstos fueron obtenidos a partir de proyecciones considerando distintas fuentes de información pública disponible. Para aquellos SSCC no disponibles se utilizaron supuestos. Las fuentes de información y supuestos utilizados se describen en la siguiente tabla:

Tabla 5.13. Requerimientos Técnicos Para Cada Servicio

SSCC	Requerimiento
Reserva Secundaria - Aumento y Reducción de Carga	Descrito en informe IDPSSCC, proyectado en base al crecimiento de la demanda del sistema y tasa de integración renovable
Reserva Terciaria	Igual a requerimiento de reserva secundaria hacia arriba

#### 5.5.11. Sensibilidad de gas Argentino

Para complementar el análisis realizado, se incorpora la simulación de un predespacho considerando el uso de gas económico, pensando en una posible entrada de gas argentino de bajo costo al mercado. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho para cada escenario base, considerando costos variables más bajos para las centrales San Isidro y Nueva Renca (del orden de 40 USD/MWh). De esta forma, se consideran **4 escenarios** adicionales.

### 5.5.12. Sensibilidad de gas Inflexible

Para complementar el análisis realizado, se incorpora la simulación de un predespacho considerando posibles declaraciones de inflexibilidad en el uso de gas de parte de algunas centrales en el sistema. En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho para cada escenario base, considerando costos variables de 0 USD/MWh para la central Kelar, simulando la inflexibilidad de este combustible y desplazando a unidades con costos variables más altos (del orden de 40 USD/MWh). De esta forma, se consideran **4 escenarios** adicionales.

### 5.6 Aspectos adicionales y simplificaciones de modelación

Esta sección presenta los aspectos y simplificaciones de modelación usados para realizar las simulaciones descritas en el presente capítulo.

#### **Gap de optimalidad**

Se consideró por defecto un gap de optimalidad del 1%. Se incluye una sensibilidad con una reducción del gap al 0.1% a modo de entender el impacto de la pérdida de optimalidad sobre los resultados obtenidos. En términos absolutos, el gap de 1% corresponde alrededor de 400,000 USD.

#### **Modelación de centrales**

Las variables binarias correspondientes al encendido, apagado y estado on/off de las unidades de generación se consideró relajada para todas las centrales cuyo mínimo técnico fuera inferior a 10 MW. Se considera que esta simplificación no impacta de manera relevante el análisis de SSCC y condiciones de competencia. Las centrales sin costos de encendido, mínimos técnicos ni mínimos tiempos de encendido/apagado, se consideran continuas.

#### **Modelación de embalses**

Para embalses con valor del agua asociado, se consideró como supuesto base que las cotas no son activas durante las semanas simuladas. Esto implica que siempre se puede extraer agua del embalse, según el valor del agua considerado para cada simulación. Por otro lado, para embalses pequeños, sin valor del agua asociado, se consideró como supuesto base que operan como centrales de pasada. Se incluye una sensibilidad con restricciones de cota y capacidad de gestión para embalses pequeños, a modo de entender el impacto de este supuesto sobre los resultados obtenidos.

#### **Reserva terciaria *non spinning***

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 74 de 341

Para todas las simulaciones base, se consideró por defecto que pueden proveer reserva terciaria *non spinning* todas las centrales a Diesel o Gas, salvo las que operan en base a turbinas de vapor. De forma adicional, se incluyó una regla de granularidad, donde se limitó el mínimo técnico de las unidades que pueden participar de este servicio a un máximo de 50 MW, para prevenir tener que incurrir en costos elevados al momento de activar esta reserva. La relajación de esta regla sólo mejorará las condiciones de competencia.

### **Modelo para rentas pivotaes**

Las simulaciones de predespacho están complementadas con un análisis de rentas pivotaes. Estos indicadores fueron calculados utilizando el modelo de predespacho descrito en la presente sección, con la única salvedad de que todas las variables binarias fueron relajadas (i.e. estas toman un valor entre 0 y 1), para acelerar los tiempos de ejecución.

### **Parque de oferta de SSCC**

Para las simulaciones se consideró como supuesto base que el parque de oferta de SSCC se compone de los recursos disponibles según el IDPSSCC 2018, teniendo en mente una prospección del mercado de SSCC al año 2020. Se incluyeron sensibilidades con el parque habilitado a 2018 según el mismo informe, a modo de tener una noción de cuánto dependen las condiciones de competencia de la habilitación de los recursos disponibles.

## 6. Simulaciones del SEN y Análisis Definitivo de Condiciones de Competencia

El presente capítulo expone los principales resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando un problema de predespacho con horizonte semanal y resolución horaria, para el análisis de los potenciales mercados de SSCC a implementar por el Coordinador. La información sobre ofertas de los participantes se tomaron de los resultados de las bandas de precio obtenidas en el Estudio 1.

El capítulo se estructura de la siguiente manera: La sección 6.1 presenta los resultados de las simulaciones de predespacho y del análisis de rentas pivotaes para cuatro semanas representativas (Enero, Abril, Julio, Octubre) al año 2020 considerando una hidrología media seca (probabilidad de excedencia hidrológica 90%). Estos resultados sirven de casos base para el resto del capítulo. Las secciones 6.2 y 6.3 presentan sensibilidades al comportamiento colusivo de los agentes más relevantes para los distintos SSCC. Las secciones 6.4 y 6.5 presentan sensibilidades para analizar posibles comportamientos estratégicos duplicando y llevando el bid a cero para las empresas más relevantes, respectivamente. Las secciones 6.6 a la 6.10 presentan distintas sensibilidades respecto a hidrologías, futuros desacoples, proyección al año 2022, participación de ERNC en la provisión de SSCC y requerimiento. Finalmente en la Sección 6.11 se presenta una conclusión del presente capítulo. Resultados de asignaciones y composición tecnológica de estas y otras sensibilidades fueron incluídas en el Anexo B.

Un diagrama conceptual sobre los diversos casos y sensibilidades analizadas se encuentra disponible en la Fig. 6.1. La principal motivación de realizar un conjunto exhaustivo de sensibilidades es entregar robustez a las conclusiones sobre las condiciones de competencia en los mercados de SSCC.

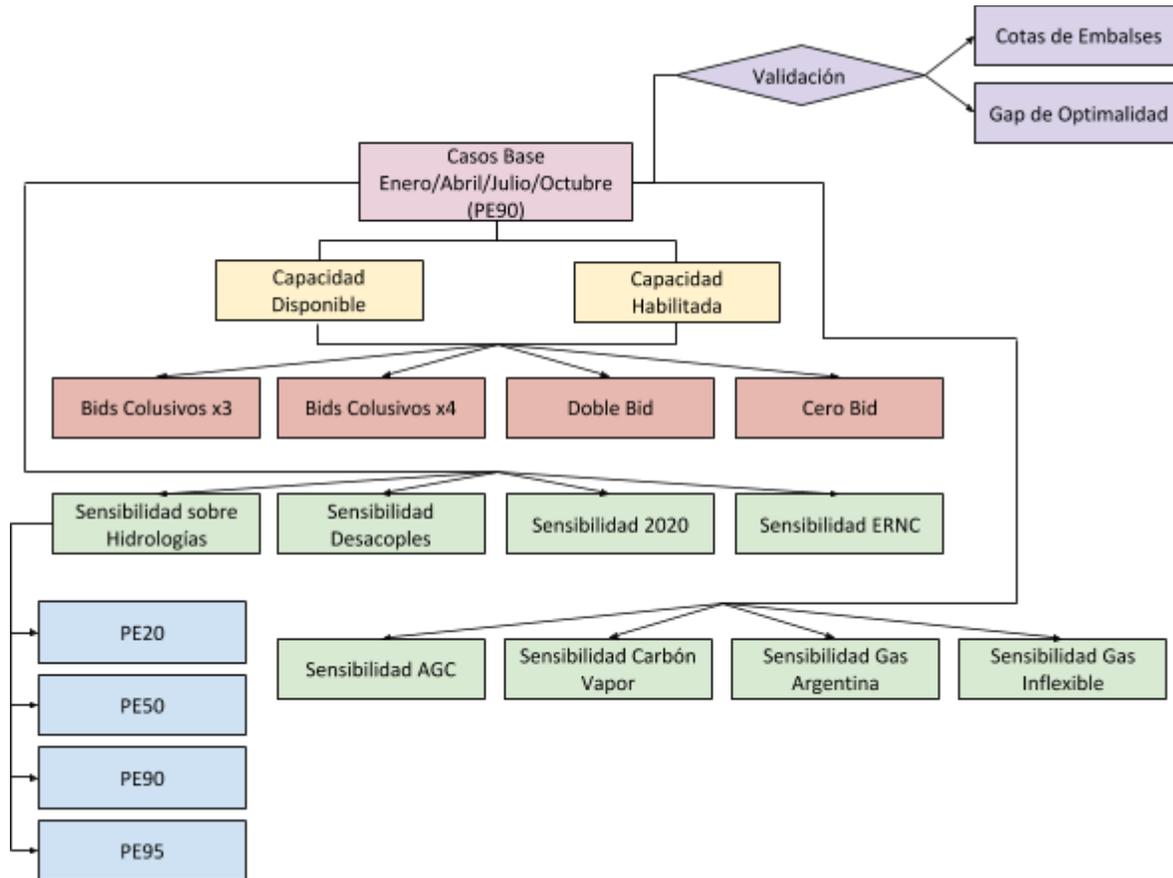


Figura 6.1. Casos y sensibilidades bajo análisis

### 6.1 Simulaciones base (PE 90%)

Esta sección presenta los resultados para cuatro semanas del año para una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% (media seca). En particular, se presentan las asignaciones de reserva, índices de concentración de mercado, indicadores de remuneración total, y un análisis de índices pivotaes. Para la asignación de reservas, se presentan las cinco firmas con una mayor participación de forma individual, mientras que las demás empresas con participaciones menores a dichas cinco se agrupan en la categoría “Otros”. Los escenarios presentados se consideran como base, de forma consistente con la información usada en el Estudio 1.

Detalles gráficos extensivos de los despachos y asignaciones por zonas y tecnologías, costos marginales y remuneraciones se encuentran disponibles en el Anexo A, dedicado a presentar dichas características estructurales de las simulaciones.

### CSF-Down

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CSF-Down a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

#### Capacidad disponible

Tabla 6.1. Asignación porcentual total de CSF-Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	AES GENER	57.35	AES GENER	57.75	AES GENER	55.17	AES GENER	55.17
2	EDEL GENERACIÓN	12.72	COLBUN	13.94	COLBUN	21.87	COLBUN	15.55
3	COLBUN	7.11	EDEL GENERACIÓN	12.22	EDEL GENERACIÓN	14.46	EDEL GENERACIÓN	13.06
4	LA HIGUERA	3.32	HYDRO CHACAYES	5.05	HYDRO CHACAYES	2.14	HYDRO CHACAYES	3.5
5	LA CONFLUENCIA	2.62	PUNTILLA	1.52	LA CONFLUENCIA	0.87	PUNTILLA	2.19
6	Otros	16.89	Otros	9.52	Otros	5.5	Otros	10.53

Se observa que para este servicio y para este escenario de ofertas, las tres compañías con mayor asignación se mantienen a través del año (AES Gener, Edel Generación y Colbún) con una participación conjunta superior al 75% del requerimiento. En particular, se destaca que de estas simulaciones, la empresa AES Gener se adjudica más de la mitad de la asignación del producto en todas las semanas consideradas. Lo anterior no necesariamente implica riesgos de poder de mercado, particularmente pues este es el resultado de un conjunto específicos de ofertas, pero sí entrega señales sobre la necesidad de un monitoreo de corto plazo para estas empresas.

### Capacidad habilitada

Tabla 6.2. Asignación porcentual total de CSF-Down para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	1	AES GENER	<b>62.34</b>	AES GENER	<b>62.33</b>	AES GENER	<b>60.99</b>	AES GENER
2	COLBUN	<b>27.95</b>	COLBUN	<b>29.33</b>	COLBUN	<b>28.97</b>	COLBUN	<b>28.75</b>
3	ENEL GENERACIÓN	<b>9.71</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>8.33</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>8.2</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>8.61</b>
4	Otros	<b>0</b>	Otros	<b>0</b>	ENGIE	<b>1.85</b>	ENGIE	<b>0.83</b>
5	-	-	-	-	Otros	<b>0</b>	Otros	<b>0</b>

Al considerar sólo la capacidad habilitada reportada en el Capítulo 7 del IDPSSCC, se observa que el mercado para CSF-Down en esta realización se ve aún más concentrado, con las tres principales empresas (AES Gener, Colbún y Enel Generación) obteniendo más de un 98% en todas las semanas simuladas. De forma adicional, se observa que la única empresa adicional que resulta con asignaciones en este escenario corresponde a Engie. Este resultado contrasta con el caso base que considera oferentes potenciales donde se observan participaciones de otras empresas que operan centrales de pasada en la provisión de este servicio. Estos resultados reflejan cómo al cambiar el conjunto de oferentes los resultados, tal como es de esperarse, son más concentrados para el escenario que considera a los oferentes habilitados en el año 2018. Considerando este conjunto de oferentes el monitoreo es particularmente relevante al tener una empresa con más del 60% de participación.

### CSF-Up

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CSF-Up a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad disponible

Tabla 6.3. Asignación porcentual total de CSF-Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	1	ENGIE	<b>54.05</b>	ENGIE	<b>42.84</b>	ENGIE	<b>41.14</b>	ENGIE
2	EDEL GENERACIÓN	<b>31.78</b>	EDEL GENERACIÓN	<b>36.3</b>	EDEL GENERACIÓN	<b>33.3</b>	EDEL GENERACIÓN	<b>28.08</b>
3	COLBUN	<b>6.71</b>	AES GENER	<b>12.37</b>	AES GENER	<b>9.55</b>	AES GENER	<b>11.15</b>
4	ENLASA	<b>1.93</b>	ENLASA	<b>1.93</b>	TAMAKAYA ENERGÍA	<b>4.91</b>	TAMAKAYA ENERGÍA	<b>6.08</b>
5	LOS ESPINOS	<b>1.36</b>	LOS ESPINOS	<b>1.58</b>	LOS ESPINOS	<b>3.08</b>	LOS ESPINOS	<b>4.14</b>
6	Otros	<b>4.16</b>	Otros	<b>4.97</b>	Otros	<b>8.02</b>	Otros	<b>12.65</b>

Se observa que para este servicio y para este escenario de ofertas, las tres compañías con mayor asignación muestran una participación conjunta superior al 75% del requerimiento. En particular, se observa que las dos empresas con mayor asignación (Engie, Edel Generación) se mantienen a través del año, con una participación conjunta que varía entre el 65% y el 85% del total del requerimiento. La tercera empresa con mayor asignación corresponde a AES Gener, excepto para el mes de Enero donde se observa una mayor participación de la empresa Colbún. Al igual que en CSF-Down es relevante el monitoreo de mercado dado el potencial para altos niveles de concentración del mercado.

Capacidad habilitada

Tabla 6.4. Asignación porcentual total de CSF-Up para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
1	ENGIE	<b>55.89</b>	ENGIE	<b>42.8</b>	ENGIE	<b>41.39</b>	ENGIE	<b>39.29</b>
2	EDEL GENERACIÓN	<b>31.09</b>	EDEL GENERACIÓN	<b>40</b>	EDEL GENERACIÓN	<b>32.54</b>	EDEL GENERACIÓN	<b>32.63</b>
3	COLBUN	<b>10.29</b>	AES GENER	<b>16.69</b>	AES GENER	<b>19.37</b>	AES GENER	<b>24.66</b>
4	AES GENER	<b>2.72</b>	COLBUN	<b>0.51</b>	COLBUN	<b>4.97</b>	TAMAKAYA ENERGÍA	<b>1.81</b>
5	Otros	<b>0</b>	Otros	<b>0</b>	AME	<b>1.01</b>	COLBUN	<b>0.87</b>
6	-	-	-	-	Otros	<b>0.72</b>	Otros	<b>0.73</b>

Nuevamente, al considerar sólo la capacidad habilitada, se observa que para este escenario de ofertas el mercado para CSF-Up presenta una mayor concentración, con las tres principales empresas (Engie, Edel Generación y Colbún) obteniendo más de un 93% de la asignación en todas las semanas simuladas. También se aprecia una reducción en la participación de otras empresas en comparación al caso con capacidad disponible.

**CTF**

Se presentan a continuación las participaciones de mercado más relevantes para el producto CTF a nivel sistémico, en base a las simulaciones de predespacho, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad disponible**

Tabla 6.5. Asignación porcentual total de CTF para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	1	ENEL GENERACIÓN	<b>40.22</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>43</b>	PRIME ENERGÍA	<b>30.52</b>	ENEL GENERACIÓN
2	ENLASA	<b>12.68</b>	ENLASA	<b>10.65</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>23.18</b>	ENLASA	<b>12.79</b>
3	ENGIE	<b>8.19</b>	ANDES GENERACIÓN	<b>6.88</b>	COLBUN	<b>10.93</b>	ENGIE	<b>7.23</b>
4	ANDES GENERACIÓN	<b>5.61</b>	SWC	<b>5.8</b>	EMELDA	<b>9.37</b>	ANDES GENERACIÓN	<b>6.74</b>
5	GENPAC	<b>4.91</b>	BARRICK GENERACIÓN	<b>4.14</b>	ENLASA	<b>6.41</b>	COLBUN	<b>4.82</b>
6	Otros	<b>28.4</b>	Otros	<b>29.53</b>	Otros	<b>19.59</b>	Otros	<b>45.95</b>

A diferencia de los casos anteriores, para este servicio se observa que la asignación conjunta de las tres compañías más relevantes varía entre un 42% y un 64% a lo largo del año. Adicionalmente, se observa que la única empresa que mantiene consistentemente un alto porcentaje de participación a lo largo de las simulaciones corresponde a Enel Generación, oscilando entre un 22% y un 43%. Todas las demás empresas muestran mayor variación en su participación. Finalmente, se observa una alta participación de empresas con menores porcentajes de asignación para todas las semanas, alcanzando un máximo en Octubre del 45%. Por lo tanto, para este escenario de ofertas, el resultados del mercado de CTF es menos concentrado que los mercados de CSF.

Capacidad habilitada

Tabla 6.6. Asignación porcentual total de CTF para las principales compañías.

Market Share	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	1	ENEL GENERACIÓN	<b>41.55</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>36.5</b>	PRIME ENERGIA	<b>42.76</b>	PRIME ENERGIA
2	ENLASA	<b>10.77</b>	ENLASA	<b>10.91</b>	EMELDA	<b>9.3</b>	COLBUN	<b>11</b>
3	ANDES GENERACIÓN	<b>8.07</b>	ANDES GENERACIÓN	<b>7.94</b>	COLBUN	<b>9.11</b>	EMELDA	<b>8.85</b>
4	SWC	<b>5.86</b>	SWC	<b>5.76</b>	ENLASA	<b>7.95</b>	ENLASA	<b>7.57</b>
5	BARRICK GENERACIÓN	<b>4.35</b>	BARRICK GENERACIÓN	<b>4.33</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>7.52</b>	ENEL GENERACIÓN	<b>7.27</b>
6	Otros	<b>29.4</b>	Otros	<b>34.56</b>	Otros	<b>23.36</b>	Otros	<b>21.51</b>

Al considerar sólo la capacidad habilitada, se observa un cambio menos brusco en términos de concentración de empresas para el servicio de CTF, debido a que aún se permite la participación en base a criterios tecnológicos de firmas para el mercado de reserva no en giro. Es posible observar que ahora la asignación porcentual conjunta de las tres primeras empresas varía entre un 55% y un 65% para las semanas simuladas, y la participación de empresas con menor porcentaje de asignación alcanza un máximo en Abril del 34%. Por lo tanto, este resultado de asignación, confirma que el mercado para CTF tiene, en general, una menor concentración que los mercados de CSF.

**HHI**

A continuación se presenta el índice HHI de concentración de mercado, para las zonas Norte y Centro-Sur definidas por el IDPSSCC 2018, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC. Recalamos el hecho que el indicador HHI debe ser interpretado con cuidado pues presenta grandes deficiencias como indicador efectivo para analizar condiciones de competencia en mercados con la complejidad del eléctrico.

### Capacidad disponible

#### Norte

Tabla 6.7. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	6910.17	6978.71	6514.47	6443.54
CSF-Up	8368.77	5696.05	5180.99	4566.7
CTF	1537.23	1990.46	3044.37	1561.63

#### Centro-Sur

Tabla 6.8. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro-Sur.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	1030.43	2645.76	5636.82	3064.18
CSF-Up	5620.58	7388.68	6128	4157.58
CTF	4075.51	2973.6	2976.96	865.7

A partir de estos resultados, es posible obtener distintas conclusiones según el servicio en cuestión. Para CSF-Down, se observa que la zona Norte presenta mayor índice HHI, variando entre 6000 y 7000, mientras que en la zona Centro Sur se observa un mínimo de 1030 en Enero y un máximo de 5600 en Julio. Para CSF-Up, se observan niveles similares de concentración en ambas zonas, oscilando entre 4500 y 8400 en la zona Norte, y entre 4100 y 7400 en la zona Centro Sur. Finalmente, se tiene que para CTF se observan menores concentraciones de forma general, con rangos de variaciones similares entre la zona Norte y Centro Sur. Estos resultados son naturalmente consistentes con los porcentajes de participación antes reportados y muestran que el mercado para CTF, tomando esta información, presentaría mejores condiciones de competencia que el mercado de CSF.

### Capacidad habilitada

#### Norte

Tabla 6.9. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	7920.29	7919.38	7577.84	7779.32
CSF-Up	8943.64	5928.77	5646.76	5304.44
CTF	1935.29	2091.15	5225.2	5349.07

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Sur

Tabla 6.10. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro-Sur.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Down	9100.94	10000	9755	9612.56
CSF-Up	6228.92	9250.83	6241.16	6516.7
CTF	2886.1	1687.33	1342.43	1630.4

Al considerar la capacidad habilitada, se observa en primer lugar un aumento considerable en el índice HHI para CSF-Down, especialmente para la zona Centro-Sur, alcanzando el máximo teórico de este indicador en el mes de Abril, donde la empresa Colbún entrega la totalidad del servicio. Para CSF-Up las variaciones son menores, observándose un leve aumento en la zona Centro Sur, alcanzando un máximo en Abril de 9250. Finalmente para CTF no se observa un cambio relevante, debido a que aún se permite la participación en base a criterios tecnológicos de centrales en el mercado de reserva terciaria no en giro. Estos indicadores HHI tan altos no necesariamente implican problemas desde el punto de vista de los niveles de competencia por lo que se hace relevante analizar el impacto de sensibilidades en los bids y las rentas pivotaes, sin embargo sí reafirman la necesidad de tener particular cuidado en el monitoreo de las condiciones de mercado en el corto plazo.

#### Proporción de remuneraciones

A continuación se presenta la proporción porcentual de remuneraciones en reserva, calculados mediante pay-as-bid, en relación a remuneraciones en energía, estimados mediante pay-as-clear, usando las variables duales de las simulaciones realizadas para cada semana representativa. Se presentan resultados considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Tabla 6.11. Porcentaje de remuneraciones de reserva en relación a energía.

	Enero	Abril	Julio	Oct
C. Disponible	2.93	3.15	3.1	3.11
C. Habilitada	3.03	3.31	3.39	3.24

Se observa que los pagos por reserva representan alrededor de un 3% de los pagos en energía para todos los escenarios simulados, siendo la reserva levemente más costosa para las simulaciones que consideran la capacidad habilitada respecto a la disponible.

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final  
Página 85 de 341

### Índices de pivotalidad

Los resultados anteriores muestran distintas asignaciones, niveles de concentración y remuneraciones para las semanas consideradas, en base a una realización específica de los *bids* de cada agente. Estos indicadores permiten tener una noción del comportamiento del mercado una vez que ya esté implementado. Sin embargo, para el estudio de condiciones de competencia, los índices asociados al cálculo de rentas pivotaes entregan mayor información sobre el potencial para el ejercicio de poder de mercado. Estos indicadores tienen la ventaja de no depender de la estimación de *bids*, sino que toman en consideración los impactos de la estructura de costos intrínseca del sistema conjunto de energía y reservas así como restricciones operacionales relevantes.

Esta sección presenta los índices asociados a rentas pivotaes a nivel sistémico en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas pero con la consideración, a diferencia del Estudio 1, del sistema hídrico y de transmisión en detalle. La metodología de análisis de rentas pivotaes es la presentada en el Capítulo 5 del Estudio “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC”, considerando el análisis separadamente tanto los recursos disponibles como los recursos habilitados para la provisión de SSCC. Cabe destacar que para este cálculo de rentas pivotaes no se consideran las *bids* de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

### CSF-Down

A continuación se presenta la composición de rentas pivotaes para las empresas más relevantes en la provisión de CSF-Down, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

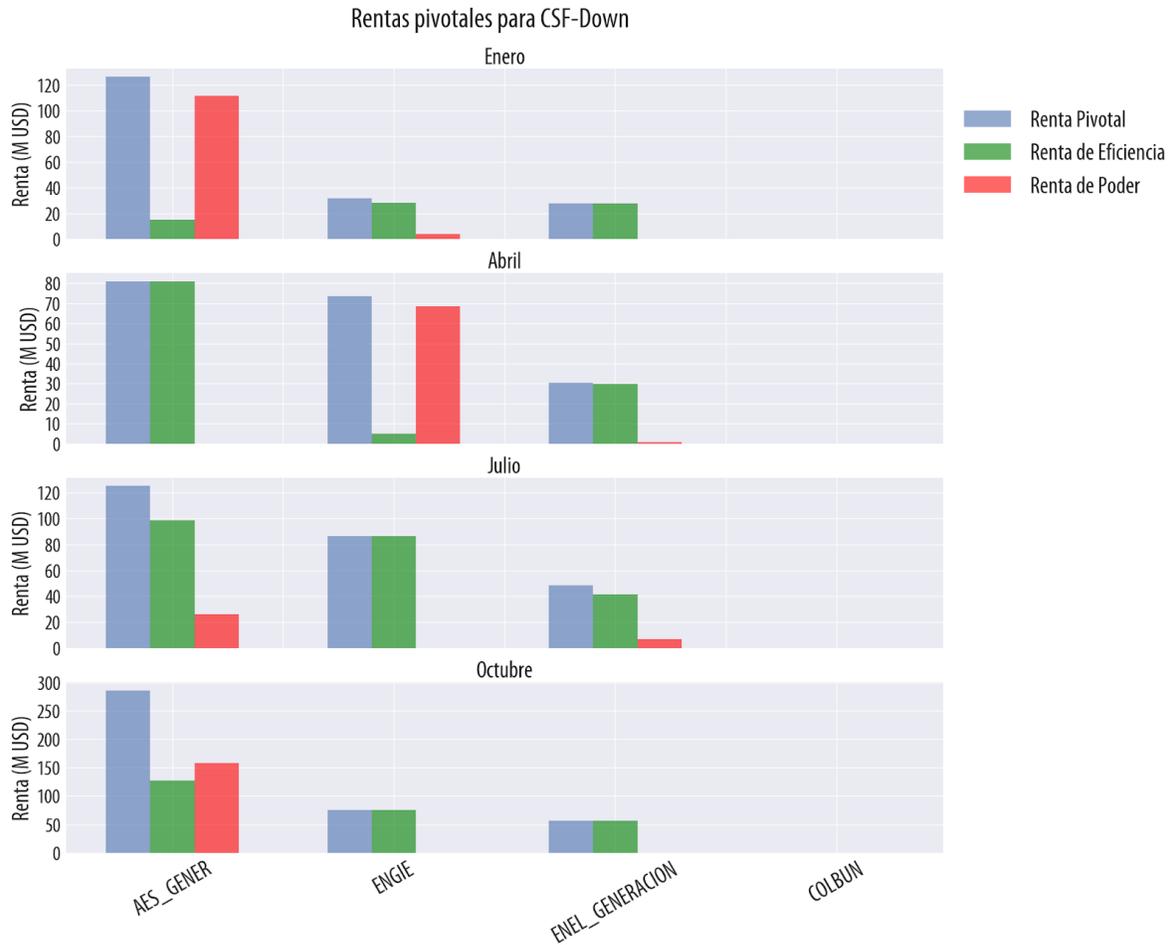


Figura 6.2. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Down.

Se puede observar la existencia de rentas pivotales para las empresas AES Gener, Engie y Enel Generación a través de todas las semanas simuladas, sin embargo, existe gran variación en su descomposición. En general se observa que para ciertos meses, las rentas pivotales de las empresas AES Gener y Engie provienen en gran parte de rentas de poder de mercado, a diferencia de Enel Generación, cuyas rentas provienen principalmente de rentas de eficiencia. Además, resulta importante destacar el caso de Colbún, empresa que no muestra rentas pivotales pese a estar asignada para el cumplimiento de este requerimiento en el caso base, de lo cual se puede extraer que la empresa no tiene capacidad de ejercer poder de mercado al ser sustituible desde el punto de vista del sistema. Este elemento motiva analizar una sensibilidad de bids para confirmar el cálculo de la renta pivotal.

Capacidad Habilitada

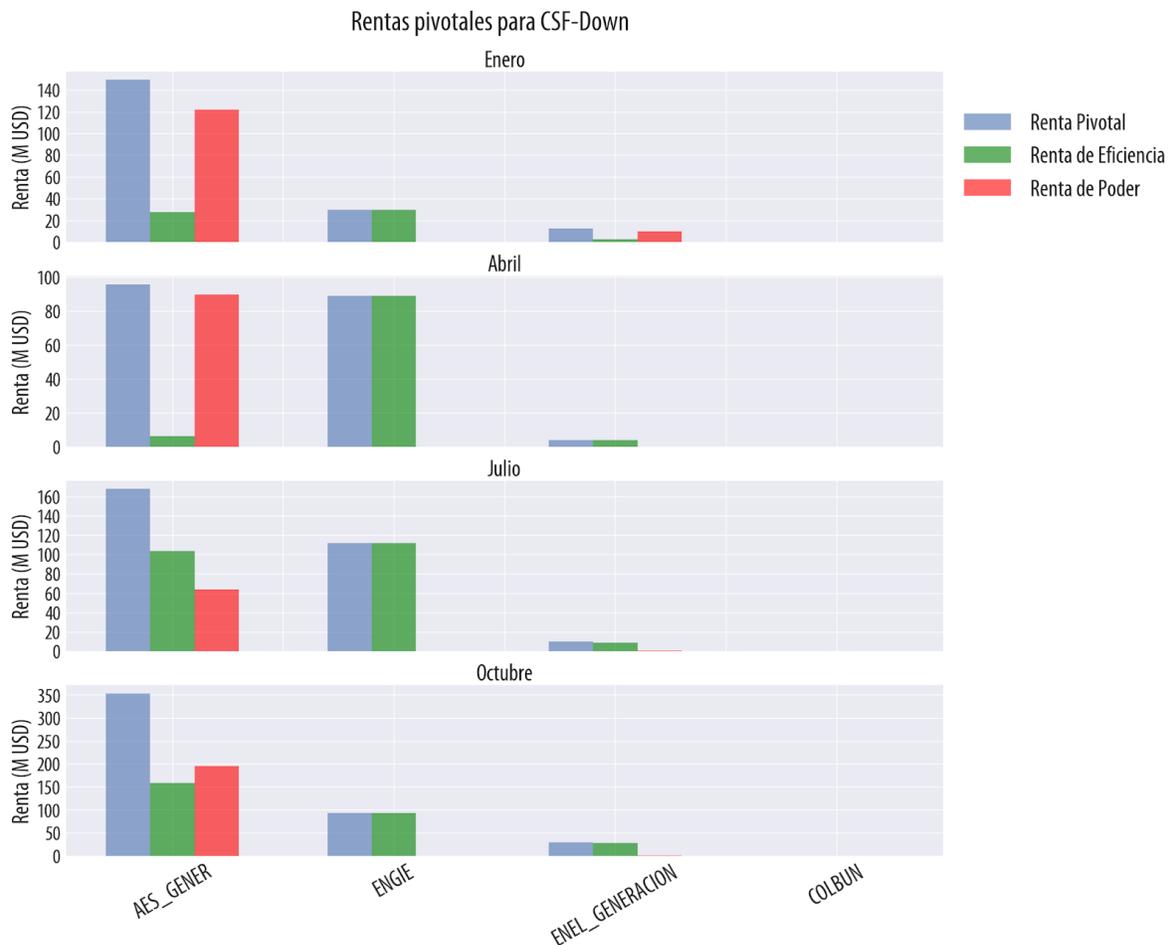


Figura 6.3. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Down.

Al considerar la capacidad habilitada, se puede observar que persiste la existencia de rentas pivotales para las empresas AES Gener, Engie y Enel Generación a través de todas las semanas simuladas, pero con un gran variación en su respectiva composición y magnitud. En general se observa que las rentas pivotales de la empresa AES Gener provienen en gran parte de rentas de poder de mercado, a diferencia de Engie y Enel Generación, cuyas rentas provienen principalmente de rentas de eficiencia. Nuevamente, resulta relevante destacar que la empresa Colbún no muestra ningún tipo de renta pivotal.

CSF-Up

A continuación se presenta la composición de rentas pivotales para las empresas más relevantes en la provisión de CSF-Up, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

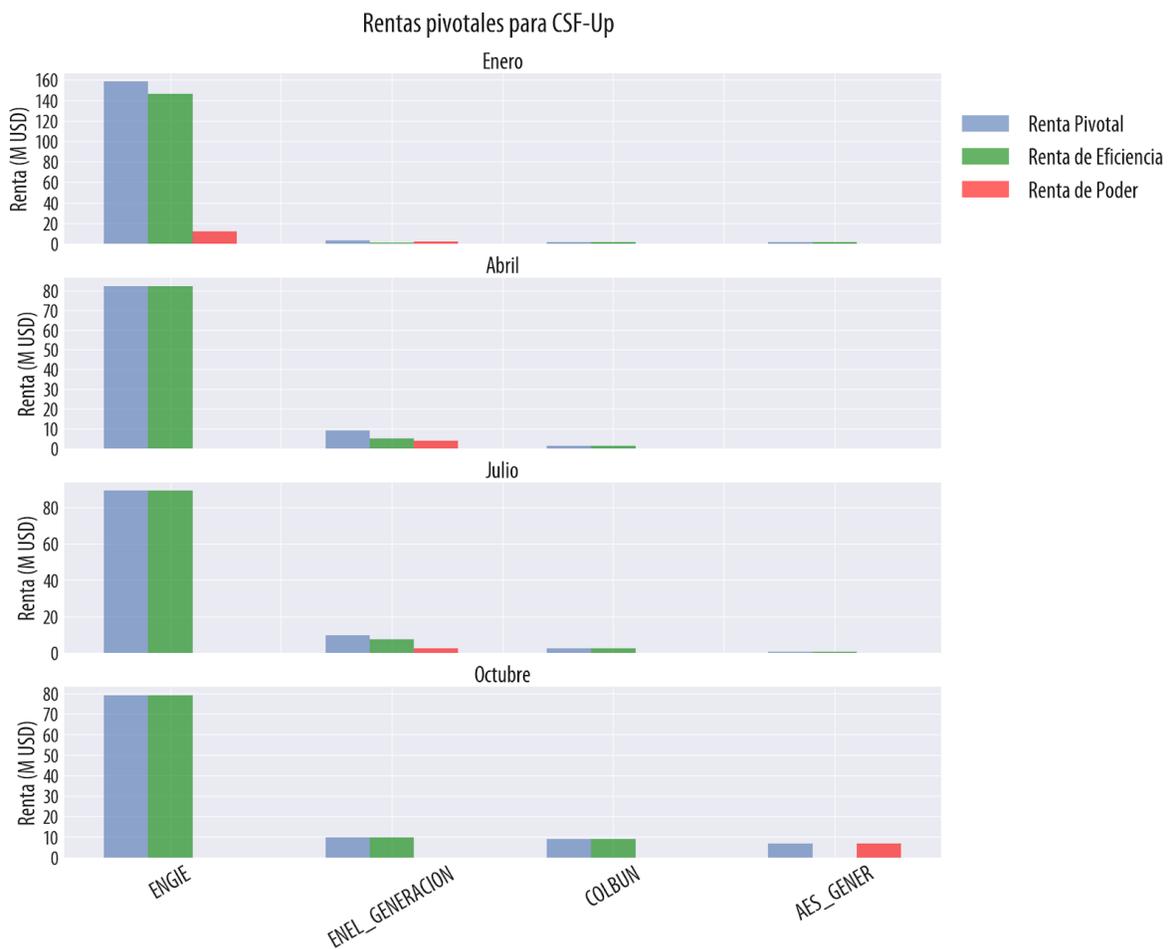


Figura 6.4. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Up.

Se puede observar que para CSF-Up las rentas pivotales provienen principalmente de rentas de eficiencia, existiendo un bajo nivel de rentas de poder de mercado que se presentan en algunos escenarios específicos. En particular se observa que la empresa Engie presenta mayor renta pivotal que el resto de las empresas bajo análisis. Las empresas que presentan rentas de poder de mercado continúan siendo AES Gener, Engie y Enel Generación, pero en una proporción menor a las rentas observadas para CSF-Down.

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Capacidad Habilitada

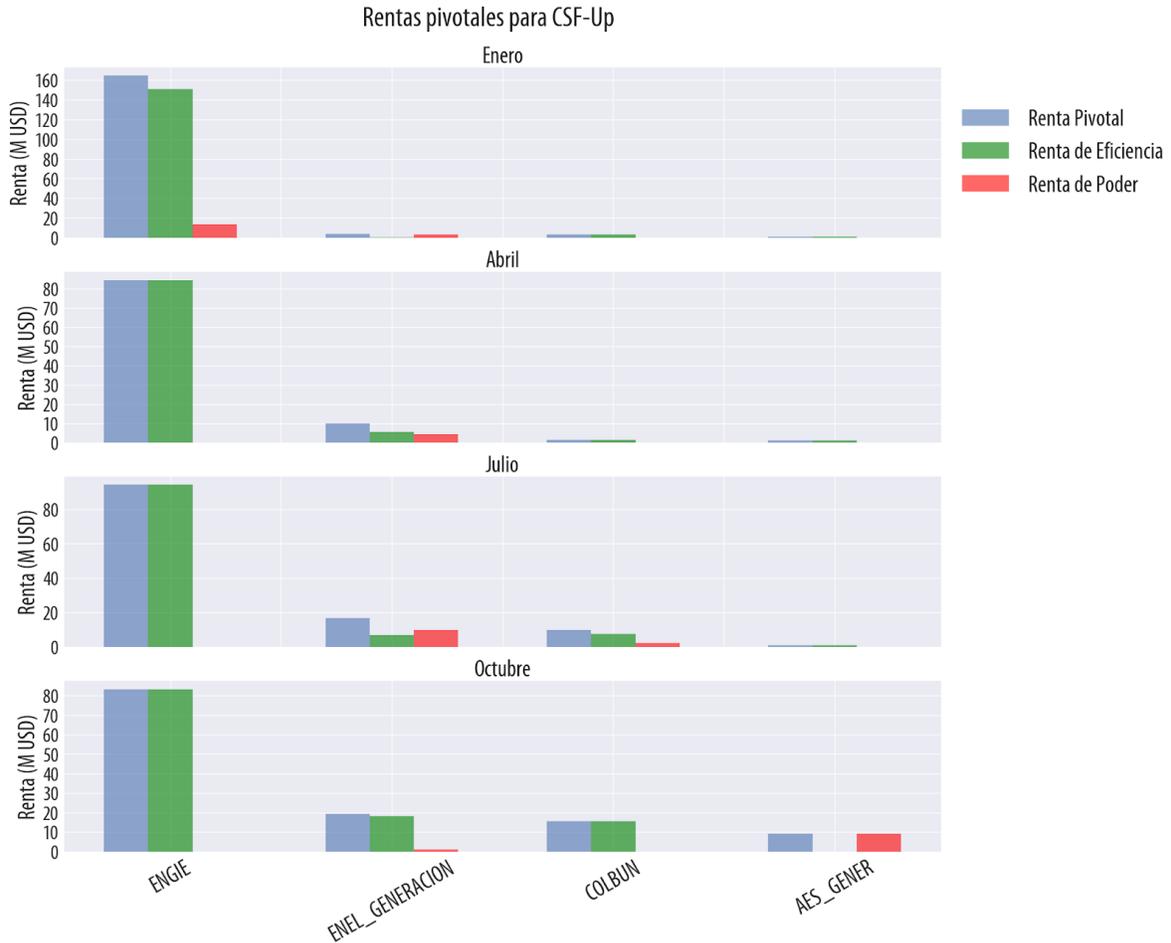


Figura 6.5. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CSF-Up.

Al considerar sólo los recursos habilitados, es posible apreciar que no existen cambios significativos en la magnitud y composición de las rentas pivotales. En particular se destaca la aparición de rentas de poder de mercado para la empresa Colbún en el mes de Julio. Estos resultados permiten concluir que si bien estas empresas adquieren mayor relevancia al considerar sólo los recursos habilitados, no presentan mayor capacidad de ejercer poder de mercado de forma individual, ya que el sistema puede reemplazarlos por otros oferentes o pueden competir entre empresas por la asignación de este recurso. Lo que reafirma la necesidad de refinar indicadores de concentración con este tipo de metodologías.

CTF

A continuación se presenta la composición de rentas pivotales para las empresas más relevantes en la provisión de CTF, para las semanas base, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

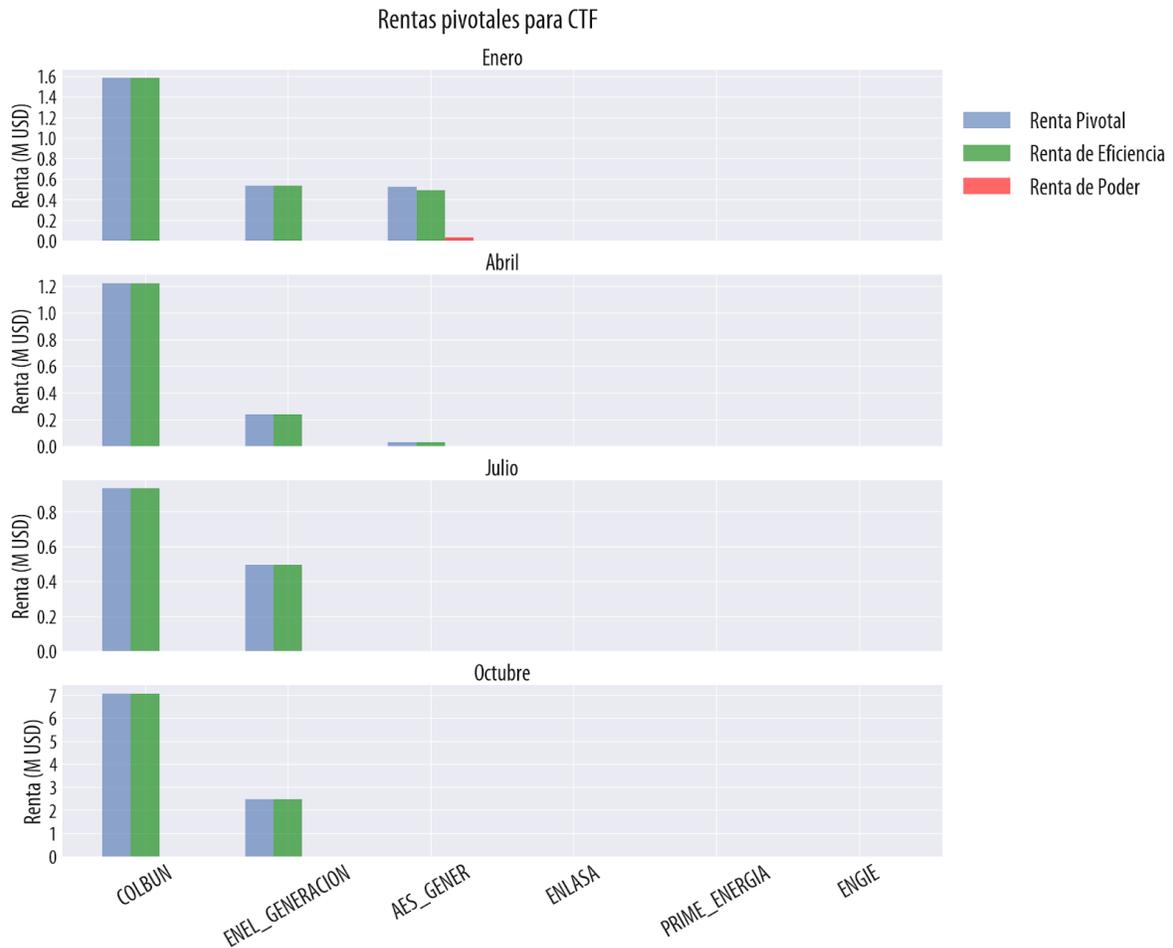


Figura 6.6. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CTF.

Se puede observar que para CTF las rentas pivotales provienen principalmente de rentas de eficiencia. En particular se observa que la empresa Colbún presenta mayor renta pivotal que el resto de las empresas bajo análisis. Si bien se observa la existencia de rentas de poder de mercado para AES Gener en el mes de Enero, la magnitud de estas no se considera relevante para el análisis.

Capacidad Habilitada

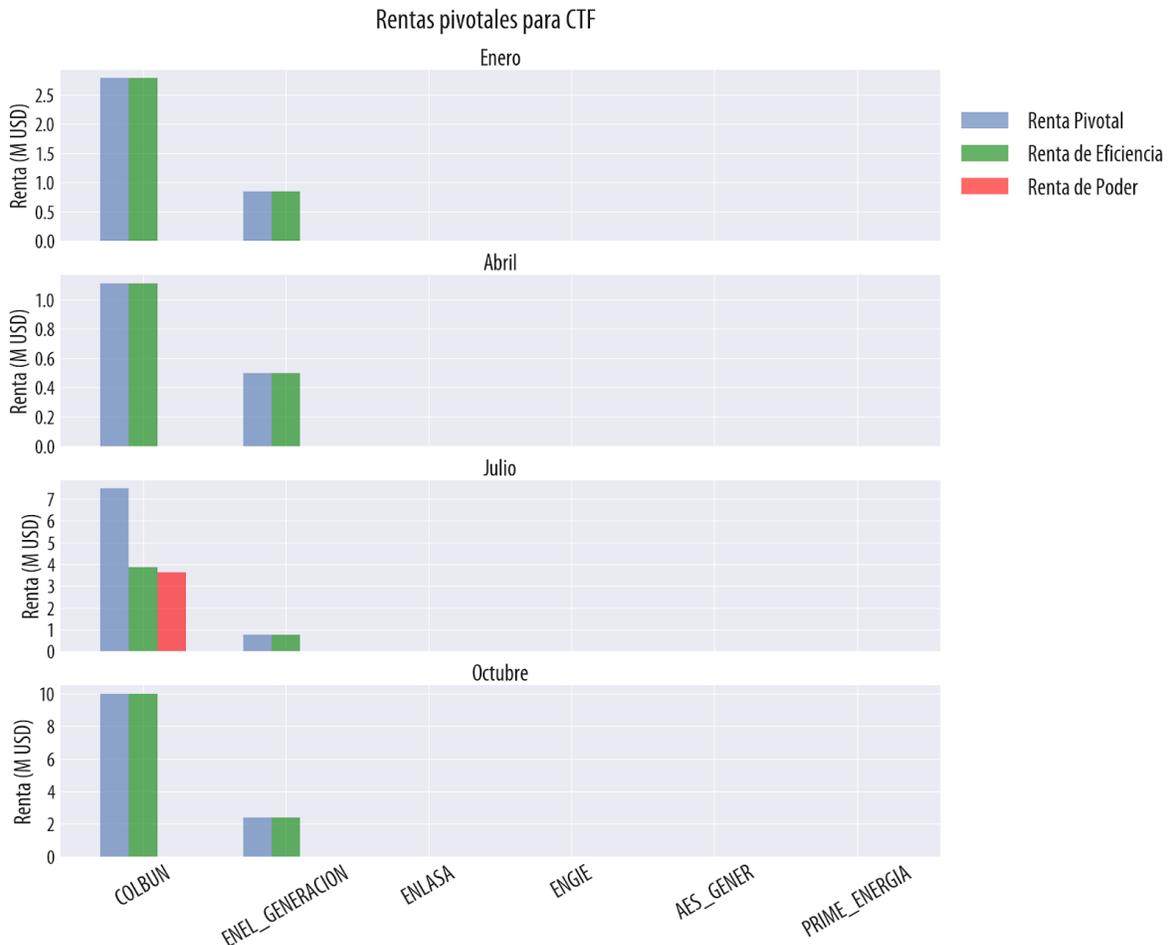


Figura 6.7. Rentas pivotales para las principales empresas participantes del mercado de CTF.

Al considerar sólo la capacidad habilitada, se observa que la totalidad de las rentas pivotales se concentra en dos empresas y, en general, proviene de rentas de eficiencia. Excepcionalmente, se observa la aparición de rentas de poder de mercado para Colbún durante el mes de Julio.

## Resumen de indicadores pivotaes

### Capacidad Disponible

A continuación se presenta un resumen de las rentas pivotaes discutidas previamente a través de los indicadores Rentas Pivotaes totales (RPT) y Rentas Pivotaes de Poder de Mercado totales (RPPMT) considerando los **recursos disponibles** del sistema.

Tabla 6.12. Resumen índice RPT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	0.2887	0.3029	0.3631	0.5782
CSF-Up	0.4150	0.2225	0.2315	0.2292
CTF	0.0124	0.0070	0.0067	0.0413

Tabla 6.13. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	0.1784	0.1135	0.0467	0.2192
CSF-Up	0.0361	0.0097	0.0054	0.0146
CTF	0.0002	0.0	0.0	0.0

Los indicadores en general muestran valores que no permitirían descartar condiciones de competencia en el escenario optimista donde se considera la capacidad disponible. Es importante notar que estas conclusiones confirman las conclusiones del Estudio 1 donde el cálculo de rentas pivotaes consideró la modelación de un sistema con diversas simplificaciones en la operación.

### Capacidad Habilitada

A continuación se presenta un resumen de las rentas pivotales discutidas previamente a través de los indicadores Rentas Pivotaes totales (RPT) y Rentas Pivotaes de Poder de Mercado totales (RPPMT) considerando los **recursos habilitados** en el sistema.

Tabla 6.14. Resumen índice RPT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	0.2822	0.2926	0.3788	0.6175
CSF-Up	0.4230	0.2235	0.2687	0.2704
CTF	0.0169	0.0075	0.0385	0.0541

Tabla 6.15. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	0.1940	0.1388	0.0849	0.2544
CSF-Up	0.0421	0.0100	0.0270	0.0215
CTF	0.0	0.0	0.0169	0.0

Los indicadores asociados a rentas pivotales no muestran grandes cambios al considerar el conjunto de oferentes habilitados. Aparecen niveles menores de rentas pivotales de poder de mercado para CTF y, en general, los indicadores aumentan marginalmente de valor respecto al caso de oferta disponible. Este elemento permite concluir que desde el punto de vista del análisis de rentas pivotales las conclusiones se mantienen tanto para el caso con capacidad habilitada como disponible.

### Conclusiones Caso Base

En base a los resultados presentados, es posible observar que para las simulaciones de predespacho consideradas, se tiene un alto porcentaje de participación de un bajo número de empresas (3 o 4), principalmente para los servicios complementarios de control secundario de frecuencia. En particular, se observa una relevante participación de las empresas Engie, AES Gener, Enel Generación y Colbún, tanto al considerar los recursos disponibles en el sistema como los recursos habilitados. Similarmente para el resto de productos las simulaciones entregan

### Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones

resultados con concentración importantes en un número reducido de empresas. Estos resultados justifican la necesidad de tener un monitoreo de las condiciones de competencia y comportamiento de los agentes en el corto plazo pues es un mercado donde naturalmente puede existir una alta concentración.

En cuanto al índice de concentración HHI, es posible observar valores bastante altos, especialmente al considerar únicamente los recursos habilitados en el IDPSSCC 2018. Sin embargo, es necesario ser cauteloso frente a estos resultados, debido a que reflejan una realización específica del mercado de SSCC, y no responden necesariamente al potencial de ejercer poder de mercado de una u otra firma. Debido a esto, se hace especialmente relevante complementar estos análisis con la metodología de rentas pivotaes desarrollada para las firmas que presenten un elevado porcentaje de asignación en los mercados relevantes.

En línea con esta discusión, en base a los resultados obtenidos en el análisis de rentas pivotaes y sus respectivos indicadores para los casos base, se puede observar que, si bien existen rentas pivotaes para el mercado de CSF-Down con una alta proporción de rentas de poder de mercado, éstas no representan un valor relevante respecto a los costos asociados a proveer este servicio. Por otro, lado se observa que en el mercado de CSF-Up la gran proporción de las rentas pivotaes están compuestas casi en su totalidad por rentas de eficiencia. Por último, en el caso del mercado de CTF se observa un bajo nivel de rentas pivotaes, con una componente prácticamente nula de rentas de poder de mercado. Lo anterior tanto para el caso de capacidad disponible como habilitada, debido que para este servicio se considera la posibilidad de participar en un mercado de reserva no en giro, en base a características tecnológicas independientes de la habilitación, por cuanto se asemeja bastante al proceso de redespacho. Luego, las conclusiones del Estudio 1 sobre no descartar condiciones de competencia para CSF y CTF se confirman al realizar un análisis más detallado considerando aspectos operacionales del SEN.

Como una forma de robustecer estos resultados en la próxima sección se presentan diversas sensibilidades tanto a nivel de *bids* como de requerimientos y otros elementos operacionales y de oferentes.

## 6.2 Sensibilidad a comportamiento colusivo

Los resultados discutidos previamente muestran que, en términos generales, los mercados relevantes presentan niveles de concentración similares frente a distintos escenarios, con un número reducido de actores relevantes (3 o 4) entregando un gran porcentaje de los SSCC analizados; especialmente al considerar únicamente los recursos habilitados según el IDPSSCC 2018. En base a esto, se definió la realización de una sensibilidad a la colusión para todos los escenarios base de hidrología media seca. Esto es: probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre, de modo de tener una perspectiva clara de cómo varían las asignaciones de reserva y las ganancias por compañía al subir el valor de dichos *bids* de manera coordinada entre las tres empresas con mayor participación.

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en identificar para cada escenario base y cada servicio (CSF-Down/Up y CTF) las tres compañías con mayor participación porcentual, y luego volver a resolver el problema de predespacho, considerando esta vez que dichas compañías hacen un *bid* cuyo valor es el doble del valor original. Este cambio intenta analizar las consecuencias de un comportamiento colusivo.

Los resultados de estas sensibilidades a bids muestran una disparidad en el impacto del comportamiento colusivo para los distintos productos. En particular, en CSF-Down la duplicación de bids de las tres empresas más grandes resulta en una reducción relevante de la asignación en reservas de estas empresas tanto para el caso de capacidad disponible como habilitada. Los costos totales suben al entrar empresas más caras pero no existe una posición dominante de estas 3 empresas que pueda tener impacto bajo un comportamiento colusivo. En CSF-Up existen escenarios donde la duplicación de los bids implica una ganancia importante para el cartel de empresas en un potencial comportamiento colusivo, lo que reafirma la necesidad de realizar un monitoreo de corto plazo cuidadoso. En CTF no existen problemas respecto a un posible comportamiento colusivo. Existe un importante número de oferentes con estructuras de costos similares lo que implica que al duplicar los bids las 3 empresas actuando como cartel quedan en la práctica fuera del mercado de CTF en su totalidad.

En las Figuras 6.8 a 6.31 se incluyen las asignaciones de energía, reservas y remuneraciones frente a las sensibilidades en el bid para CSF-Down, CSF-Up y CTF para las semanas representativas de Enero y Julio. El resto de semanas se encuentra disponible en el Anexo B2.

**CSF-Down**

**Enero**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Down en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

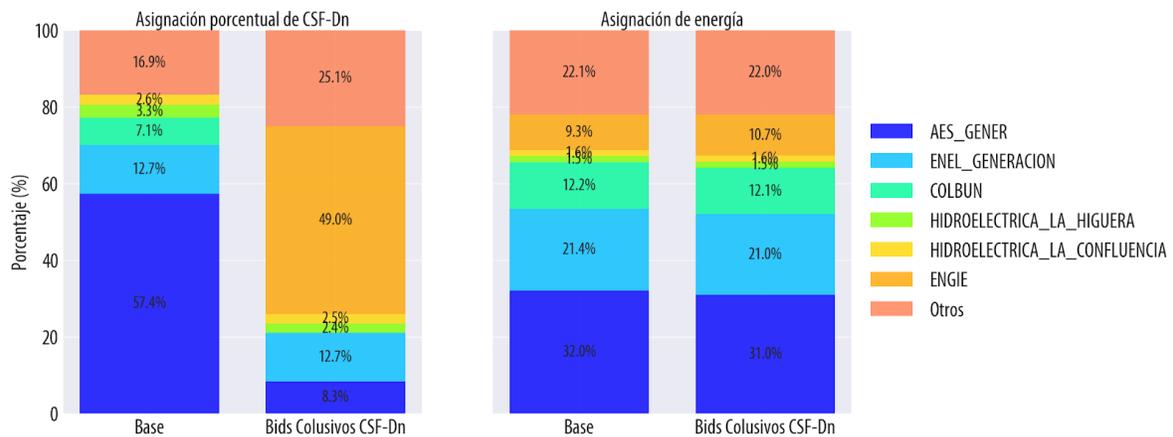


Figura 6.8. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos

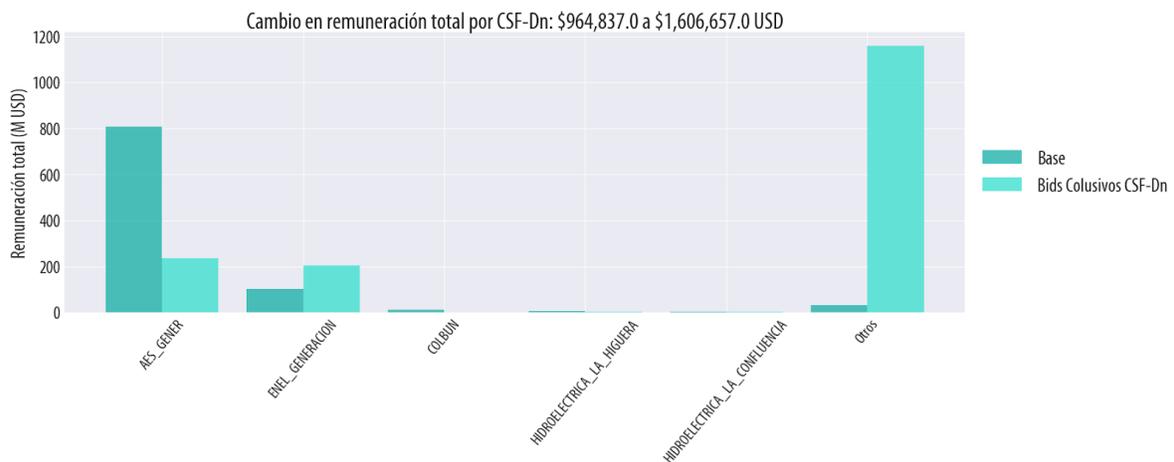


Figura 6.9. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. A partir de esto, es posible observar que en el escenario sensibilizado, se reduce la participación conjunta de las tres empresas en el mercado de reservas, y consecuentemente se reduce la remuneración total del cartel. A pesar de esto, el costo total del producto resulta mayor desde el punto de vista del operador, lo que indica que oferentes más caros son asignados en comparación al caso base.

### Capacidad Habilitada

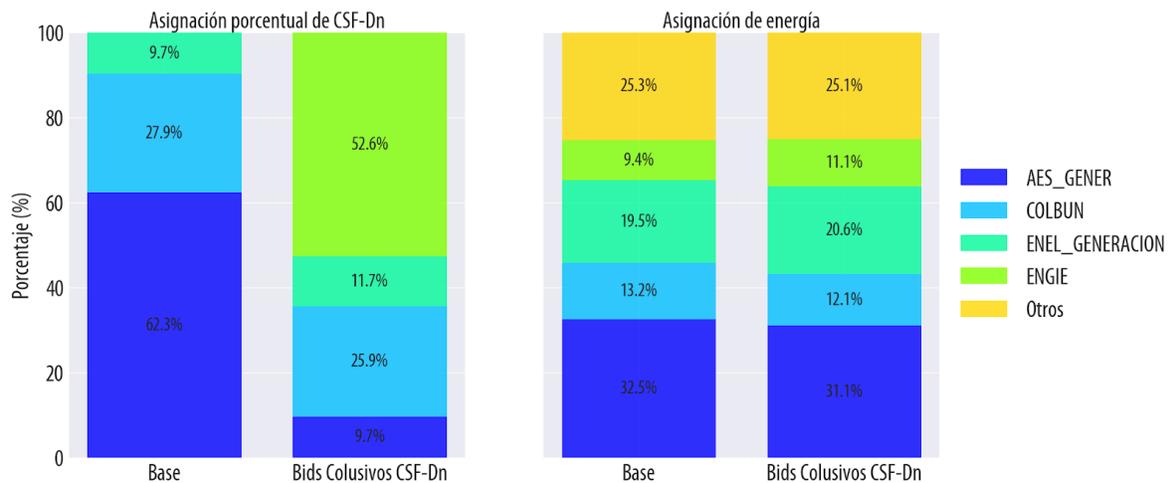


Figura 6.10. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

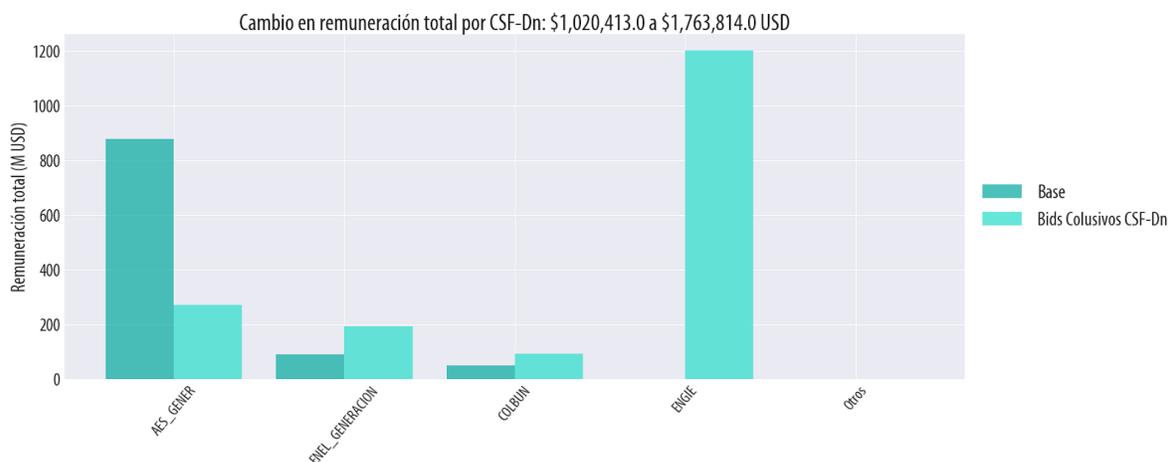


Figura 6.11. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada para la provisión de los SSCC, se tiene que para el caso base, el cartel posee la totalidad de la asignación de CSF-Down. Sin embargo, al considerar sus *bids* duplicados, nuevamente se ve una importante reducción en la participación de mercado y en la remuneración total del cartel, a través de una fuerte entrada de Engie, que aumenta su participación en CSF-Down de un 0% a un 52.6%. Esto conlleva además un aumento menor en la participación del mercado de energía de Engie, para estar en condiciones de proveer un mayor porcentaje de CSF-Down.

### Julio

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Down en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

#### Capacidad Disponible

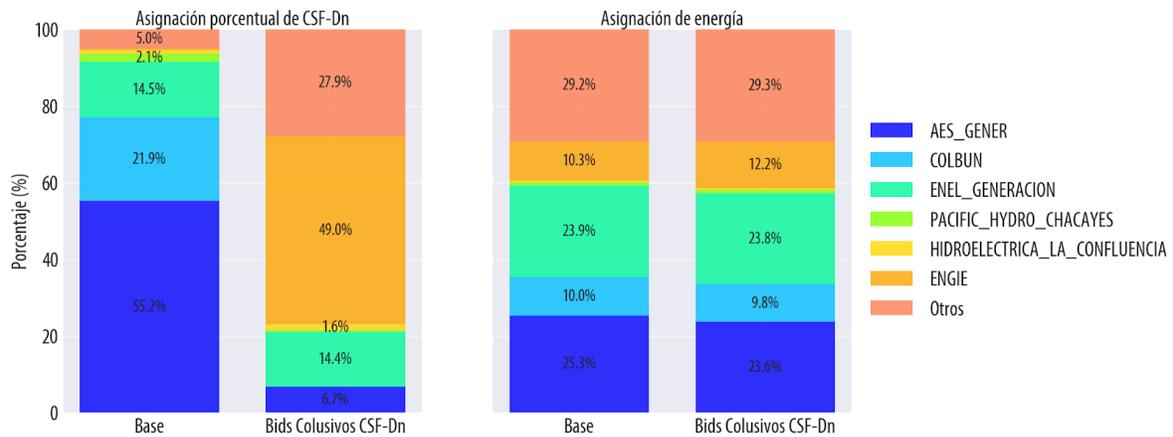


Figura 6.12. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos

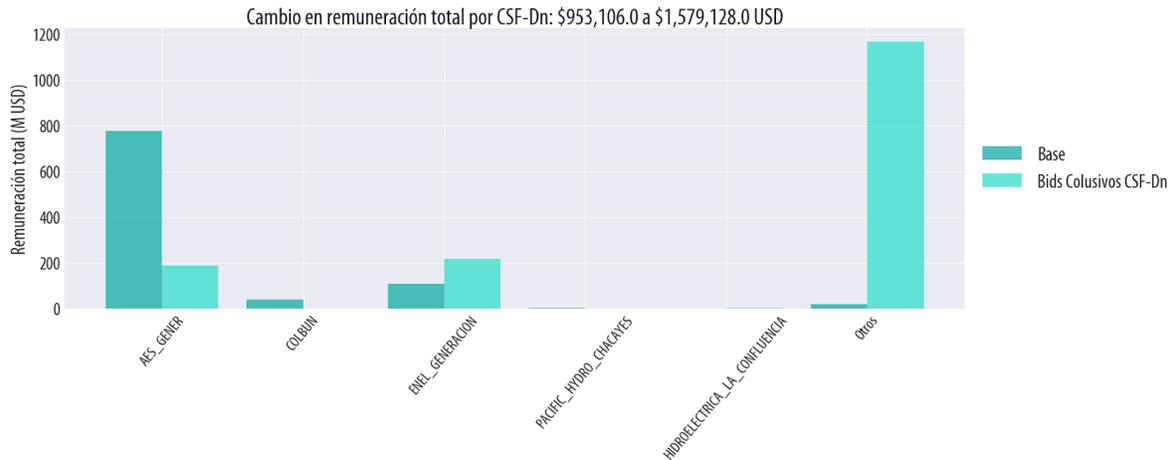


Figura 6.13. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Colbún y Enel Generación presentan un *bid* al doble del valor original. Para este escenario también se aprecia una importante reducción en la participación del cartel, con una consecuente reducción en sus remuneraciones por este producto. Esta reducción es aún más significativa que durante el mes de Enero, pasando de más de 90% a cerca de un 20% del total del mercado. Nuevamente se aprecia la entrada de Engie, de la mano de otras empresas que pasan de una participación del 5% al 28%.

### Capacidad Habilitada

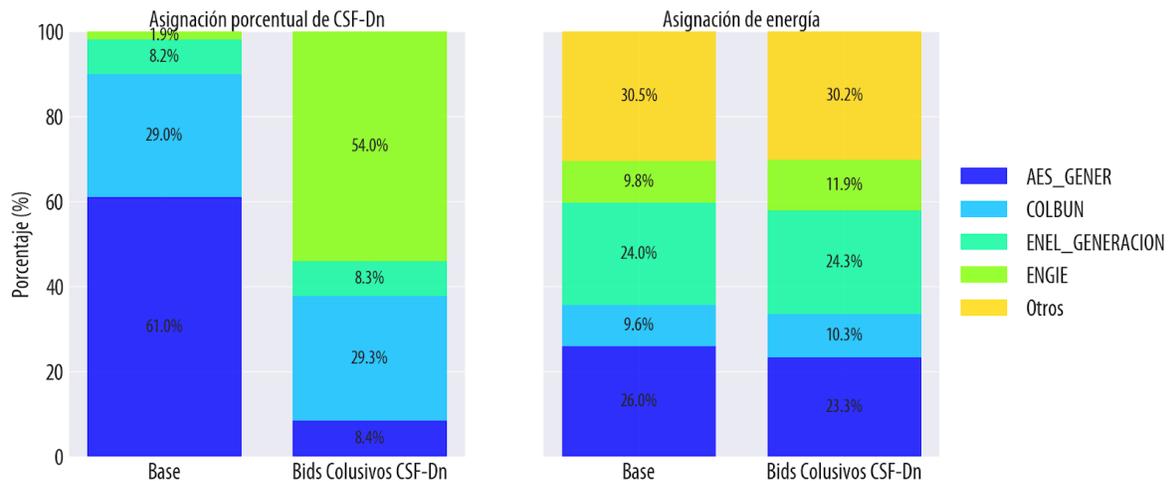


Figura 6.14. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

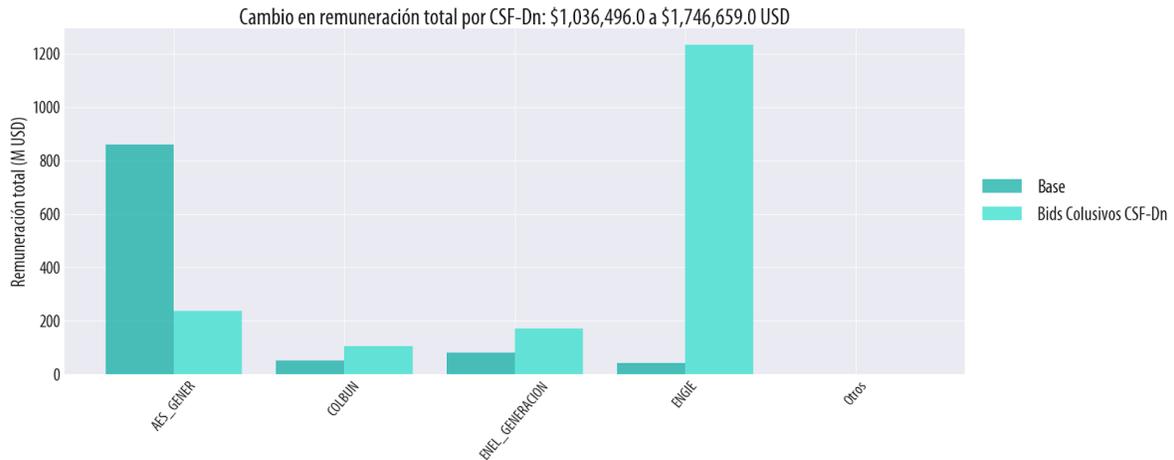


Figura 6.15. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada para la provisión de los SSCC, se tiene nuevamente que para el caso base, el cartel posee prácticamente la totalidad de la asignación de CSF-Down. Al considerar sus *bids* duplicados, se repite el fenómeno observado en el mes de Enero, con una reducción en la participación y remuneración del cartel, complementado por la fuerte entrada de Engie en CSF-Down y un aumento de su participación en energía.

### CSF-Up

#### Enero

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Up en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad Disponible

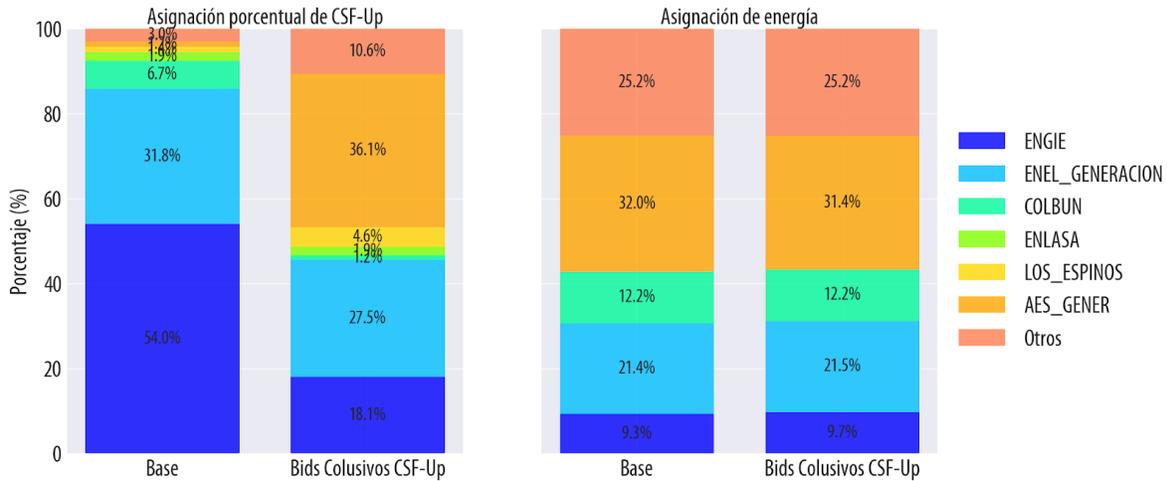


Figura 6.16. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colosivos

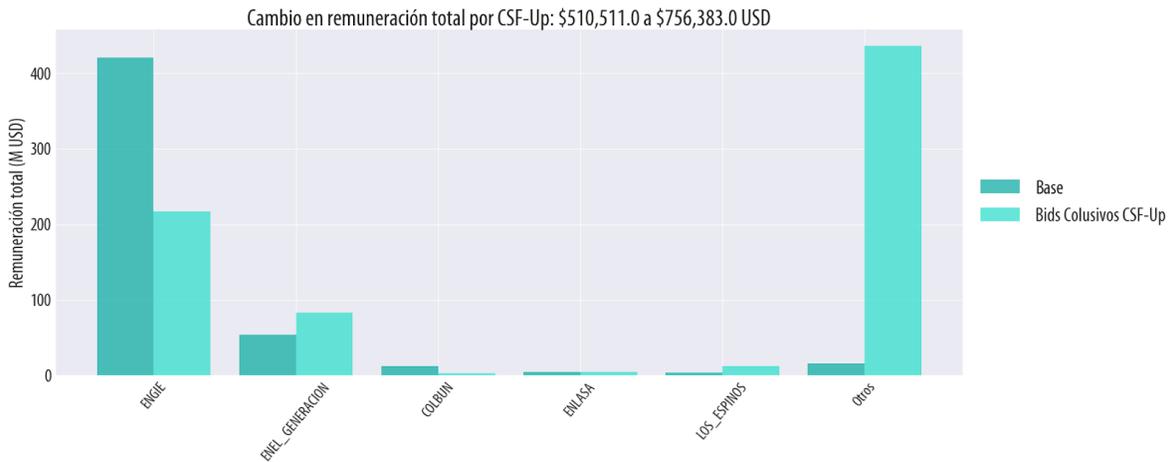


Figura 6.17. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colosivos de CSF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas Engie, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. A partir de esto, es posible observar que en el escenario sensibilizado, se reduce la participación conjunta de las tres empresas en el mercado de reservas, y consecuentemente se reduce la remuneración total del cartel. El costo total del producto resulta levemente mayor desde el punto de vista del operador. Se observa la entrada significativa de AES Gener en el mercado de CSF-Up.

### Capacidad Habilitada

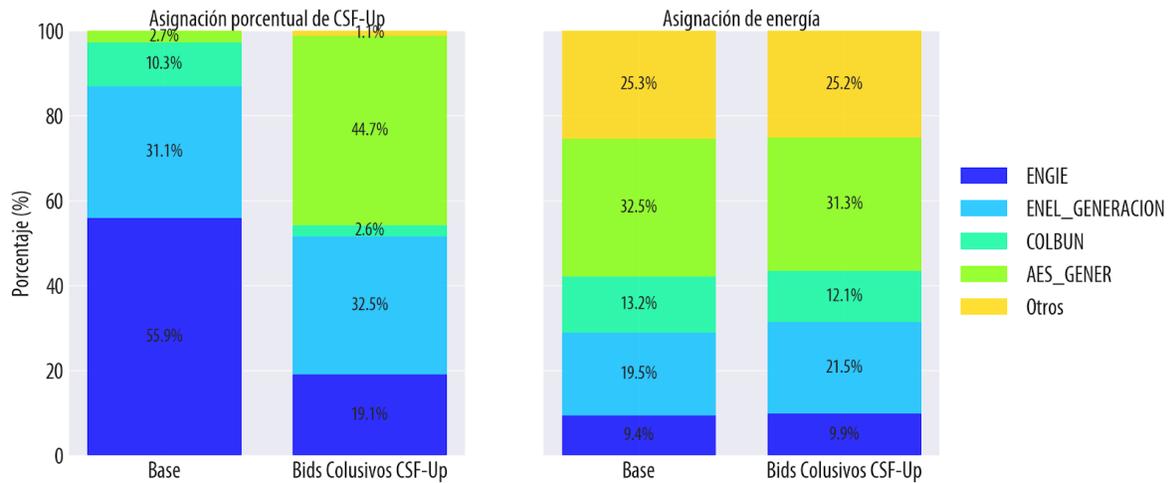


Figura 6.18. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

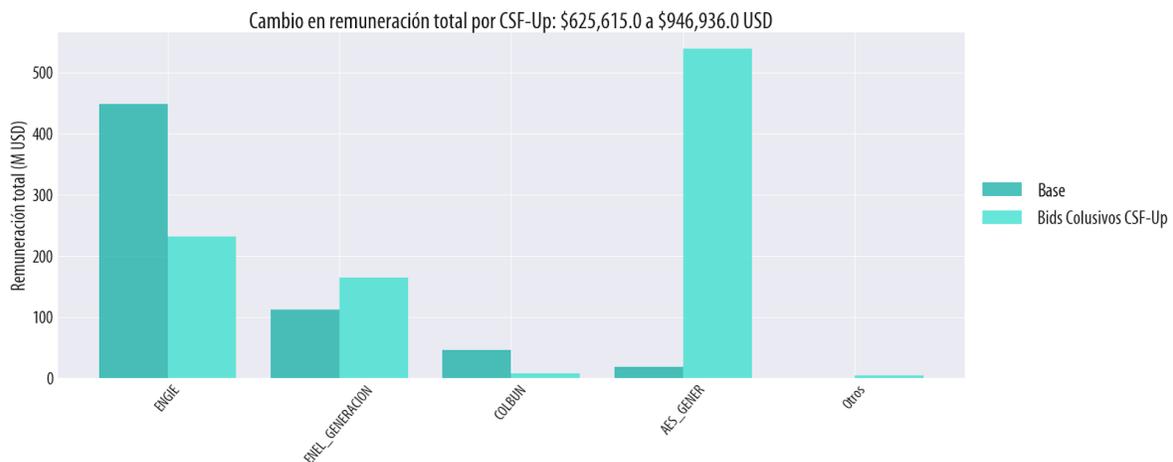


Figura 6.19. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada para la provisión de los SSCC, se observa que para el caso base, el cartel posee prácticamente la totalidad de la asignación de CSF-Up. Al considerar sus *bids* duplicados, nuevamente se ve una importante reducción en la participación de mercado y en la remuneración total del cartel. También se observa un aumento menor en la participación del cartel en el mercado de energía. Estos efectos son contrarrestados por la entrada de Aes Gener en el mercado de CSF-Up, y una leve reducción en su participación en energía.

### Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones

Julio

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Up en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

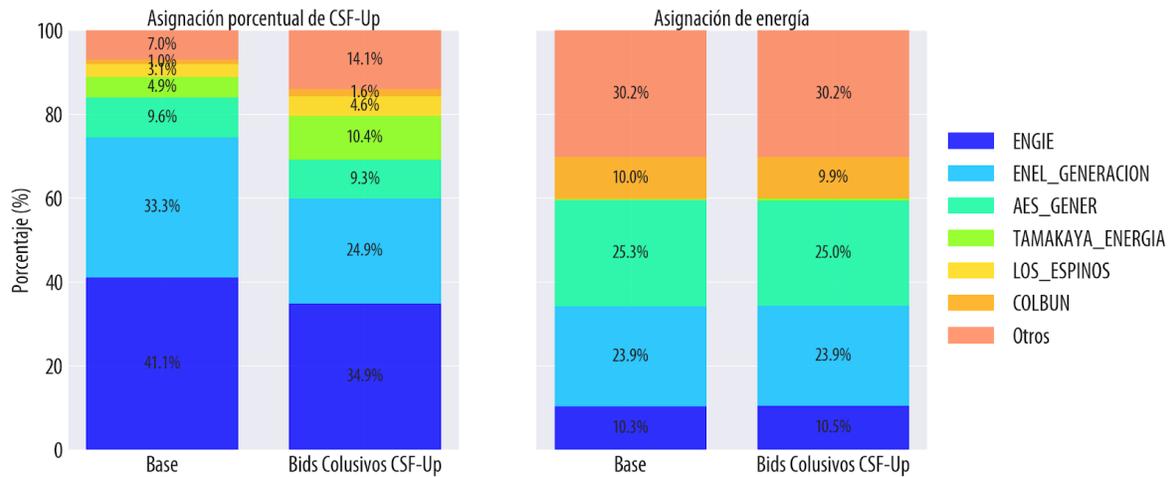


Figura 6.20. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos

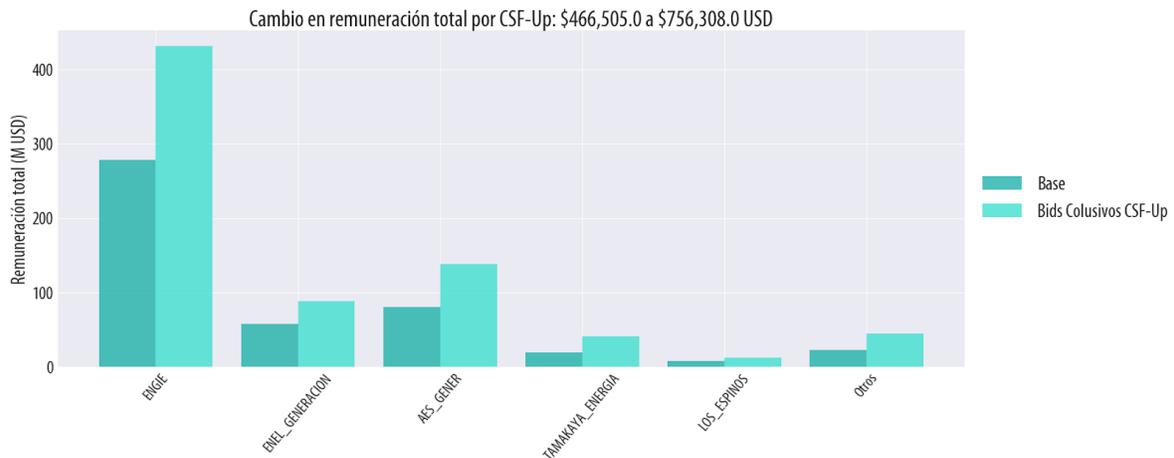


Figura 6.21. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas Engie, Enel Generación y AES Gener presentan un *bid* al doble del valor original. Es posible observar una reducción en la participación del cartel en el mercado de reserva, sin embargo no constituye una reducción significativa y las ganancias totales

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

del cartel se ven aumentadas. Esto podría indicar que, para esta simulación, existen incentivos a un comportamiento colusivo de los agentes considerados.

### Capacidad Habilitada

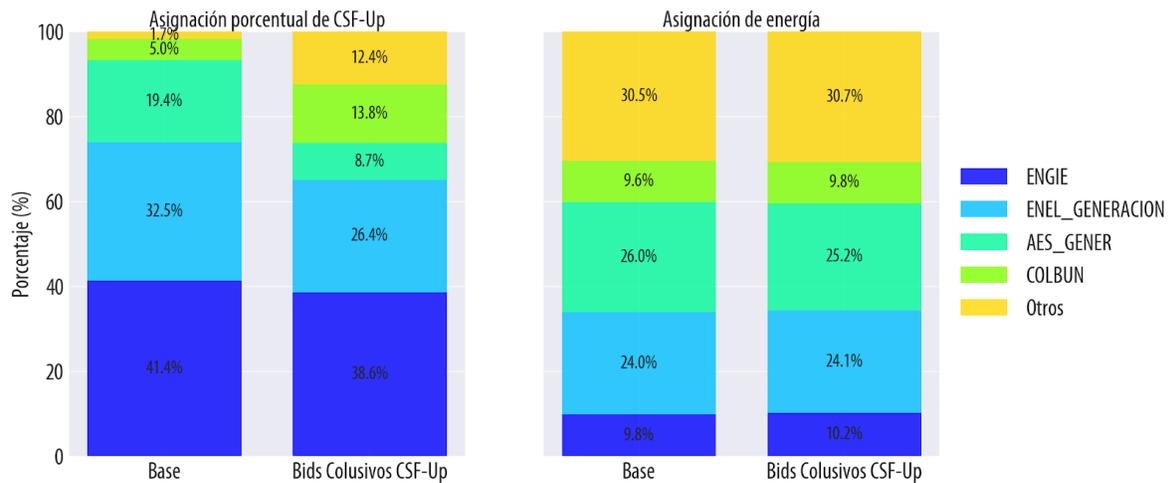


Figura 6.22. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

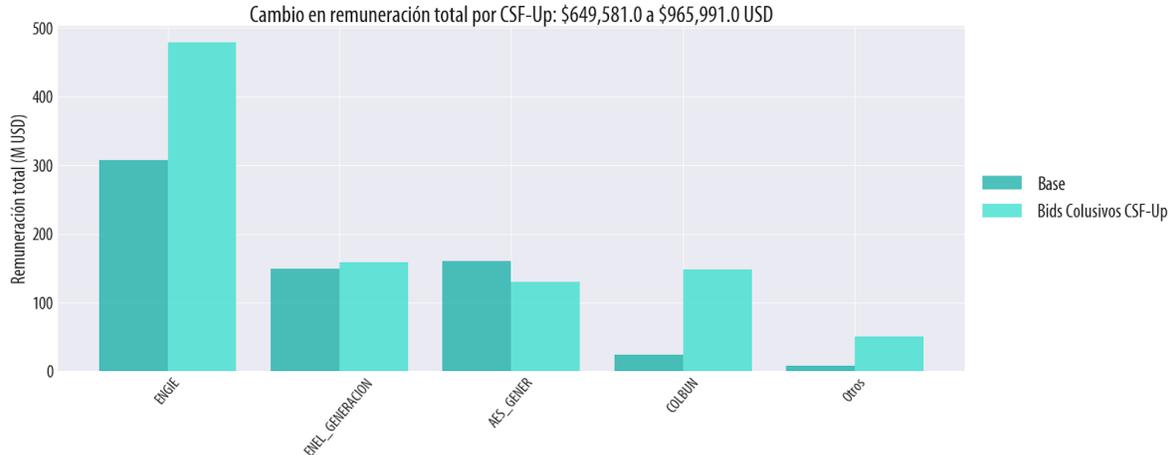


Figura 6.23. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CSF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar únicamente la capacidad habilitada para la provisión de SSCC, nuevamente se observa que para el caso base, el cartel presenta prácticamente la totalidad de la asignación de CSF-Up. De forma similar al caso anterior, al duplicar los *bids* la participación del cartel en el mercado de reserva se ve disminuida pero no de forma significativa, pudiendo aumentar sus

ganancias totales. Nuevamente esto indicaría la existencia de incentivos al comportamiento colusivo para esta simulación.

**CTF**

**Enero**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF en el mes de Enero, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

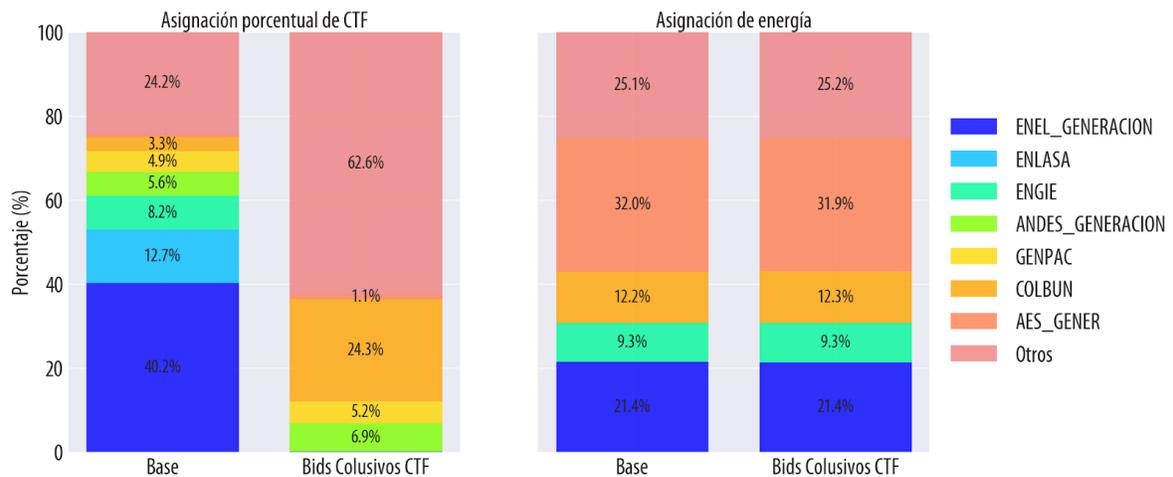


Figura 6.24. Enero - Asignación de CTF y energía para la sensibilidad de bids colusivos

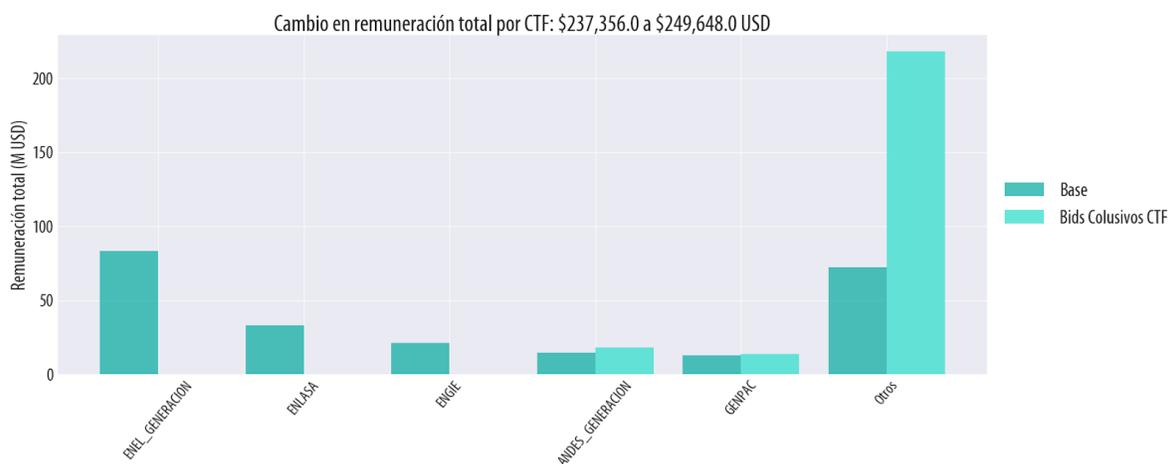


Figura 6.25. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF

En este escenario, se consideró que las firmas Enel Generación, Enlasa y Engie presentan un *bid* al doble del valor original. Es posible observar que al considerar el escenario sensibilizado, la participación del cartel en el mercado de reserva desaparece. Esto indicaría que no existen incentivos al comportamiento colusivo para el mercado de CTF en esta simulación. Además, se puede observar que el cambio en el costo total por la provisión de CTF es menor frente al escenario sensibilizado, lo que indica que el producto es asignado a oferentes con costos similares al caso base.

### Capacidad Habilitada

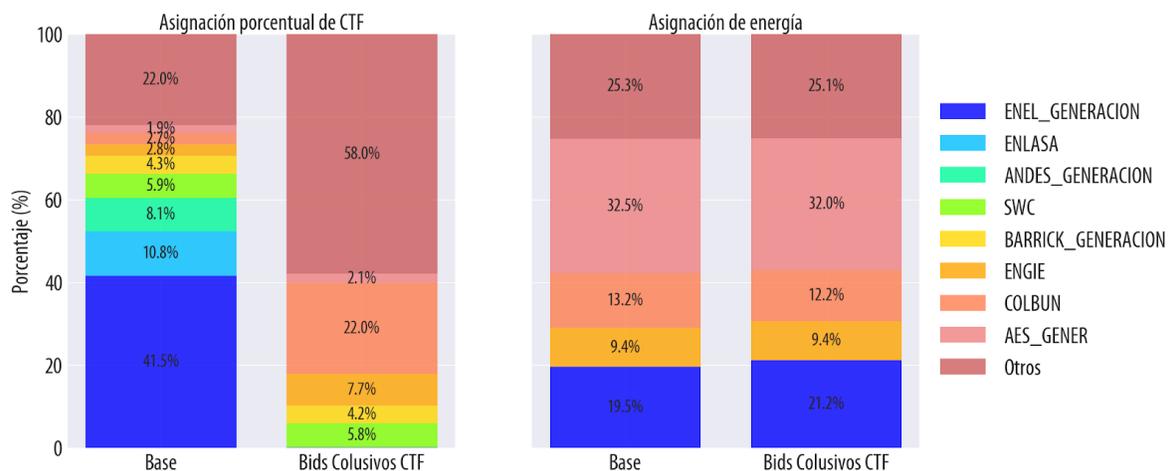


Figura 6.26. Enero - Asignación de CTF y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

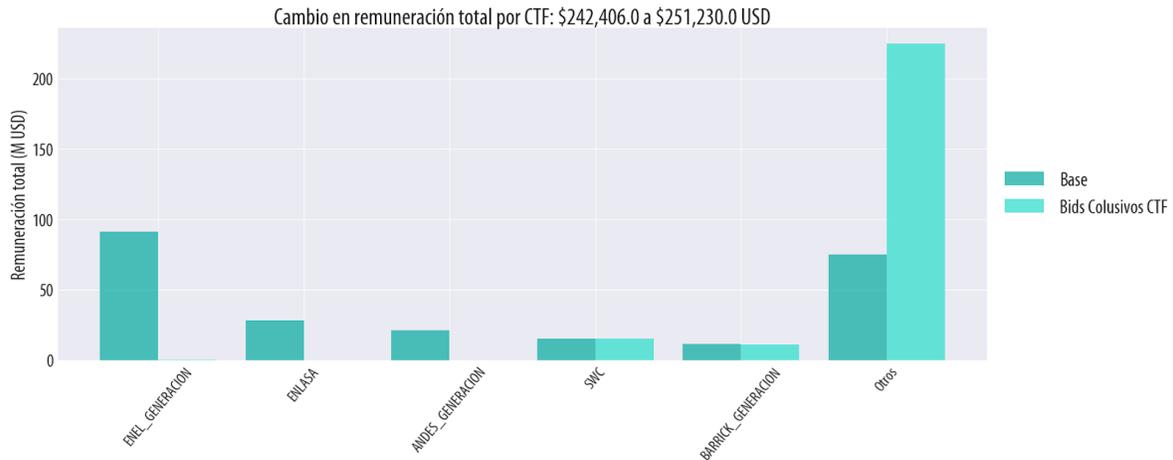


Figura 6.27. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En este escenario, se consideró que las firmas Enel Generación, Enlasa y Andes Generación presentan un *bid* al doble del valor original. Nuevamente se observa que el cartel desaparece del mercado de reservas al duplicar su *bid*, lo que indica que no existirían incentivos al comportamiento colusivo, incluso considerando una menor cantidad de oferentes.

### Julio

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF en el mes de Julio, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Capacidad Disponible

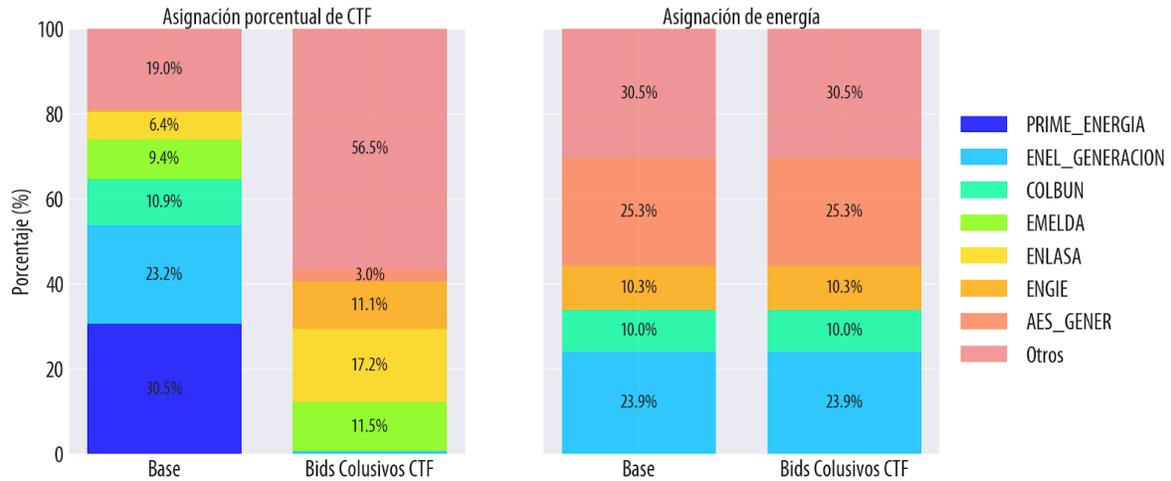


Figura 6.28. Julio - Asignación de CTF y energía para la sensibilidad de bids colusivos

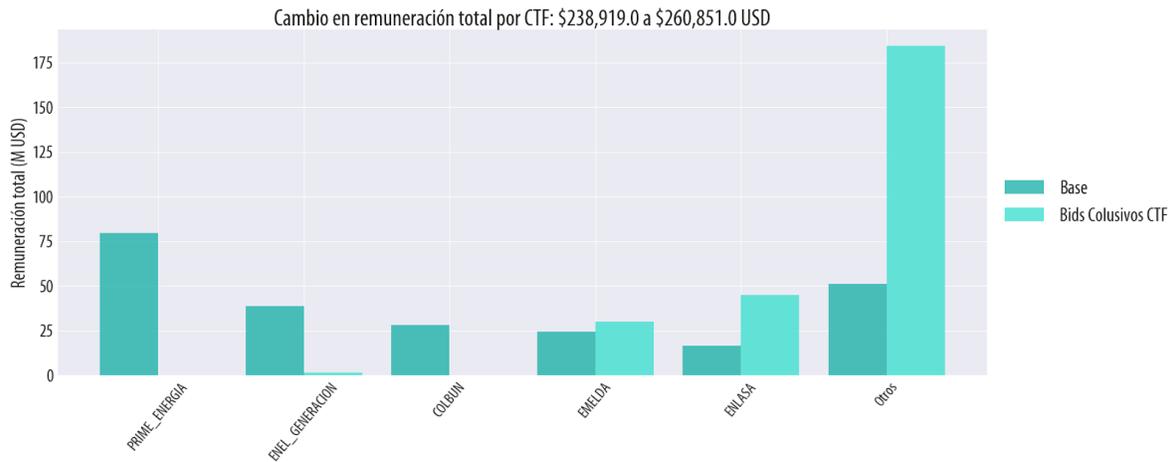


Figura 6.29. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF

En este escenario, se consideró que las firmas Prime Energía, Enel Generación y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Nuevamente es posible observar que al considerar el escenario sensibilizado, la participación del cartel en el mercado de reserva prácticamente desaparece. Esto refuerza la observación de que no existen suficientes incentivos al comportamiento colusivo para el mercado de CTF.

### Capacidad Habilitada

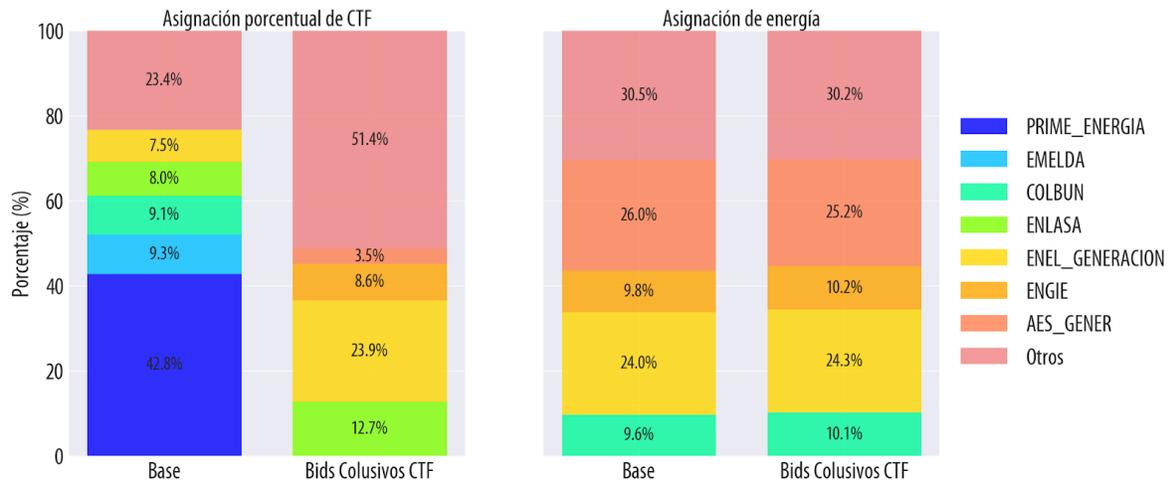


Figura 6.30. Julio - Asignación de CTF y energía para la sensibilidad de bids colusivos considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

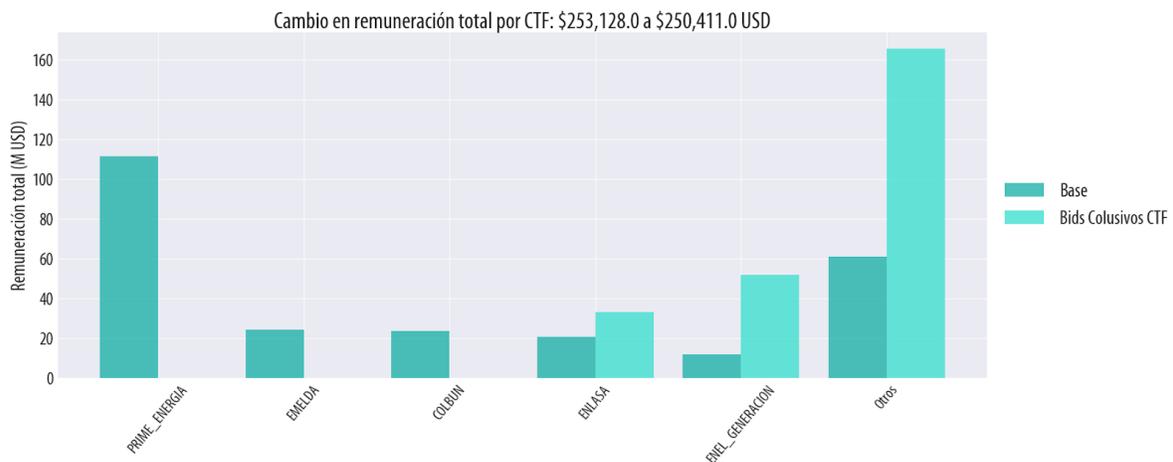


Figura 6.31. Julio - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de bids colusivos de CTF considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En este escenario, se consideró que las firmas Prime Energía, Emelda y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original. Se observa que el cartel desaparece por completo del mercado de reservas al duplicar su *bid*, lo que indica que no existirían incentivos al comportamiento colusivo, incluso considerando una menor cantidad de oferentes.

### 6.3 Sensibilidad al comportamiento colusivo para cuatro compañías

Los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo muestran que al hacer el ejercicio de tomar las tres principales empresas por mercado en términos de asignación, se ve que según cada caso podrían existir o no incentivos al comportamiento colusivo. Además, es posible observar cómo en varios escenarios no existen incentivos al comportamiento colusivo debido a la fuerte entrada de un cuarto competidor, como Engie en CSF-Down o AES Gener en CSF-Up. Este efecto es especialmente importante al momento de considerar únicamente la capacidad habilitada para la provisión de SSCC. Debido a esto, se realizó una sensibilidad adicional al comportamiento colusivo para estos productos en específico (CSF), considerando ahora que las **cuatro empresas** que han resultado con mayor participación a lo largo de las simulaciones hacen un *bid* coordinado al doble del valor inicial.

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en volver a resolver el problema de predespacho, considerando esta vez que las cuatro compañías más importantes a lo largo de todas las simulaciones (Enel Generación, Engie, AES Gener y Colbún) hacen un *bid* del doble del valor original, para los productos de CSF-Down o CSF-Up separadamente, independiente de su asignación en el caso base. Este cambio intenta analizar las consecuencias de un comportamiento colusivo más grave, en el que el cuarto competidor, que resultó ser relevante en la sensibilidad anterior, formase parte del cartel.

La conclusión es la esperada respecto a que una colusión de las 4 empresas más relevantes en participación sí resulta en importantes ganancias para el cartel. Ciertamente este es un escenario extremo de comportamiento anti competitivo pero reafirma la necesidad de tener impuestas medidas de monitoreo de mercado, particularmente para analizar el comportamiento de las firmas más relevantes.

En las Figuras 6.32 a 6.39 se incluyen las asignaciones de energía, reservas y remuneraciones frente a las sensibilidades al comportamiento colusivo para CSF-Down y CSF-Up para la semana representativas de Enero. El resto de semanas se encuentra disponible en el Anexo B3.

Enero

CSF-Down

Capacidad Disponible

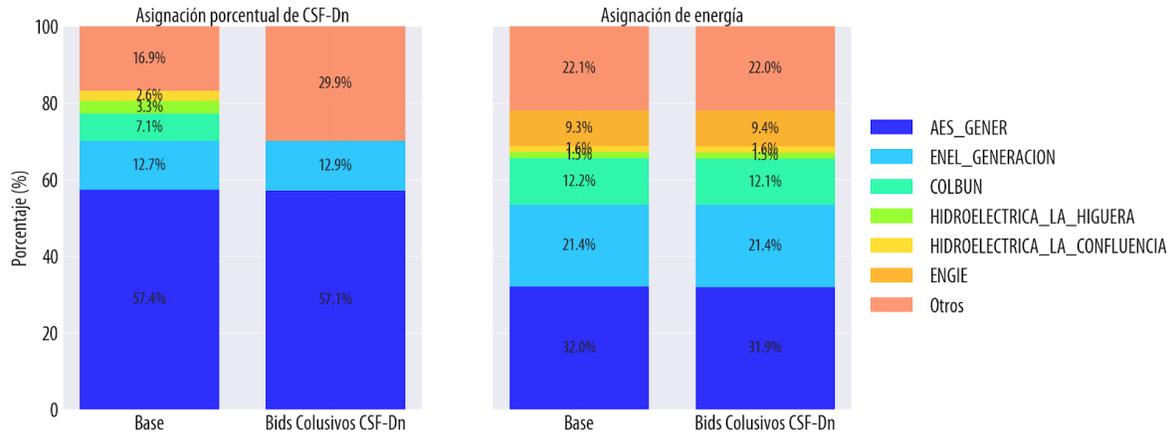


Figura 6.32. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo

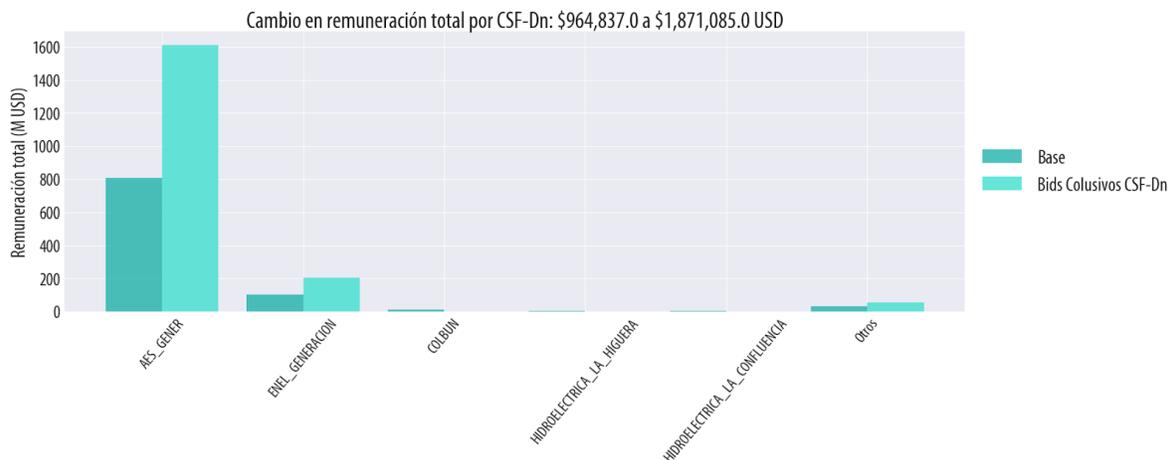


Figura 6.33. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Down

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación, Engie y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original, a pesar de que Engie no participa de la asignación en el caso base. Es posible observar que el cartel reduce levemente su participación en el mercado de reserva, particularmente Colbún, sin embargo logra elevar sus rentas totales y prácticamente duplicar el costo total del servicio, como era esperado para este comportamiento.

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

### Capacidad Habilitada

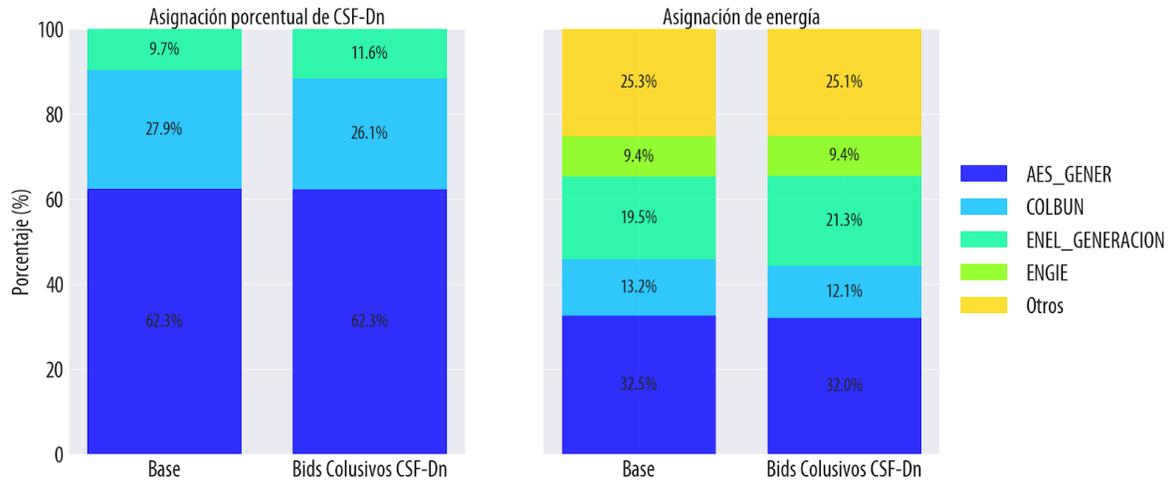


Figura 6.34. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

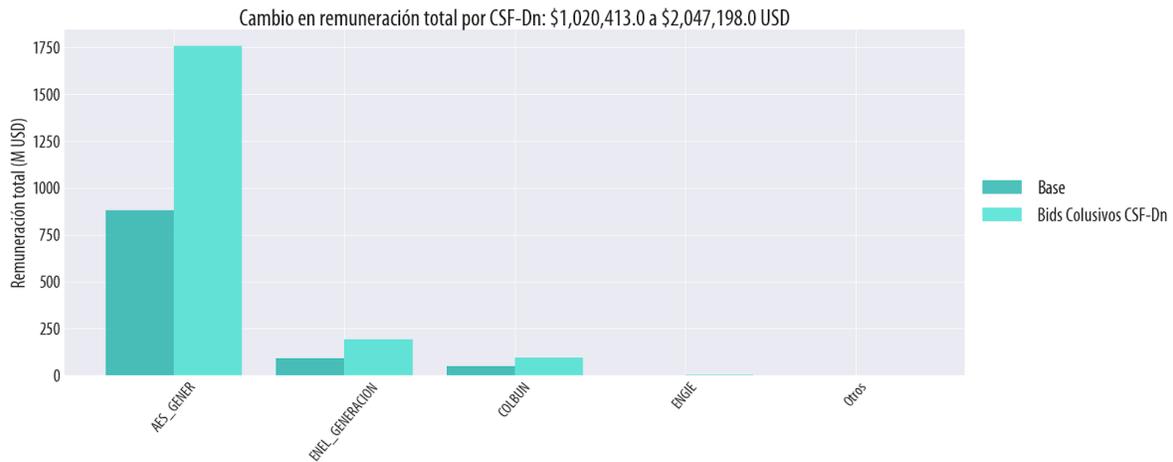


Figura 6.35. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Down considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Al considerar sólo la capacidad habilitada el efecto es aún más dramático, en cuanto el cartel retiene el 100% de la asignación de reserva incluso para el escenario sensibilizado, pudiendo duplicar sus ganancias y el costo total del servicio. A diferencia del caso anterior, no existen otras empresas que puedan competir con el cartel.

CSF-Up

Capacidad Disponible

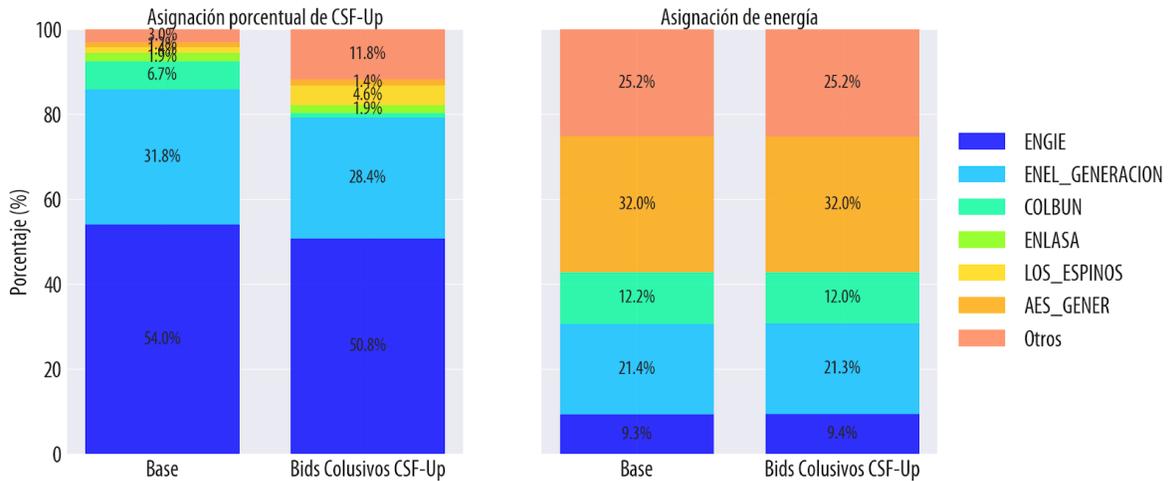


Figura 6.36. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo

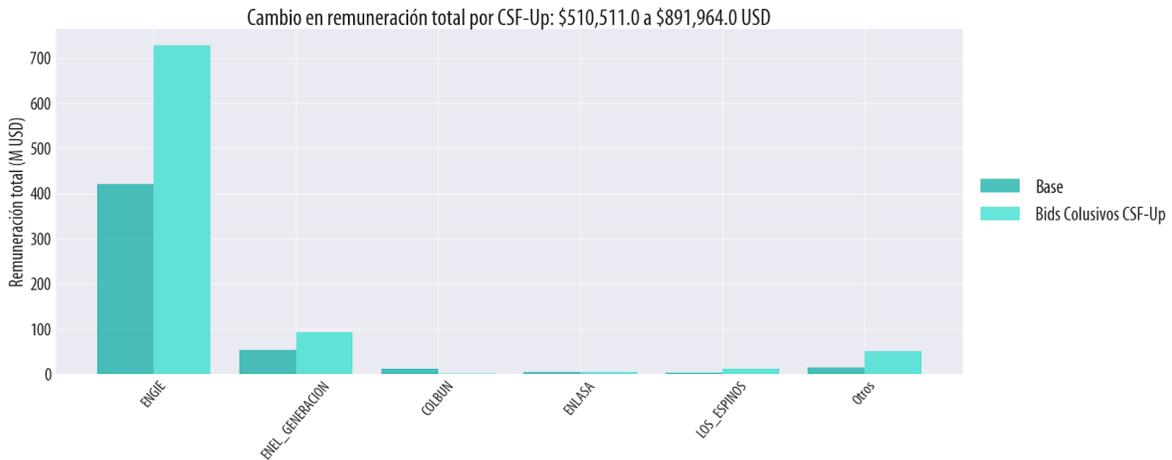


Figura 6.37. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Up

En este escenario, se consideró que las firmas AES Gener, Enel Generación, Engie y Colbún presentan un *bid* al doble del valor original, a pesar de que AES Gener tiene una participación menor en la asignación en el caso base. Nuevamente es posible observar que el cartel reduce levemente su participación en el mercado de reserva, saliendo Colbún de la asignación, sin embargo logra elevar sus rentas totales y elevar considerablemente el costo total del servicio.

### Capacidad Habilitada

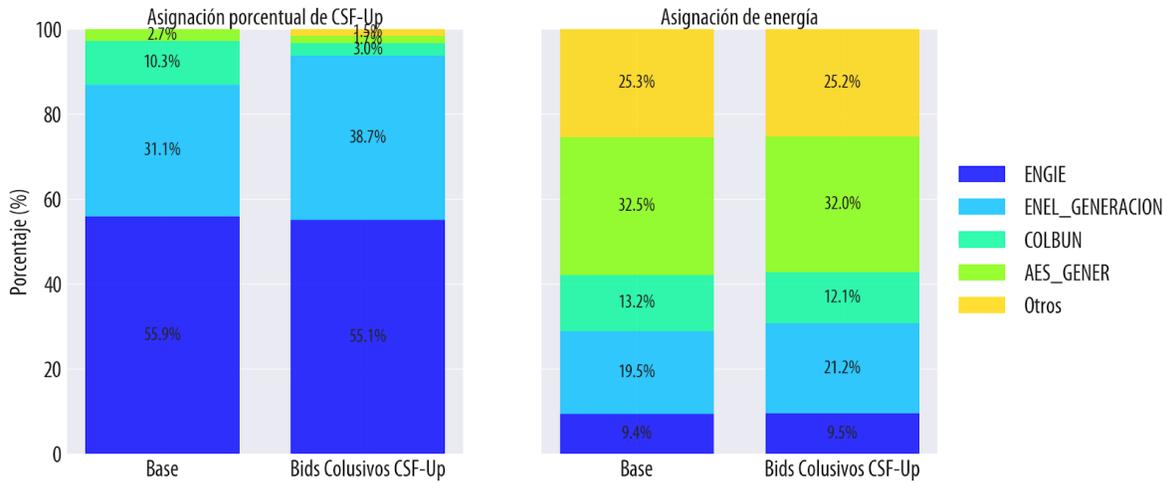


Figura 6.38. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid colusivo considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

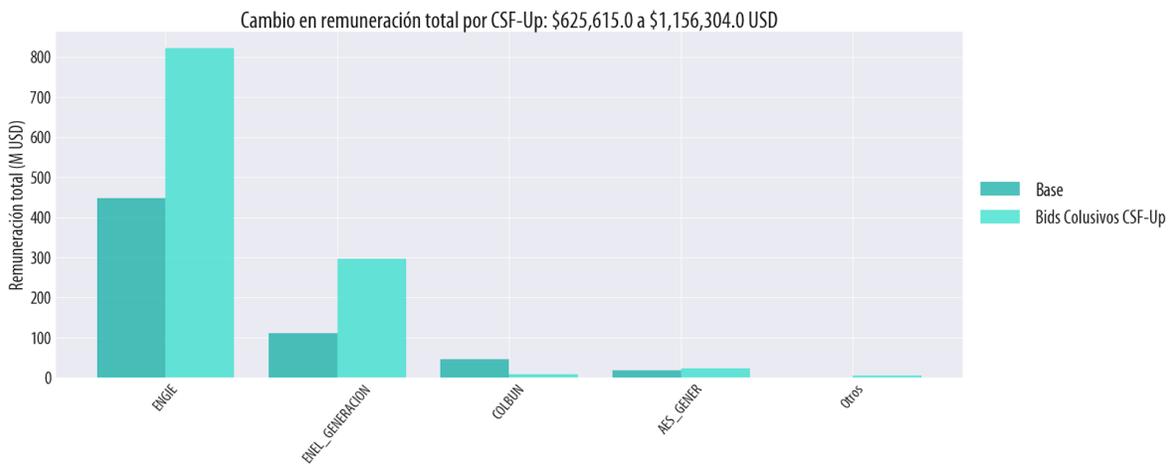


Figura 6.39. Enero - Cambio en la remuneración para la sensibilidad de doble bid colusivo de CSF-Up considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

Nuevamente la sola consideración de la capacidad habilitada permite observar un efecto más dramático, pasando el cartel de tener el 100% de la asignación a un 98.5% al considerar sus bids duplicados.

#### 6.4 Sensibilidad de bids duplicados

Los resultados de las sensibilidades al comportamiento colusivo muestran que si las empresas principales en el mercado de SSCC realizan *bids* de forma coordinada el sistema puede enfrentarse a elevados costos por los distintos servicios en análisis. Sin embargo, esta conclusión es esperada en un mercado con niveles de concentración como los observados en el caso chileno. Es por eso que el próximo experimento es menos extremo y considera sensibilidades individuales.

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en duplicar el bid para cada una de las empresas más relevantes, por separado. De esta manera es posible analizar los incentivos para las empresas de capturar rentas no eficientes.

La conclusión es que en general no existen incentivos para las empresas más relevantes en términos participación de duplicar sus bids pues el hacerlo reduce considerablemente su participación. Estos resultados se alinean con el cálculo de rentas pivotaes pues en general para ninguno de estos productos existen rentas pivotaes de poder de mercado relevantes.

En las Figuras 6.40 a 6.47 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* duplicados para CSF-Down y CSF-Up para las semana representativas de Enero y Julio. El resto de semanas se encuentra disponible en el Anexo B4.

### CSF-Down

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CSF-Down por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

### Enero

#### Capacidad Disponible

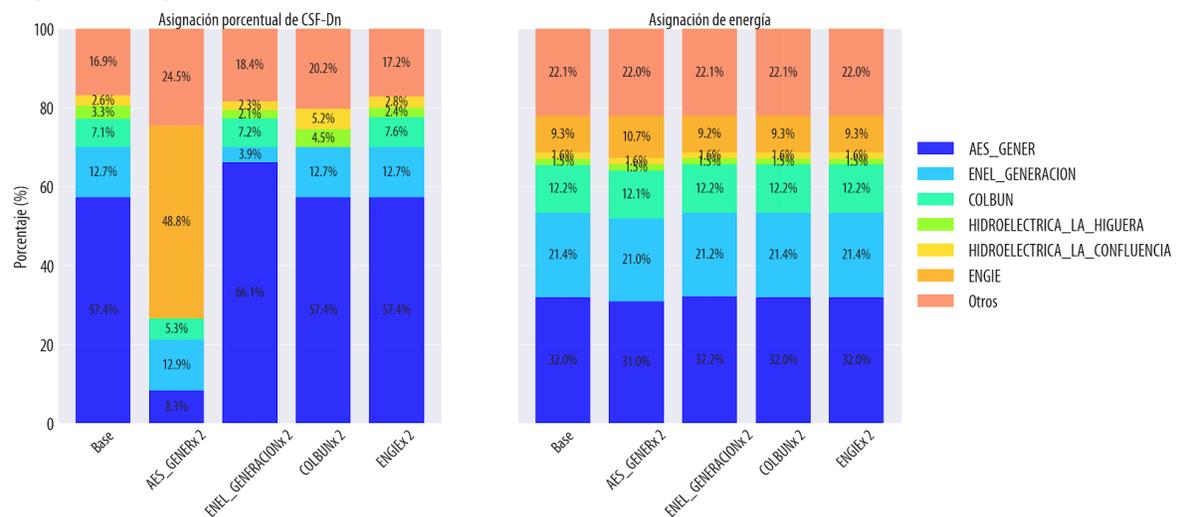


Figura 6.40. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid

#### Capacidad Habilitada

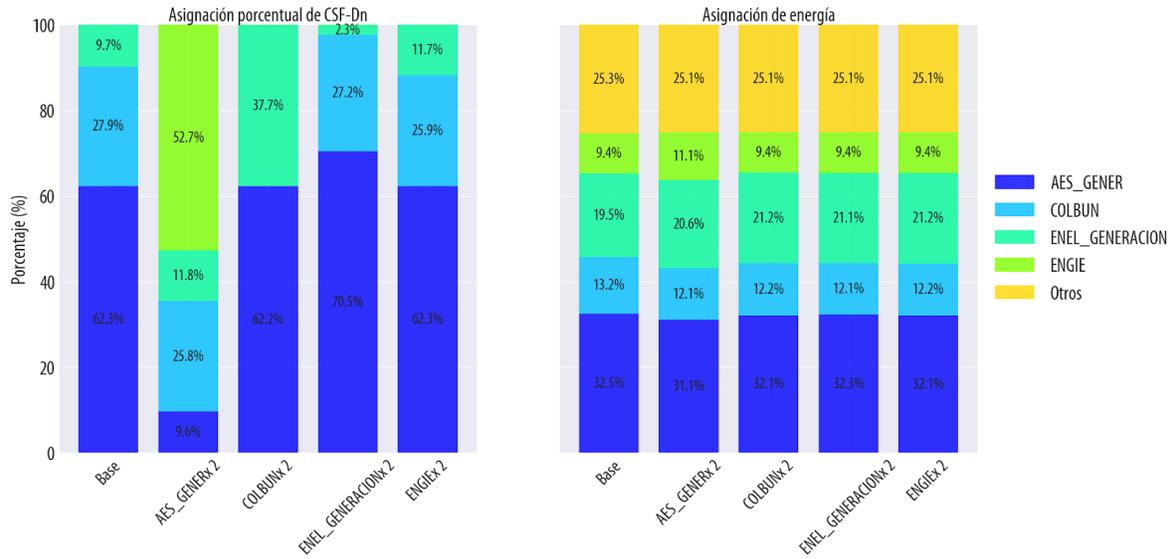


Figura 6.41. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

**Julio**

**Capacidad Disponible**

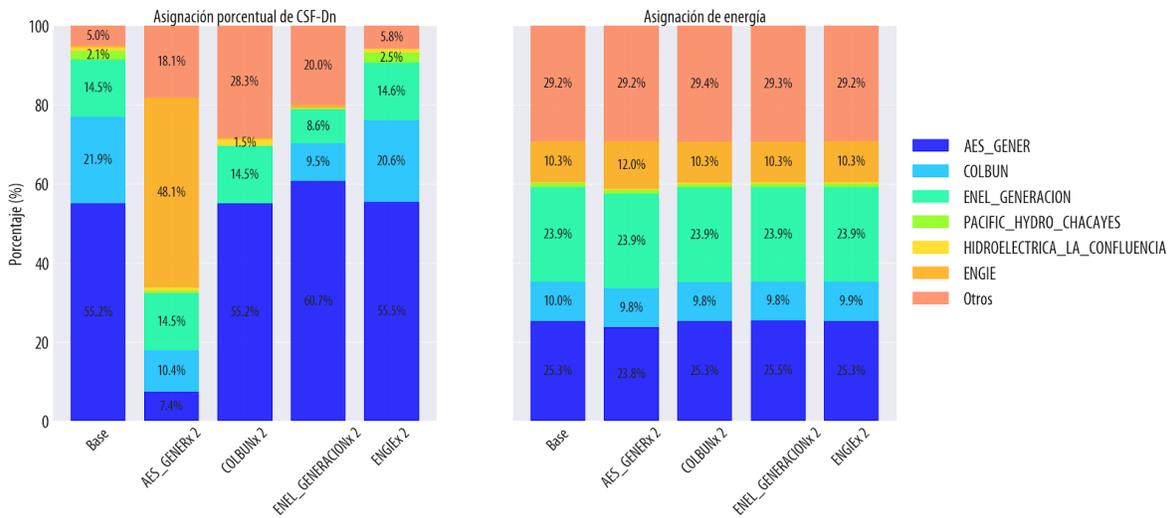


Figura 6.42. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

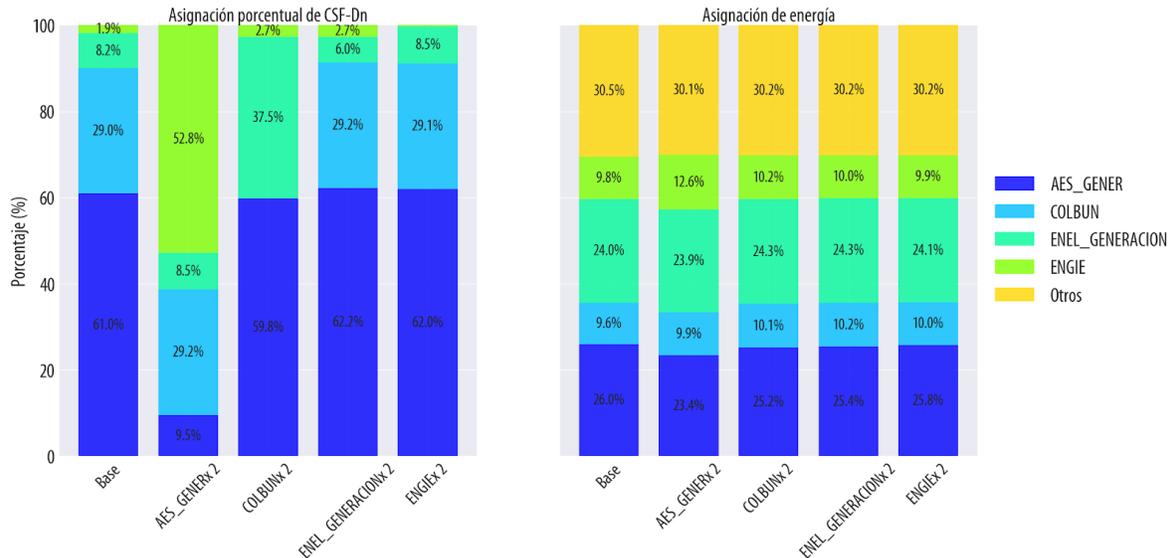


Figura 6.43. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas dobla su *bid* reduce considerablemente su participación en el mercado de CSF-Down. De forma particular, es importante destacar que si bien Engie tiene una reducida participación en la asignación del caso base, adquiere un rol especialmente relevante cuando AES Gener dobla su *bid*. De la misma forma, se aprecia que en general Enel Generación adquiere un rol especialmente relevante cuando Colbún dobla su propio *bid*. Estos pares de competencia dicen relación con las tecnologías y zonas en las que dominan dichas empresas, siendo AES Gener y Engie especialmente relevantes para el mercado en la zona Norte, a través de tecnologías en base a carbón, y Enel y Colbún especialmente relevantes para el mercado en la zona Centro sur, a través de generación hidro. Existen leves variaciones en el mercado de energía, de acuerdo a la entrada o salida de los distintos agentes en el mercado de reserva. Finalmente es importante destacar que si bien la consideración de la capacidad disponible permite la entrada de un número de empresas menores, la sola consideración de la capacidad habilitada no cambia las principales conclusiones frente a la sensibilidad planteada al duplicar el *bid* de cada agente por separado.

**CSF-Up**

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CSF-Up por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

**Enero**

**Capacidad Disponible**

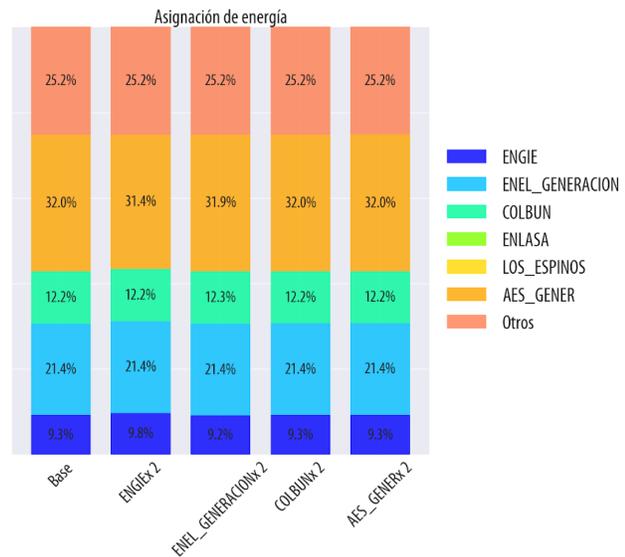
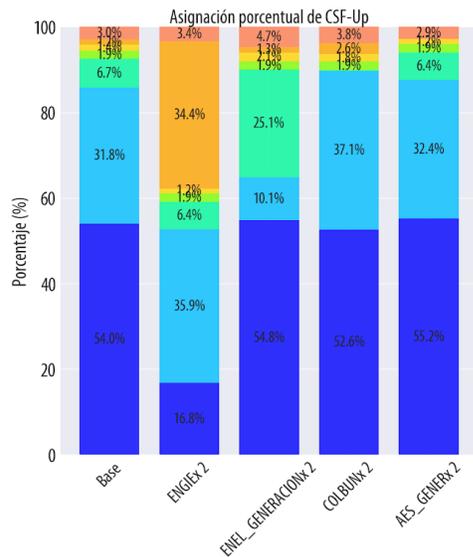


Figura 6.44. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

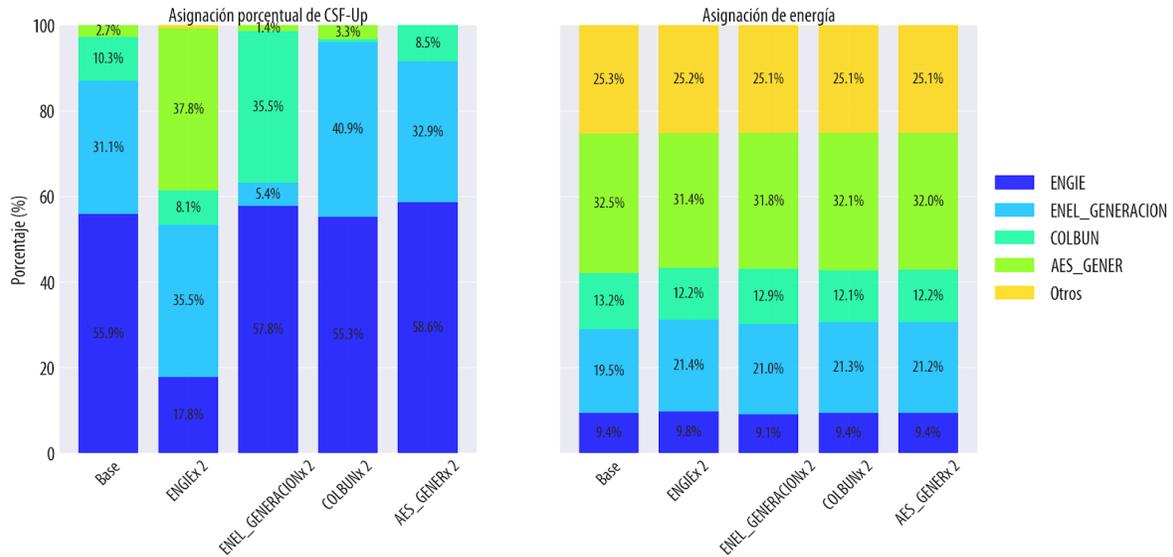


Figura 6.45. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

#### Capacidad Disponible

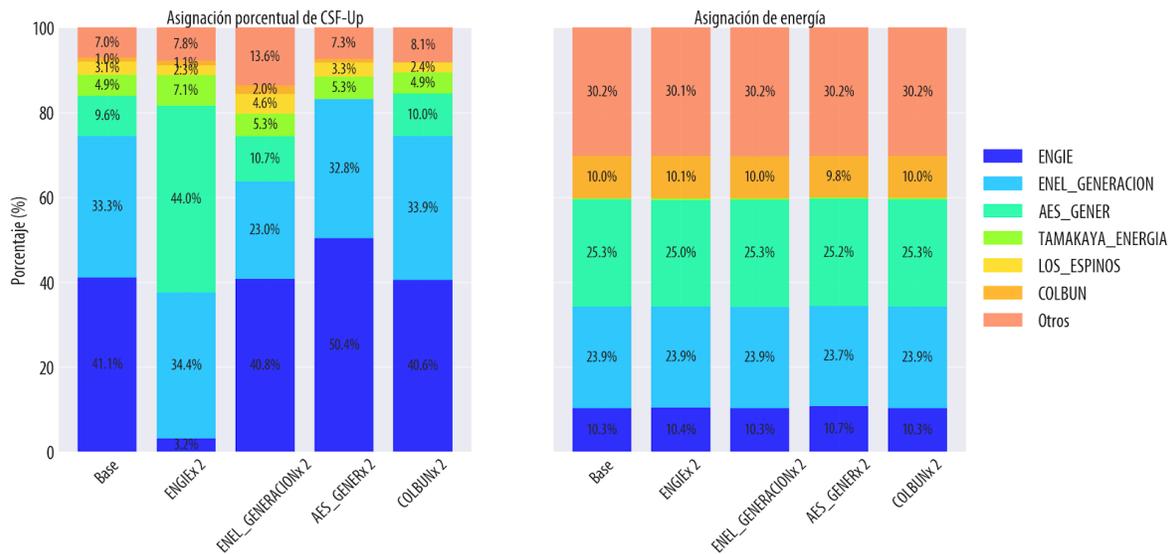


Figura 6.46. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid

### Capacidad Habilitada

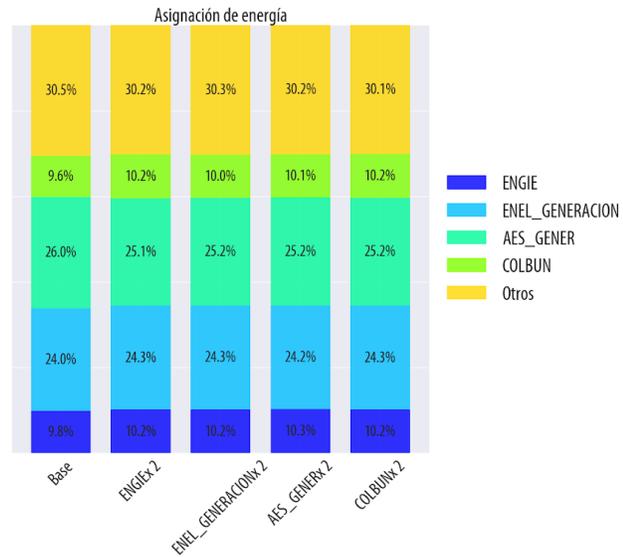
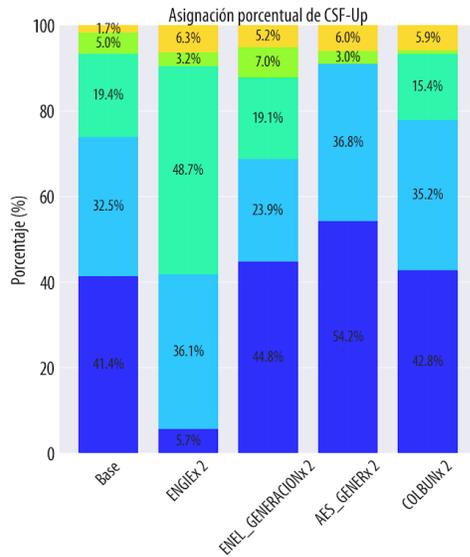


Figura 6.47. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de doble bid considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, nuevamente es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas dobla su *bid* reduce su participación en el mercado de CSF-Up. Para el mes de Enero, se observa de forma análoga a la sensibilidad anterior que si bien AES Gener presenta una escasa participación en la asignación del caso base, adquiere un rol especialmente relevante cuando Engie dobla su *bid*. Existen leves variaciones en el mercado de energía, de acuerdo a la entrada o salida de los distintos agentes en el mercado de reserva. Nuevamente se observa que la consideración de los recursos disponibles permite la entrada y participación de otras empresas, sin embargo las principales conclusiones del análisis se mantienen al limitar el número de oferentes mediante la capacidad habilitada.

### 6.5 Sensibilidad de bids con valor cero

De forma adicional a la sensibilidad anterior, se presenta a continuación una sensibilidad donde se considera un *bid* nulo o de valor cero para los agentes más relevantes a través de las distintas simulaciones. El principal interés para realizar este análisis es cuantificar el potencial impacto de este tipo de *bids* sobre la asignación de energía. De esta forma poder tener elementos para comprender el potencial impacto sobre el mercado de energía, basado en costos auditados, que pudiese tener la implementación de un mercado de SSCC con un esquema de co-optimización de energía y reservas basado en ofertas.

En particular, la metodología empleada en estas sensibilidades consistió en llevar a un valor de cero el *bid* para cada una de las empresas más relevantes, por separado.

Las conclusiones muestran que dado el tamaño del mercado de SSCC el impacto en la asignación de energía es relativamente menor. Solamente una de las cuatro empresas consideradas aumentan su participación en alrededor un 3% en el mercado de energía al llevar a cero su bid de CSF-Down. Similarmente, al llevar a cero el bid en CSF-Up, la participación de una de las cuatro empresas analizadas disminuye su participación en energía en alrededor un 3%. Estos resultados confirman que el impacto del mercado de SSCC en el mercado de energía es todavía marginal, principalmente debido al tamaño relativo de este mercado respecto al mercado de energía.

En las Figuras 6.48 a 6.55 se incluyen las asignaciones de energía y reservas frente a las sensibilidades de *bids* con valor cero para CSF-Down y CSF-Up para las semana representativas de Enero y Julio. El resto de semanas se encuentra disponible en el Anexo B5.

### CSF-Down

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CSF-Down por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

### Enero

#### Capacidad Disponible

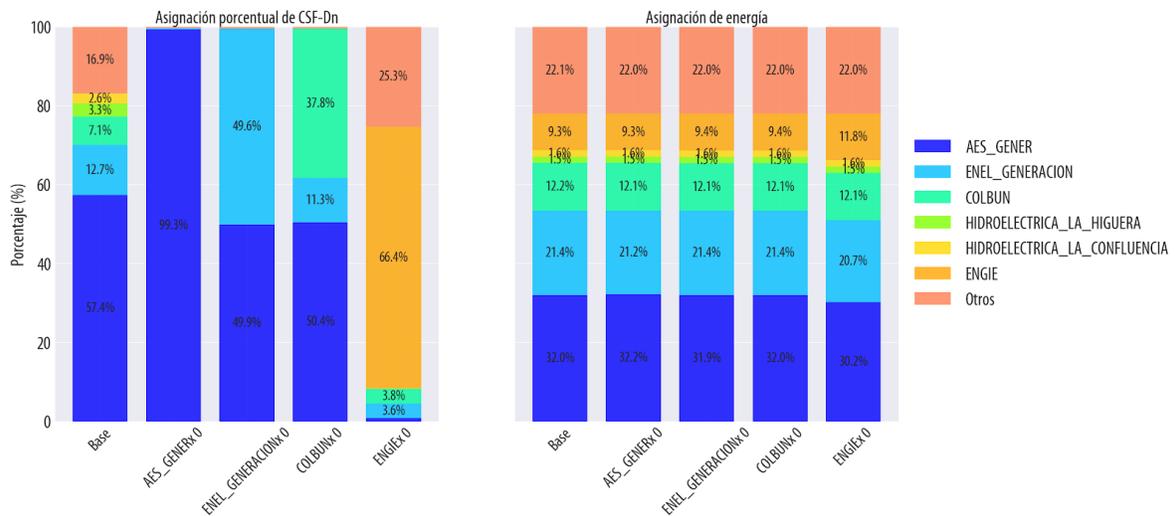


Figura 6.48. Enero - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de cero bids

### Capacidad Habilitada

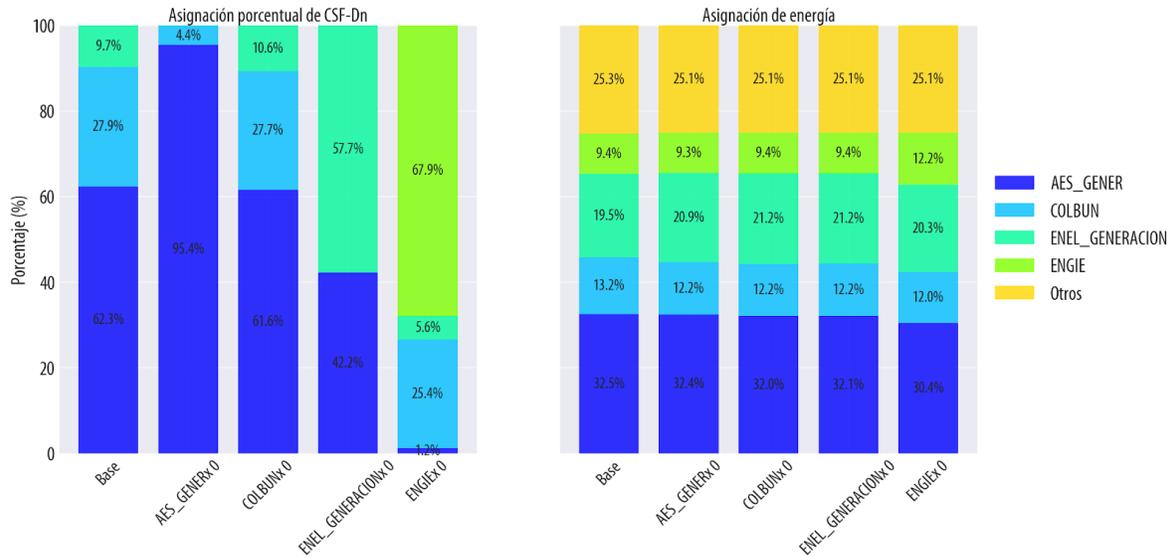


Figura 6.49. Enero - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de cero bids considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

#### Capacidad Disponible

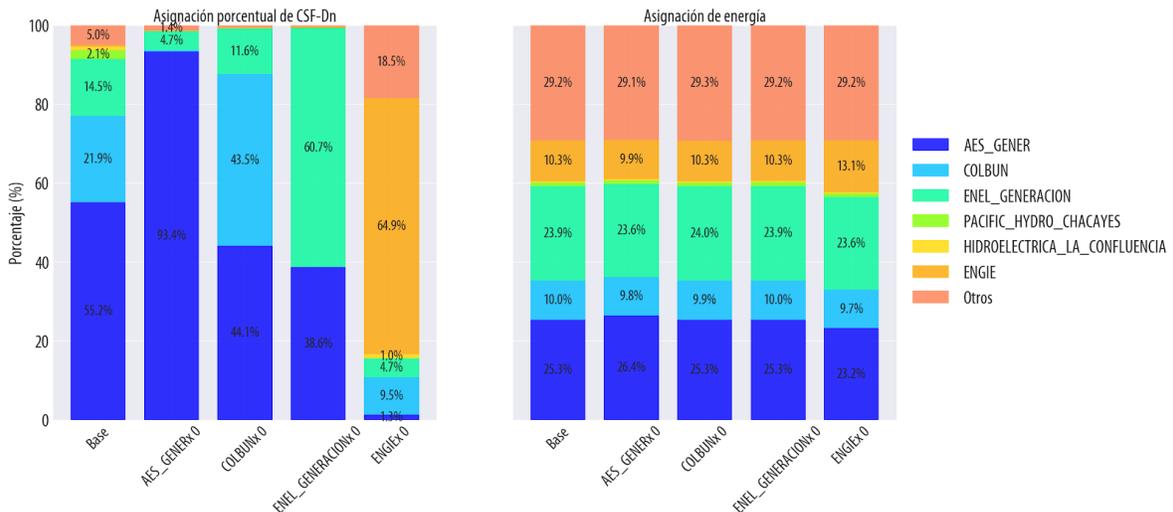


Figura 6.50. Julio - Asignación de CSF-Dn y energía para la sensibilidad de cero bids

### Capacidad Habilitada

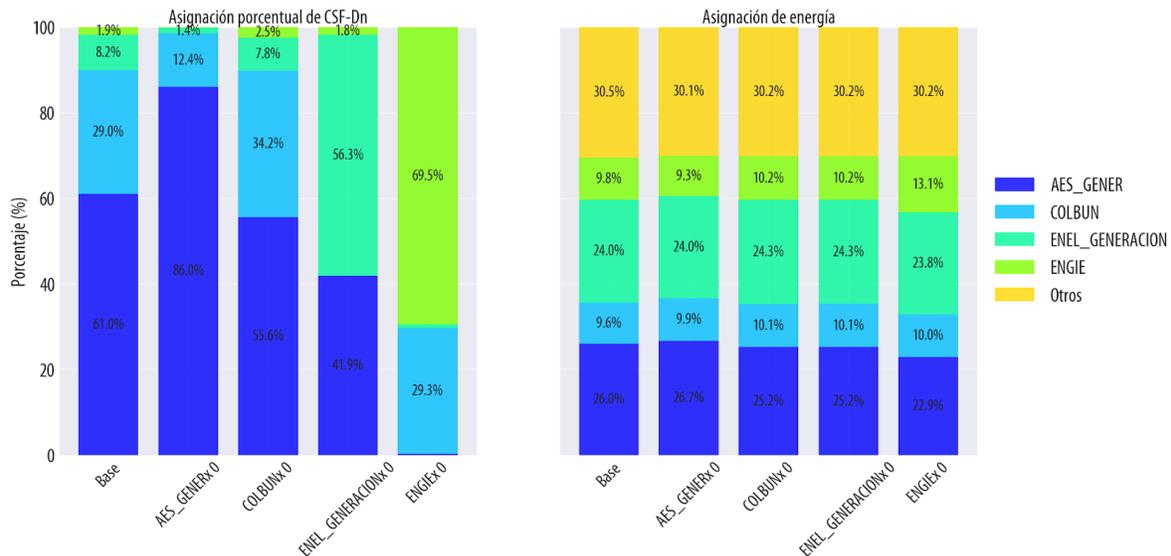


Figura 6.51. Julio - Asignación de CSF-Down y energía para la sensibilidad de cero bids considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas lleva su *bid* a cero, se observa un aumento importante en su participación en el mercado de CSF-Down. Nuevamente se observa que si bien Engie tiene escasa participación en la asignación del caso base, adquiere un rol especialmente relevante cuando lleva su *bid* a cero, reforzando la observación de la importancia de esta firma en la competencia dentro del servicio. Es posible observar cambios en la participación en energía, especialmente cuando Engie lleva su *bid* a cero, aumentando entre un 2% a un 3% su participación, al ser asignada para proveer CSF-Down en mayor proporción. Este efecto es mayor al considerar únicamente los recursos habilitados.

### CSF-Up

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CSF-Up por cada agente relevante para las semana de Enero y Julio, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

#### Enero

##### Capacidad Disponible

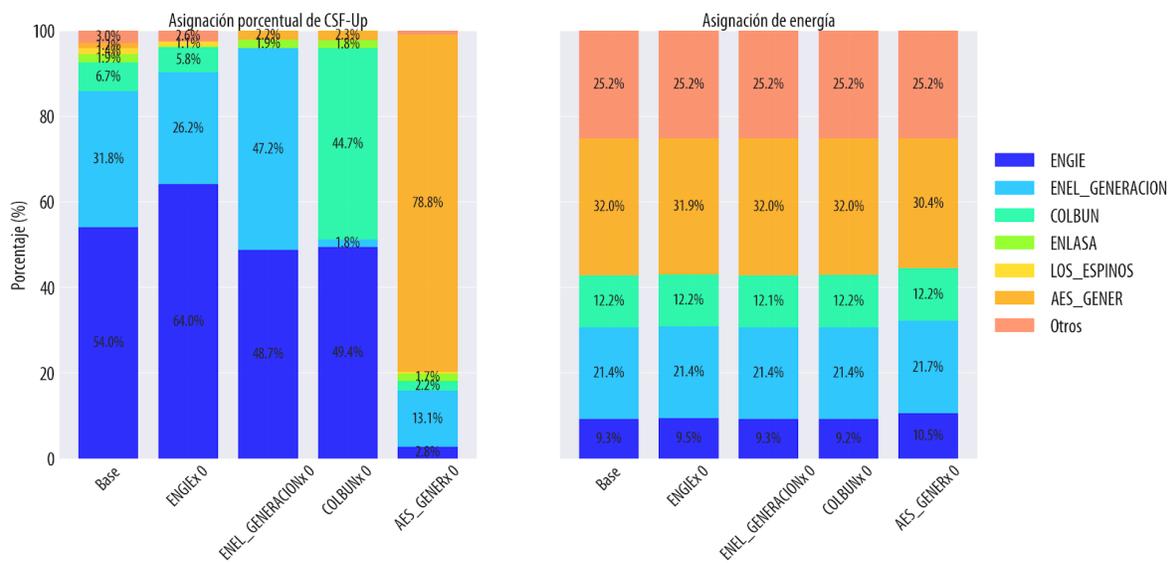


Figura 6.52. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de cero bids

### Capacidad Habilitada

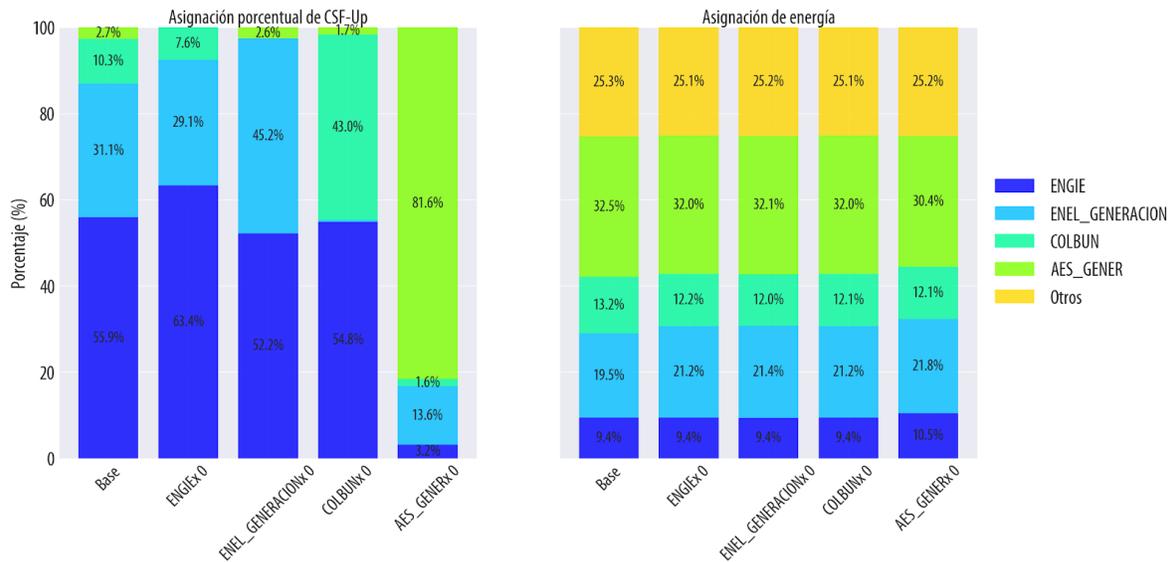


Figura 6.53. Enero - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de cero bids considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

### Julio

### Capacidad Disponible

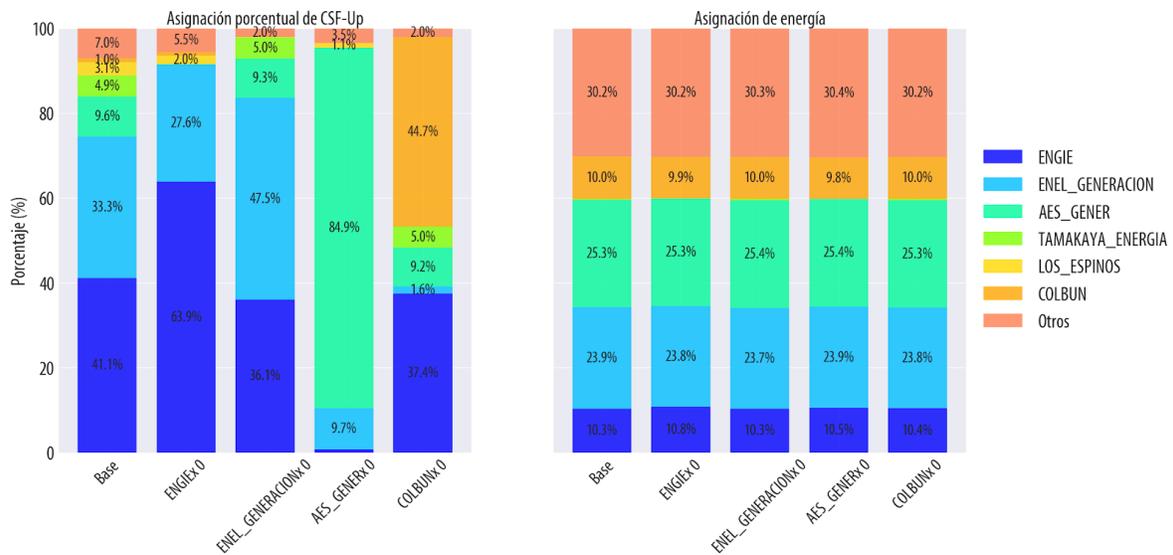


Figura 6.54. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de cero bids

### Capacidad Habilitada

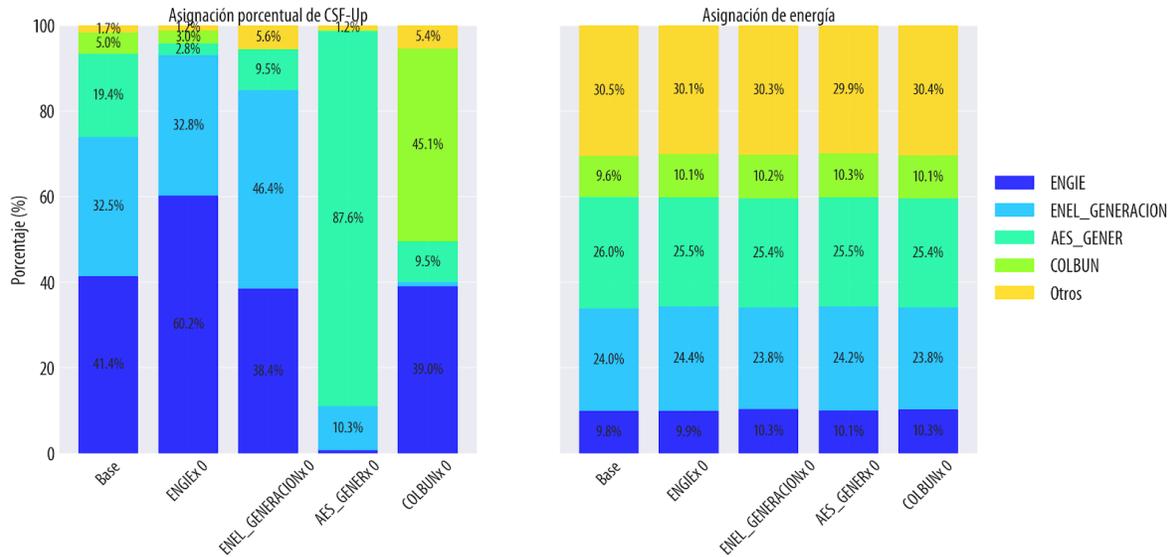


Figura 6.55. Julio - Asignación de CSF-Up y energía para la sensibilidad de cero bids considerando sólo centrales habilitadas según IDPSSCC

En base a estos resultados, es posible observar que nuevamente tanto en los meses de Enero como Julio, cuando una de las firmas sensibilizadas lleva su *bid* a cero, se observa un aumento importante en su participación en el mercado de CSF-Up. De forma análoga al caso anterior, se observa para el mes de Enero que si bien AES Gener tiene escasa participación en la asignación del caso base, adquiere un rol relevante cuando lleva su *bid* a cero. Para dicho mes, el aumento de participación en reservas conlleva una disminución en la participación en energía. Durante el mes de Julio se observa que los impactos sobre el mercado de energía son menores.

Los resultados anteriores considerando el caso base y oferentes potenciales y habilitados utilizando simulaciones y sensibilidades de la operación del SEN con un detallado modelo de operación, análisis de rentas pivotaes también con modelos muchos más detallados en aspectos operacionales respecto al Estudio 1 confirman las principales conclusiones del Estudio 1 respecto a las condiciones de competencia. En las próximas secciones se realizan sensibilidades adicionales para analizar la robustez de las conclusiones.

## 6.6 Sensibilidad de hidrologías

Esta sección presenta una sensibilidad sobre los resultados presentados para cuatro semanas del año, considerando distintas hidrologías a través del valor del agua embalsada, en base a datos tomados de simulaciones del PLP para probabilidades de excedencia hidrológica del 20% (húmeda), 50% (media húmeda), 90% (media seca) y 95% (seca). Se presentan los resultados tanto para el análisis de rentas pivotaes como para los niveles de concentración en base a una simulación de la operación del SEN. Las conclusiones generales sobre condiciones de competencia que pueden emitirse a partir de los indicadores de rentas pivotaes no se modifican para las distintas hidrologías.

### Índices de pivotalidad para sensibilidad de hidrologías

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para los productos de CSF Down, CSF-Up y CTF, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas pero con la consideración del sistema hídrico y de transmisión del SEN. Los resultados incluyen el caso asociado a capacidad disponible y habilitada. La metodología de rentas pivotaes corresponde a la desarrollada en el estudio “Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC”, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC. Cabe destacar que para este cálculo, como queda explicitado en la descripción de la metodología de rentas pivotaes, no se consideran las bids de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

Los resultados muestran que, en general, las rentas pivotaes tienen un aumento en el caso considerando la capacidad habilitada. Sin embargo el aumento en los indicadores RPPMT no son relevantes para cambiar las conclusiones sobre los niveles de competencia. Respecto al impacto de las hidrologías, tanto para el caso de capacidad disponible como para la habilitada, no se aprecian cambios relevantes en los valores de los indicadores RPPMT. Por lo tanto las conclusiones generales sobre las condiciones de competencia del caso base se confirman en esta sensibilidad.

Capacidad disponible

Tabla 6.16. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintas hidrologías

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Húmeda	0.4686	0.2839	0.3096	0.1113	0.4205	0.0528	0.5999	0.0
Media-húmeda	0.4045	0.2710	0.3047	0.1121	0.3912	0.0353	0.5610	0.0
Media-seca	0.2887	0.1784	0.3029	0.1135	0.3631	0.0467	0.5782	0.2192
Seca	0.2844	0.1728	0.3054	0.1087	0.3458	0.0570	0.5706	0.2689

Tabla 6.17. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para distintas hidrologías

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Húmeda	0.3029	0.0186	0.2250	0.0090	0.2394	0.0178	0.4266	0.0327
Media-húmeda	0.3483	0.0099	0.2228	0.0096	0.2221	0.0149	0.3797	0.0279
Media-seca	0.4150	0.0361	0.2225	0.0097	0.2315	0.0054	0.2292	0.0146
Seca	0.4113	0.0147	0.2244	0.0093	0.2623	0.018	0.2541	0.0199

Tabla 6.18. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF para distintas hidrologías

CTF	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Húmeda	0.0093	0.0001	0.0116	0.0	0.0087	0.0	0.0075	0.0
Media-húmeda	0.0105	0.0	0.007	0.0	0.0067	0.0	0.009	0.0
Media-seca	0.0124	0.0002	0.007	0.0	0.0067	0.0	0.0413	0.0
Seca	0.0405	0.0002	0.0098	0.0	0.0104	0.0	0.0231	0.0

### Capacidad habilitada

Tabla 6.19. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintas hidrologías

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Húmeda	0.4593	0.2994	0.3002	0.1371	0.4387	0.0847	0.6566	0.0
Media-húmeda	0.3938	0.2838	0.2941	0.1374	0.4078	0.0762	0.6116	0.0
Media-seca	0.2822	0.1940	0.2926	0.1388	0.3788	0.0849	0.6175	0.2544
Seca	0.2879	0.2079	0.2945	0.1360	0.373	0.1117	0.6551	0.3535

Tabla 6.20. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para distintas hidrologías

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Húmeda	0.3141	0.0253	0.2246	0.0087	0.2658	0.0197	0.5565	0.1303
Media-húmeda	0.3605	0.0136	0.2232	0.0093	0.2512	0.0175	0.4987	0.0603
Media-seca	0.4230	0.0421	0.2235	0.0100	0.2687	0.0270	0.2704	0.0215
Seca	0.4725	0.0332	0.2264	0.0086	0.3004	0.0372	0.3011	0.025

Tabla 6.21. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF para distintas hidrologías

CTF	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Húmeda	0.0072	0.0	0.0091	0.0	0.0233	0.0	0.007	0.0
Media-húmeda	0.0169	0.0	0.0069	0.0	0.0308	0.0	0.0097	0.0
Media-seca	0.0169	0.0	0.0075	0.0	0.0385	0.0169	0.0541	0.0
Seca	0.0709	0.0	0.0103	0.0	0.035	0.0	0.0299	0.0

### Índices de concentración

Se presentan a continuación los principales índices de concentración para las zonas Norte y Centro Sur por producto y semana representativa, junto al porcentaje de remuneraciones por reserva en relación a las remuneración por energía, para las distintas hidrologías consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado. Detalles adicionales de estas simulaciones sobre cambios en la composición tecnológica y asignaciones particulares de empresas están incluidos en el Anexo B6. En general, es posible apreciar cambios en las concentraciones de los distintos productos según el mes y la hidrología simulada lo que confirma la necesidad de un monitoreo en el corto plazo particularmente para la zona Norte, sin embargo, los indicadores pivotaes reportados previamente muestran que las conclusiones respecto a las condiciones de competencia son robustos frente a esta sensibilidad. De forma adicional, se observa que no existen variaciones significativas en el porcentaje de las remuneraciones de reserva, oscilando en torno al 3% para todos los casos simulados.

### Capacidad disponible

Tabla 6.22. Índice HHI para CSF-Down para la zona Norte.

CSF-Dn (N)	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	6914.41	6977.55	6432.43	5811.67
Media-húmeda	6918.67	6980.18	6571.56	6106.11
Media-seca	6910.17	6978.71	6514.47	6443.54
Seca	6930.64	6978.82	6584.22	6236.23

Tabla 6.23. Índice HHI para CSF-Down para la zona Centro Sur.

CSF-Dn (CS)	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	2099.55	2624.12	6167.79	3415.81
Media-húmeda	6414.98	2416.56	2064.87	8672.46
Media-seca	1030.43	2645.76	5636.82	3064.18
Seca	1162.76	2559.1	1527.25	2763.4

Tabla 6.24. Índice HHI para CSF-Up para la zona Norte.

CSF-Up (N)	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	7440.63	5991.99	5100.75	4157.17
Media-húmeda	8024.13	5957.86	4719.81	4011.72
Media-seca	8368.77	5696.05	5180.99	4566.7
Seca	7795.76	5716.96	5264.36	5393.84

Tabla 6.25. Índice HHI para CSF-Up para la zona Centro Sur.

CSF-Up (CS)	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	6636.83	6580.16	5755.9	2018.48
Media-húmeda	6867.45	7210.25	5179.18	2202.31
Media-seca	5620.58	7388.68	6128	4157.58
Seca	3660.69	6996.95	5451.71	2912.96

Tabla 6.26. Índice HHI para CTF para la zona Norte.

CTF (N)	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	1616.98	1703.21	2274.35	1557.6
Media-húmeda	1967.18	1736.19	1403.16	1863.44
Media-seca	1537.23	1990.46	3044.37	1561.63
Seca	1511.57	1634.71	1356.54	1510.86

Tabla 6.27. Índice HHI para CTF para la zona Centro Sur.

CTF (CS)	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	3581.39	2532.03	2759.83	855.87
Media-húmeda	4352.01	2958.58	1867.06	2716.33
Media-seca	4075.51	2973.6	2976.96	865.7
Seca	1151.76	3016.17	2180.51	718.19

Tabla 6.28. Porcentaje de remuneraciones de reserva en relación a energía.

	Enero	Abril	Julio	Octubre
Húmeda	3.08	3.22	3.22	3.24
Media-húmeda	3.07	3.15	3.23	3.1
Media-seca	2.93	3.15	3.1	3.11
Seca	2.87	3.19	2.98	2.92

## 6.7 Índices pivotaes para requerimiento

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para los productos de CSF Down, CSF-Up y CTF, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas, modelación detallada del SEN considerando transmisión y sistema hídrico y la metodología de rentas pivotaes presentada previamente, considerando separadamente los recursos disponibles y recursos habilitados para la provisión de SSCC debido a que en esta caso la sensibilidad es sobre el requerimiento. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las bids de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

En particular, se realizaron simulaciones con una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% considerando semanas representativas de Enero, Abril, Julio y Octubre bajo distintas demandas de requerimiento de reserva, esto se realizó considerando escenarios con un 80%, 90%, 110% y 120% del requerimiento correspondiente al caso base (100%), multiplicando las demandas de reserva primaria, secundaria y terciaria por el factor correspondiente en cada capítulo.

### Capacidad disponible

Tabla 6.29. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos requerimientos

CSF-Down Requerimiento	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
80%	0.2727	0.1637	0.2757	0.0702	0.2844	0.0441	0.4452	0.1782
90%	0.2743	0.1812	0.2706	0.0872	0.3141	0.0324	0.4866	0.182
100%	0.2887	0.1784	0.3029	0.1135	0.3631	0.0467	0.5782	0.2192
110%	0.3377	0.1931	0.3517	0.1516	0.4741	0.1336	0.6948	0.2705
120%	0.6555	0.4872	0.6932	0.4778	0.7416	0.322	0.9602	0.4168

Tabla 6.30. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para distintos requerimientos

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
80%	0.4414	0.1111	0.2552	0.0023	0.2584	0.0075	0.2419	0.0137
90%	0.4262	0.0153	0.2365	0.0045	0.2405	0.0033	0.235	0.019
100%	0.4150	0.0361	0.2225	0.0097	0.2315	0.0054	0.2292	0.0146
110%	0.402	0.0506	0.2162	0.0107	0.2323	0.0069	0.2387	0.027
120%	0.3982	0.0663	0.2183	0.0117	0.2399	0.0155	0.2673	0.0495

Tabla 6.31. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF para distintos requerimientos

CTF	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
80%	0.0066	0.0001	0.0005	0.0	0.0028	0.0	0.0392	0.0102
90%	0.0099	0.0001	0.0026	0.0	0.0042	0.0	0.0506	0.0109
100%	0.0124	0.0002	0.0070	0.0	0.0067	0.0	0.0413	0.0
110%	0.0119	0.0	0.0101	0.0	0.0100	0.0	0.0353	0.0
120%	0.0158	0.0	0.0136	0.0	0.0139	0.0	0.0266	0.0

Capacidad habilitada

Tabla 6.32. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos requerimientos

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
80%	0.2284	0.1745	0.2222	0.0778	0.2408	0.0258	0.4122	0.1843
90%	0.2425	0.1731	0.2406	0.098	0.2841	0.0285	0.4891	0.2073
100%	0.2822	0.194	0.2926	0.1388	0.3788	0.0849	0.6175	0.2544
110%	0.3731	0.2621	0.348	0.1789	0.5341	0.189	0.7648	0.3123
120%	2.0591	1.9097	2.1231	1.9232	2.0381	1.6403	2.1733	1.6099

Tabla 6.33. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up para distintos requerimientos

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
80%	0.4592	0.0172	0.2529	0.0007	0.2881	0.0307	0.2714	0.0379
90%	0.4394	0.0233	0.2325	0.0059	0.2725	0.0267	0.2636	0.0319
100%	0.4230	0.0421	0.2235	0.0100	0.2687	0.027	0.2704	0.0215
110%	0.4134	0.0545	0.2256	0.0099	0.278	0.0272	0.2924	0.0541
120%	0.4088	0.0702	0.2392	0.0155	0.2872	0.0274	0.3392	0.0962

Tabla 6.34. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF para distintos requerimientos

CTF	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
80%	0.0235	0.0193	0.0053	0.0	0.0385	0.0263	0.0758	0.0475
90%	0.0186	0.0	0.0057	0.0	0.0384	0.0226	0.0696	0.0280
100%	0.0169	0.0	0.0075	0.0	0.0385	0.0169	0.0541	0.0
110%	0.019	0.0	0.0097	0.0	0.0388	0.0106	0.0429	0.0
120%	0.0188	0.0	0.0107	0.0	0.0396	0.0056	0.0344	0.0

## 6.8 Sensibilidad de futuros desacoples

En esta sección se presentan resultados para escenarios que consideran la definición de nuevas zonas específicas con requerimientos de reserva independientes. En la actualidad, el SEN cuenta con dos zonas con requerimientos independientes: Zona Norte (al norte de la barra Pan de Azúcar) y Zona Centro Sur (al sur de la barra Nogales). Esta definición de zonas podría ser insuficiente frente a un sistema con desacoples dentro de dichas zonas, debido a que la asignación de reservas podría estar muy concentrada desde un punto de vista geográfico.

En base a las congestiones esperadas para el periodo 2020-2025 reportadas por el Coordinador, se definieron cuatro zonas independientes: Norte-1 (al norte de la barra Los Changos) y Norte-2 (entre barras Los Changos y Pan de Azúcar) en base a congestiones esperadas en la línea Cumbre 500 -> Los Changos 500, y Centro Sur-1 (entre barras Nogales y Charrúa) y Centro Sur-2 (al sur de la barra Charrúa) en base a congestiones esperadas en la línea Mulchén 220 -> Charrúa 220. Considerando estas zonas, se repartieron los requerimientos de reserva originales (Norte y Centro Sur) de forma proporcional a la demanda energética en cada una de las nuevas zonas.

Considerando lo anterior, se resolvió el problema de predespacho para cada una de las semanas base con hidrología media seca, dando origen a cuatro nuevos escenarios para analizar el impacto de los desacoples en los mercados de reserva. A continuación se presentan los principales resultados.

### Índices de pivotalidad para sensibilidad de desacoples

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para el producto de CSF Down, CSF-Up y CTF, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas y un modelo del SEN con consideración del sistema hídrico y de transmisión. La metodología de rentas pivotaes es la presentada en el Capítulo 5, considerando los recursos **disponibles** para la provisión de SSCC. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las *bids* de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

Capacidad disponible

Tabla 6.35. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down considerando futuros desacoples

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Escenario Base	0.2887	0.1784	0.3029	0.1135	0.3631	0.0467	0.5782	0.2192
Futuros Desacoples	5.4111	5.324	5.6437	5.4322	4.6954	4.4458	4.9355	4.578

Tabla 6.36. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Up considerando futuros desacoples

CSF-Up	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Escenario Base	0.415	0.0361	0.2225	0.0097	0.2315	0.0054	0.2292	0.0146
Futuros Desacoples	0.9419	0.5802	0.7896	0.6559	0.7154	0.4696	0.5363	0.3867

Tabla 6.37. Resumen índices RPT y RPPMT en CTF considerando futuros desacoples

CTF	Enero		Abril		Julio		Octubre	
Escenario	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
Escenario Base	0.0124	0.0002	0.0070	0.0	0.0067	0.0	0.0413	0.0
Futuros Desacoples	0.6001	0.1371	0.3266	0.0018	0.5219	0.004	0.4501	0.0162

Es posible observar que las condiciones de competencia para CSF se ven particularmente comprometidas frente a un escenario con desacoples, ya que aparecen rentas pivotaes de poder de mercado significativamente altas. Incluso en este caso más optimista con la consideración de los recursos disponibles. En el caso con recursos habilitados estas rentas pivotaes debiesen ser incluso más elevadas. En este escenario, la disponibilidad geográfica de recursos impacta de manera relevante las condiciones de competencia, especialmente para CSF-Down. Desde este punto de vista, si la definición de zonas más reducidas se implementa por razones de confiabilidad del sistema habría que considerar la inexistencia de condiciones de competencia para CSF.

### Índices de concentración

Se presentan a continuación, de forma complementaria, los principales índices de concentración para las zonas Norte y Centro Sur por producto y semana representativa, junto al porcentaje de remuneraciones por reserva en relación a las remuneración por energía, para las sensibilidades de futuros desacoples consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado. Detalles adicionales de estas simulaciones sobre cambios en la composición tecnológica y asignaciones particulares de empresas están incluidos en el Anexo B7.

### Capacidad disponible

#### Escenario Base - Norte

Tabla 6.38. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Dn	6910.17	6978.71	6514.47	6443.54
CSF-Up	8368.77	5696.05	5180.99	4566.7
CTF	1537.23	1990.46	3044.37	1561.63

#### Futuros Desacoples - Norte 1 y Norte 2

Tabla 6.39. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte 1.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Dn	6387.44	6420.62	6148.95	5861.55
CSF-Up	9905.23	7774.21	7455.89	5248.73
CTF	7700.08	7434.08	7085.69	5898.67

Tabla 6.40. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte 2.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Dn	8479.72	8435.73	6446.91	7504.83
CSF-Up	4786.61	6245.21	4693.31	5169.23
CTF	2752.53	2749.08	2609.58	2619.95

Escenario Base - Centro Sur

Tabla 6.41. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro Sur.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Dn	1030.43	2645.76	5636.82	3064.18
CSF-Up	5620.58	7388.68	6128	4157.58
CTF	4075.51	2973.6	2976.96	865.7

Futuros Desacoples - Centro Sur 1 y Centro Sur 2

Tabla 6.42. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro Sur 1.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Dn	1741.93	2550.89	5553.56	3149.28
CSF-Up	5234.16	7037.79	5614.88	4002.49
CTF	4606.72	3563.11	2646.44	888.07

Tabla 6.43. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro Sur 2.

	Enero	Abril	Julio	Oct
CSF-Dn	1749.4	1917.29	1819.68	1678.31
CSF-Up	5122.63	5042.16	1608.13	1345.08
CTF	2979.96	3248.82	9111.56	3109.02

Remuneraciones

Tabla 6.44. Porcentaje de remuneraciones de reserva en relación a energía.

	Enero	Abril	Julio	Oct
Escenario Base	2.93	3.15	3.1	3.11
Futuros Desacoples	3.31	3.49	3.03	3.55

## 6.9 Sensibilidad 2022

En esta sección se presentan sensibilidades y análisis de pivotalidad para una proyección de los casos base de hidrología media seca al año 2022. Para lograr representar la realidad del parque generador disponible en el año 2022, se realizaron proyecciones para los parámetros de demanda, precios de combustibles, valor del agua, oferentes y requerimientos.

Para la proyección de demanda y de costos de combustible (Carbón, Gas y Diesel), se utilizó un factor de modulación que multiplica el valor utilizado en las simulaciones previas y que se obtiene directamente del Informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, 2018. Del mismo modo, el valor del agua utilizado se obtuvo directamente de la simulación PLP otorgada por el CEN, específicamente para una probabilidad de excedencia del 90%.

En cuanto a los nuevos oferentes de reserva presentes en este escenario, se agregaron las futuras unidades con fecha de entrada previa al 2022 y con capacidad de proveer cada servicio según el IDPSSCC, 2018. Finalmente, se modificó el requerimiento de los servicios bajo estudio, en el caso del producto de CSF se proyectó el requisito actual definido por el IDPSSCC según al crecimiento de la demanda sistémica y la tasa de integración renovable esperada. El requerimiento de CTF, al considerarse como el doble del requisito de Reserva Secundaria- Aumento de Carga, resultó modificado del mismo modo.

Considerando lo anterior, se utilizó la metodología de rentas pivotaes para cada una de las semanas base correspondientes a la hidrología media seca, dando origen a cuatro nuevos escenarios para analizar el impacto en distintos meses. A continuación se presentan los principales resultados.

### Índices de pivotalidad para sensibilidad 2022

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para los productos de CSF Down, CSF-Up y CTF, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas, un modelo del SEN con el sistema hídrico y de transmisión y la metodología de rentas pivotaes presentada previamente, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las *bids* de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva.

### Capacidad proyectada disponible

Tabla 6.45. Resumen índice RPT para cuatro semanas en año 2022

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	0.4578	0.4078	0.6703	0.7644
CSF-Up	0.3522	0.2103	0.3026	0.2841
CTF	0.0256	0.0349	0.0144	0.0167

Tabla 6.46. Resumen índice RPPMT para cuatro semanas en año 2022

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Down	0.2928	0.2045	0.2708	0.3356
CSF-Up	0.041	0.0184	0.0059	0.0157
CTF	0.0	0.0	0.0	0.0

### Índices de concentración

Se presentan a continuación de forma complementaria los principales índices de concentración para las zonas Norte y Centro Sur por producto y semana representativa, junto al porcentaje de remuneraciones por reserva en relación a las remuneración por energía, para las sensibilidades al 2022 en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado. Detalles adicionales de estas simulaciones sobre cambios en la composición tecnológica y asignaciones particulares de empresas están incluidos en el Anexo B8.

Tabla 6.47. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Norte

N	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Dn	7144.66	7182.49	5678.88	6456.48
CSF-Up	8335.29	5911.6	6324.77	6197.29
CTF	1342.02	1433.16	1320.38	1495

Tabla 6.48. Índice HHI por producto y semana representativa para la zona Centro Sur.

	Enero	Abril	Julio	Octubre
CSF-Dn	916.77	1810.73	1554.42	788.98
CSF-Up	3348.09	5668.2	3604.7	3303.69
CTF	1743.9	1332.8	1024.88	1618.51

Tabla 6.49. Porcentaje de remuneraciones de reserva en relación a energía.

	Enero	Abril	Julio	Octubre
Escenario Base	2.93	3.15	3.1	3.11
2022	3.19	3.2	3	3.24

## 6.10 Índices pivotaes para sensibilidad de participación de ERNC

### Índices de pivotalidad para sensibilidad de participación de ERNC

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para el producto de CSF Down, en base a las simulaciones de predespacho con binarias relajadas y la metodología de rentas pivotaes presentada en el Capítulo 5, considerando separadamente los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las bids de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva. Los resultados reflejan de manera clara cómo la participación de ERNC mejora los indicadores de competencia. Incluso con una participación del 25% de su capacidad los indicadores reflejan una baja relevante.

#### Capacidad disponible

Tabla 6.50. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down para distintos niveles de capacidad por parte de centrales solares.

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
0%	0.2822	0.1940	0.2926	0.1388	0.3788	0.0849	0.6175	0.2544
25%	0.2021	0.0852	0.2704	0.0416	0.3066	0.1263	0.3836	0.1585
50%	0.2039	0.0860	0.2733	0.0420	0.3092	0.1278	0.3881	0.1607
100%	0.2039	0.0862	0.2733	0.0420	0.3094	0.1279	0.3881	0.1609

### Índices de pivotalidad para sensibilidad de participación de ERNC y desacoples

Se presentan a continuación los índices de pivotalidad a nivel sistémico para el producto de CSF Down, en base a las simulaciones de predespacho con variables binarias relajadas, modelación detallada del SEN con sistema hídrico y de transmisión y la aplicación de la metodología de rentas pivotaes presentada previamente, considerando solamente los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Cabe destacar que para este cálculo no se consideran las bids de cada generador, sino que solo el costo directo de proveer la reserva. Los resultados reflejan una mejoría de los indicadores al considerar ERNC, sin embargo siguen siendo extremadamente elevados lo que confirmaría el impacto de los desacoples en las condiciones de competencia para CSF.

#### Capacidad disponible

Tabla 6.51. Resumen índices RPT y RPPMT en CSF-Down considerando futuros desacoples y para distintos niveles de capacidad por parte de centrales solares

CSF-Down	Enero		Abril		Julio		Octubre	
	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT	RPT	RPPMT
0%	5.4111	5.324	5.6437	5.4322	4.6954	4.4458	4.9355	4.578
25%	4.3626	4.3486	5.235	5.0617	4.2585	4.1564	4.0364	3.8873
50%	4.3625	4.3505	5.2408	5.0727	4.3289	4.228	4.2234	4.0835
100%	4.3625	4.3504	5.2408	5.0709	4.3287	4.2285	4.2234	4.0826

### 6.11 Conclusión

Los resultados, tanto de las simulaciones de la operación del SEN bajo un esquema de co-optimización de energía y reservas, sensibilidades a cambios en los bids frente a esquemas colusivos, conjunto de oferentes, comportamientos estratégicos y el análisis de rentas pivotaes permiten concluir que **no se descartan condiciones de competencia para CSF-Up y CTF**. Para el caso de CSF-Down, en algunas condiciones de operación y sensibilidades, aparecen rentas pivotaes que podrían comprometer las condiciones de competencia. El uso de modelos de operación más detallados, tanto para simulaciones técnico-económicas de la operación detallada del SEN como para el análisis de rentas pivotaes, entrega elementos interesantes respecto al impacto de las restricciones físicas de operación en los diversos indicadores analizados que permiten refinar las conclusiones obtenidas en el Estudio 1.

En CTF no existen dudas de la existencia de condiciones de competencia. Lo anterior es resultado del análisis de una serie de indicadores de concentración, sensibilidades, simulaciones de la operación del sistema eléctrico y análisis detallado de rentas pivotales. Tanto las rentas pivotales totales como las de poder de mercado son básicamente nulas, por lo que una subasta entregará resultados muy cercanos a costo marginal.

En CSF-Up, si bien existen rentas pivotales, estas están concentradas en rentas de eficiencia. Esto implica que una subasta entregará las señales correctas de precio a los inversionistas, quienes contrastarían las rentas potenciales de una nueva inversión con los costos de inversión asociados a ésta.

En el caso de CSF-Down, existe una importante variabilidad en los niveles de rentas pivotales. Esto indica que, si bien en general no se pueden descartar condiciones de competencia, las condiciones de operación y de clima pueden hacer que, en determinadas circunstancias, las subastas entreguen precios excesivamente altos. Particularmente relevante son los resultados a la sensibilidades respecto a futuros desacoples donde aparecen rentas de poder de mercado elevadas. Similarmente, el nivel de rentas pivotales es sensible al requerimiento. Un alza de un 20% en el requerimiento eleva significativamente las rentas pivotales, y por lo tanto los costos de la subasta más allá de los costos marginales. Sin embargo, dichas rentas pivotales bajan cuando el requerimiento disminuye. Reflejando la importancia de la integración de tecnologías adicionales eficientes como proveedoras de este servicio. Un resultado relevante, y que reafirma lo anterior, es el análisis de rentas pivotales para CSF-Down cuando plantas solares entregan el servicio. En este caso las condiciones de competencia son más claras.

Las sensibilidades de bids también entregan elementos importantes de considerar como es el relativamente bajo impacto en el mercado de energía de cambios en los bids de reservas, incluso frente a comportamiento colusivos o bids llevados a cero. Este resultado es crítico para una potencial implementación de mercados de SSCC pues permite explorar con relativa seguridad el comportamiento del mercado, aprender en base a sus resultados y calibrar de esta manera las metodologías de monitoreo en el corto plazo.

Todo lo anterior permite inclinarse por la alternativa de **no descartar condiciones de competencia en el SSCC CSF-Down**, pero monitorear de cerca sus resultados. Esto significa la posibilidad de imponer reglas que permitan restringir el comportamiento de algunos agentes frente a situaciones donde las condiciones de competencia no puedan ser confirmadas en el corto plazo. En el mediano plazo (un año) implica que, en función de los resultados obtenidos, se re-evalúen las condiciones de competencia para CSF-Down. Similarmente, debe monitorearse el servicio constantemente ante un potencial comportamiento coordinado de los agentes y las reglas de la subasta deben incluir la posibilidad de ajustar las ofertas de agentes específicos (que puedan tener la posibilidad de ejercer

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 148 de 341

poder de mercado) para situaciones donde no puedan ser confirmadas las condiciones de competencia en el corto plazo. Además, los resultados ilustran con claridad la importancia de que plantas de generación renovable puedan participar como proveedores de SSCC, lo que tiene un impacto directo en mejorar los niveles de competitividad que aseguren el funcionamiento adecuado de un potencial mercado.

Finalmente, cabe destacar la importancia del análisis continuo de las condiciones de competencia en los diferentes mercados de SSCC, a la luz de la profunda relación de los mercados de subastas futuros con aquel de energía. A raíz de lo anterior, el análisis requerido debiera incluir variables que serían relevantes para determinar las condiciones de competencia e incentivos una vez se encuentre en operación el mercado, en consideración que las decisiones de precios y participación de los agentes si considerarán la globalidad y participación de sus activos en los distintos frentes del mercado. Entre otras variables, se debieran considerar: la influencia de los niveles de contratación de filiales que son parte de una sola matriz empresarial; los efectos de decisiones de participación en las subastas; sus efectos en el mercado de energía y potencia de suficiencia; los contratos entre generadores; y sus influencias en los costos marginales de energía.

## 7. Diseño de Procesos de Subastas y Licitaciones

El diseño del proceso de subastas para reservas secundarias y reserva terciaria está basado en la discusión conceptual desarrollada para el diseño preliminar de reglas abordado en el Capítulo 4. El esquema general elegido para las subastas corresponde a un esquema híbrido no-vinculante. Bajo este esquema, la co-optimización de energía y reservas se realiza utilizando costos auditados para energía, y ofertas de capacidad para reserva, pero las cantidades finalmente despejadas en cada mercado son determinadas en base a la operación real del sistema utilizando listas de mérito. En particular, las características específicas del sistema eléctrico chileno y sus procedimientos de operación que son relevantes para la selección de dicho esquema son las siguientes:

- A. El despacho económico intradiario de energía en el SEN se realiza en base a listas de mérito que se construyen de acuerdo a los resultados del predespacho realizado el día anterior. El CEN no cuenta en la actualidad con los sistemas y herramientas necesarios para el despacho intradiario en base a co-optimización.
- B. El predespacho de energía se realiza en base a costos auditados, y no es vinculante. Las cantidades finalmente despachadas por cada generador son determinadas en la operación en tiempo real en base a listas de mérito, mientras que el precio uniforme o costo marginal del sistema es calculado ex-post.
- C. En base a los 2 puntos anteriores resultaría difícil asignar responsabilidad sobre la provisión de cantidades de reserva a los distintos oferentes si éstos no pueden realizar ofertas vinculantes en energía, y no existe una instancia intradiaria de ajuste de ofertas o mercado de balance.
- D. Desde el punto de vista de implementación, el esquema no vinculante tanto en energía como en reservas es más compatible con el uso de listas de mérito para la operación en tiempo real, ya que en el caso vinculante se generaría una inconsistencia entre los mecanismos de despeje de ofertas del día anterior y el de tiempo real.

Con lo anterior, el esquema de subastas propuesto se basa en la co-optimización de energía y reservas el día anterior, utilizando costos auditados para energía y ofertas para reservas, y el despeje ex-post de los mercados de energía y reservas en base a la operación real del sistema determinada a partir de listas de mérito para energía y reservas. Es relevante recalcar, al igual que en la discusión del capítulo 4, que el uso de listas de mérito debería ser adoptado en el corto plazo principalmente por la simplicidad de implementación. Sin embargo, en un mediano plazo la operación debería basarse en la resolución intradiaria del problema de co-optimización lo cual permite asegurar una operación más eficiente respecto al uso de listas de mérito.

El proceso de subasta propuesto para reservas secundarias y reserva terciaria se compone de los siguientes pasos:

### **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 150 de 341

1. Con una frecuencia a determinar, el CEN utilizará una herramienta de evaluación de condiciones de competencia de corto plazo en base a, por ejemplo, rentas pivotaes de las empresas, comportamiento histórico de las ofertas de precio, y condiciones de operación particulares del SEN, a partir de la cual determinará si el nivel de competencia de corto plazo amerita el uso de límites a la oferta de precio de algunos agentes.
2. En caso de determinar que las condiciones de competencia de corto plazo ameritan el uso de límites a la oferta de precio, el CEN determinará los oferentes sujetos a límite de oferta, y el precio límite por unidad de capacidad de reserva para dichos oferentes. Para el cálculo del límite de la oferta de precio el CEN considerará los costos directos de provisión de reserva, determinados a partir del estudio de costos de SSCC, y el costo de oportunidad proyectado del oferente, para cada hora del día, por parte del CEN.
3. Antes del proceso de predespacho, el CEN recibe por parte de los oferentes las ofertas de precio por unidad capacidad de reserva secundaria hacia arriba, reserva secundaria hacia abajo, y reserva terciaria.
4. El CEN realizará la co-optimización de energía en base a costos auditados y reservas en base a ofertas para determinar: (i) el estado de comisionamiento de unidades de generación en la operación del día siguiente, (ii) la lista de mérito de energía utilizando la metodología vigente para este efecto, y (iii) la lista de mérito de asignación de capacidad de reservas.
5. La listas de mérito de asignación de capacidad de reserva secundaria hacia arriba y reserva terciaria se construyen como la lista de oferentes de cada servicio de reserva, ordenadas de menor a mayor, de acuerdo al siguiente procedimiento:
  - i. Para los servicios de reserva secundaria hacia arriba y reserva terciaria, se considerará el siguiente criterio: para las unidades marginales o inframarginales el valor que resulte de restar el costo variable de la unidad a la suma de la oferta de capacidad de reserva con el costo marginal del sistema  $(b_i + CMg - CV_i)$ ; mientras que para las unidades supramarginales, el valor de la oferta de capacidad de reserva  $(b_i)$ . La justificación de dichos valores es que el costo adicional de que una unidad marginal o inframarginal provea dichos servicios corresponde al costo adicional que se debe pagar por el servicio (la oferta de la unidad) más la diferencia del costo marginal con el costo variable de la unidad, puesto que dicha unidad, al prestar el servicio de reserva dejaría de ser despachada en energía, por lo que el sistema se ahorra el costo variable de dicha unidad, pero debe subir el despacho de la unidad marginal. Asimismo, el costo adicional de que una unidad supramarginal se adjudique dichos servicios corresponderá simplemente al costo adicional que se debe pagar por el servicio (la oferta de la unidad) pues las unidades supramarginales, al adjudicarse dichos servicios, no se verán modificadas en su despacho de energía.

- ii. Para los servicios de reserva secundaria hacia abajo, se considerará el siguiente criterio: para las unidades marginales o inframarginales el valor de la oferta de capacidad de reserva ( $b_i$ ), mientras que para las unidades supramarginales, el valor que resulte de restar el costo marginal del sistema con la suma de la oferta de capacidad de reserva con el costo variable de la unidad ( $b_i + CV_i - CMg$ ). Para este servicio, el costo adicional de que una unidad marginal o inframarginal se adjudique dichos servicios corresponderá simplemente al costo adicional que se debe pagar por el servicio (la oferta de la unidad) pues las unidades marginales o inframarginales, al adjudicarse dichos servicios, no verán modificado su despacho de energía. Asimismo, el costo adicional de que una unidad supramarginal se adjudique el servicio corresponde al costo adicional que se debe pagar por el servicio (la oferta de la unidad) más la diferencia del costo variable de la unidad con el costo marginal del sistema, puesto que dicha unidad, al prestar el servicio de reserva debe ser despachada fuera del orden de mérito de energía, aumentando el costo total de energía del sistema en la diferencia recién mencionada.
6. Para determinar el despacho económico en tiempo real, las listas de mérito en la operación se aplicarán secuencialmente de acuerdo al siguiente procedimiento:
    - i. Se utilizará la lista de mérito de energía para determinar un despacho de energía preliminar de las unidades de generación.
    - ii. Se utilizará la lista de mérito de reserva secundaria hacia arriba para asignar capacidad de reserva hasta completar el requerimiento, modificando el despacho preliminar de energía.
    - iii. Se utilizará la lista de mérito de reserva terciaria para asignar capacidad de reserva hasta completar el requerimiento, modificando el despacho preliminar de energía.
    - iv. Se utilizará la lista de mérito de reserva secundaria hacia abajo para asignar capacidad de reserva hasta completar el requerimiento, con lo que se consigue el despacho efectivo de energía y reservas.
  7. La cantidad adjudicada por la subasta para cada oferente y servicio será aquel que resulte de la aplicación secuencial de las listas de mérito de energía y reservas en la operación real, mientras que el precio corresponderá a aquel ofertado por cada oferente previo a la co-optimización del día anterior.

## 8. Conclusiones

El presente informe presenta la revisión internacional sobre los siguientes tópicos: reglas y mecanismos de subastas y licitaciones para SSCC, reglas para la implementación de subastas y licitaciones el SEN y los resultados de las simulaciones para analizar condiciones de competencia utilizando un modelo detallado de operación del SEN.

Desde un punto de vista de condiciones de competencia, los resultados muestran que existen condiciones de competencia para la realización de subastas para Control Terciario de Frecuencia (CTF). Para Control Secundario las condiciones de competencia no se descartan pero los resultados muestran la necesidad de implementar un monitoreo adecuado de las condiciones de competencia en el corto plazo y reglas de subastas que permitan adaptarse a la confirmación o no de dichas condiciones de competencia en el corto plazo. Los resultados muestran la relevancia, en las condiciones de competencia, de la participación de centrales renovables y otras tecnologías en la provisión de SSCC.

La revisión internacional presenta, para un conjunto de países, distintos mecanismos y reglas para subastas y licitaciones en el mercado de SSCC. En términos generales, se observa una alta heterogeneidad en definición de productos, reglas y mecanismos de adjudicación. Sin embargo, se observan principios de diseño que son útiles para el desarrollo de reglas en el caso Chileno como son el uso de esquemas de co-optimización y la aplicación de esquema con ofertas vinculantes. En el caso que se consideren mecanismos de subastas la recomendación es aplicar ofertas vinculantes, no obstante dicho criterio se recomienda cambiar por uno de ofertas no vinculantes aplicando listas de mérito, en particular cuando el mercado de energía está operando en base a dicho criterio de listas de mérito.

Las reglas propuestas se construyen tomando en consideración las mejores prácticas internacionales y los requerimientos impuestos por el reglamento actual de Servicios Complementarios. Basado principalmente en las restricciones impuestas por dicho reglamento, el diseño propuesto resulta en una consideración de costos auditados para energía y ofertas para reservas. Un elemento central del diseño propuesto es la no vinculación del predespacho del día anterior y la imposición de reglas que permiten imponer restricciones a los precios ofertados por algunos agentes frente a situaciones donde las condiciones de competencia no puedan ser confirmadas en el corto plazo.

Se presentan extensivos resultados de simulación para un conjunto de escenarios base para la simulación y análisis de diferentes fenómenos de interés, tales como: diferentes escenarios hidrológicos, baja disponibilidad de SSCC, menor participación carbón-vapor y la separación del servicio de CSF en las categorías Manual y Automáticas. De igual manera se realiza un análisis de **Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

rentas pivotaes considerando un modelo detallado de operación del SEN. Los resultados de las simulaciones y análisis de rentas pivotaes permiten concluir la existencia de condiciones de competencia para CTF y CSF. Finalmente, se presenta un esquema de reglas de subastas que considera los procedimientos actuales del Coordinador lo que permitiría una implementación en el corto plazo.

## 9. Referencias

### Australia

[AEMO, 2018] Australian Energy Market Operator, Procedures disponible en: <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Procedures>, consultado *online* 2018

[AEMO, 2015] Australian Energy Market Operator, "Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market", 2015

[AEMO, 2004] Australian Energy Market Operator, "Power System Operation Procedure: Ancillary Services", 2004

[AEMO 2017] Australian Energy Market Operator, "Market Procedure: Settlement", 2017

### California

[CAISO 2017] California ISO, "Annual Report on Market Issues & Performance", 2017

[CAISO 2018] California ISO, "Business Practice Manual for Market Operations", 2018

[CAISO 2018a] California ISO, "Fifth Replacement FERC Electric Tariff", 2018

[CAISO, 2013] California ISO, "Ancillary Services Payment Rescission", 2013

### Dinamarca

[Energi, 2018] Energi Data Service, Precios de provisión de los distintos servicios complementarios, disponibles en <https://www.energidataservice.dk/dataset>, consultado *online* 2018

[Energinet, 2017] Energinet, "Ancillary Services to be Delivered in Denmark Tender Conditions", 2017

[Energinet, 2017a] Energinet, "Regulation C2; The balancing market and balance settlement", 2017

[ENTSO-E WGAS, 2017] ENTSO-E Wgas, "Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design" 2017

[Pinson, 2018] Pierre Pinson, "Ancillary Services and Regulation Markets" (Lecture), 2018, disponible en <http://pierrepinson.com/31761/Lectures/31761-Lecture4.pdf>

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 155 de 341

## Alemania

[Advanced Science News, 2018] Advanced Science News, “Bidding Strategies in Austrian and German Balancing Power Auctions”, 2018

[Ernst, 2017] Bernhard Ernst, “Ancillary Services Market Organization in Germany” (Lecture), 2017, disponible en [http://regridintegrationindia.org/wp-content/uploads/sites/3/2017/09/8C\\_3\\_GIZ17\\_xxx\\_presentation\\_Bernhard\\_Ernst.pdf](http://regridintegrationindia.org/wp-content/uploads/sites/3/2017/09/8C_3_GIZ17_xxx_presentation_Bernhard_Ernst.pdf)

[Energy UK, 2017] Energy UK, “Ancillary services report 2017”, 2017

[Regelleistung, 2018] Regelleistung, Sitio web oficial, disponible en <https://www.regelleistung.net/ext/>, consultado *online* 2018

[Regelleistung, 2018] Regelleistung, Datacenter disponible en: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/>, consultado *online* 2018

## Nueva Zelanda

[Electricity Authority, 2013] Electricity Authority, “Ancillary services procurement plan”, 2013

[Electricity Authority, 2016] Electricity Authority, “Ancillary services draft procurement plan”, 2016

[Electricity Authority, 2018] Electricity Authority, “Ancillary Services Rates” disponible en: <https://ea.govt.nz/operations/market-operation-service-providers/system-operator/ancillary-service-rates/>, consultado *online* 2018

[Electricity Authority, 2018a] Electricity Authority, “Electricity Industry Participation Code” disponible en: <https://www.ea.govt.nz/code-and-compliance/the-code/part-8-common-quality/>, consultado *online* 2018

[WITS 2018] Wholesale Information Trading System, Dashboard disponible en: <https://www2.electricityinfo.co.nz>, consultado *online* 2018

## Chile

[CEN, 2018] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de definición y programación de servicios complementarios año 2018”, 2018

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final  
Página 156 de 341

[CNE, 2018a] Comisión Nacional de Energía, “Fijación de precios nudo de corto plazo - Informe Técnico Definitivo”, Julio 2018

[CNE, 2018b] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N° 449: Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción”, Junio 2018

[CNE, 2018c] Comisión Nacional de Energía, “Anuario Estadístico de Energía 2017”, Junio 2018

[CNE, 2017] Comisión Nacional de Energía, “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, Diciembre 2017

[OCM-UC, 2018] Laboratorio de Optimización, Control y Mercados de Energía, UC, “*The New Energy Platform: Analysis of Energy Policy and Technology Scenarios for Chile*”, 2018

## **Perú**

[COES - NTDE16, 2018] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Nota Técnica: Metodología a utilizar para realizar la asignación el despacho económico y la reserva para regulación secundaria de frecuencia”, 2018.

[COES - PR01, 2014] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Programación de la operación de corto plazo”, 2014.

[COES - PR06, 2014] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reprogramación de la operación diaria”, 2014.

[COES - PR09, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN”, 2017.

[COES - PR10, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Liquidación de la valorización de las transferencias de energía activa y de la valorización de servicios complementarios e inflexibilidades operativas”, 2017.

[COES - PR15, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Valorización de transferencias de energía reactiva”, 2017.

[COES - PR21, 2016] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Reserva rotante para regulación primaria de frecuencia”, 2016.

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Informe Final

Página 157 de 341

[COES - PR22, 2017] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, "Reserva rotante para regulación secundaria de frecuencia", 2017.

### **Subastas y licitaciones**

[Ausubel and Cramton, 2011] Lawrence M. Ausubel and Peter Cramton (2011). Auction Design for Wind Rights. Power Auctions LLC and Market Design Inc.

[Cramton et al, 2011] Peter Cramton, Evan Kwerel, Gregory Roston and Andrzej Skrzypacz (2011). Using Spectrum Auctions to Enhance Competition in Wireless Services. Journal of Law and Economics, vol. 54., N° 4, pp. S167-S188.

[Preston and McMillan, 1986] McAfee, R Preston, John McMillan (1986). "Auctions and Bidding." Department of Economics Research Reports, 8601. London, ON: Department of Economics, University of Western Ontario.

[Klemperer, 2002] Paul Klemperer (2002) What Really Matters in Auction Design. Journal of Economic Perspectives, Volume 16, Number 1, pp. 169-189.

## Anexo A

Este Anexo presenta en detalle los resultados para las simulaciones de la operación del SEN considerando la co-optimización de energía y reservas. Se considera la resolución del problema de predespacho con provisión de reservas para cuatro semanas del año considerando una probabilidad de excedencia hidrológica de 90% (media seca). Se tomaron estos escenarios como base, de forma consistente con la información usada en el Estudio 1.

Estos resultados se construyen en base a un conjunto específico de bids por lo tanto no deben interpretarse como predicciones del futuro despacho real del sistema. Los resultados sí permiten obtener información relevante acerca del impacto en la operación del sistema al implementar un esquema de co-optimización de energía y reservas, particularmente revisando las asignaciones tanto en energía como reservas y las relaciones entre los costos marginales de energía y reservas.

En lo que sigue, la sección A.1, presenta los principales resultado para el caso base de estudio, en el cual se considera la capacidad disponible, o potencial, de parte de cada una de las centrales del actual parque generador, según se presenta en el Capítulo 5 del informe IDPSSCC. Luego, la sección A.2, se presenta el escenario en que la capacidad de provisión de reservas de cada unidad se encuentra limitada a la actualmente habilitada y validada por el Coordinador, según se presentan en el Capítulo 7 del mismo informe.

## A.1 Semanas Base con Capacidad Disponible

### A.1.1 Enero PE90%

#### Energía

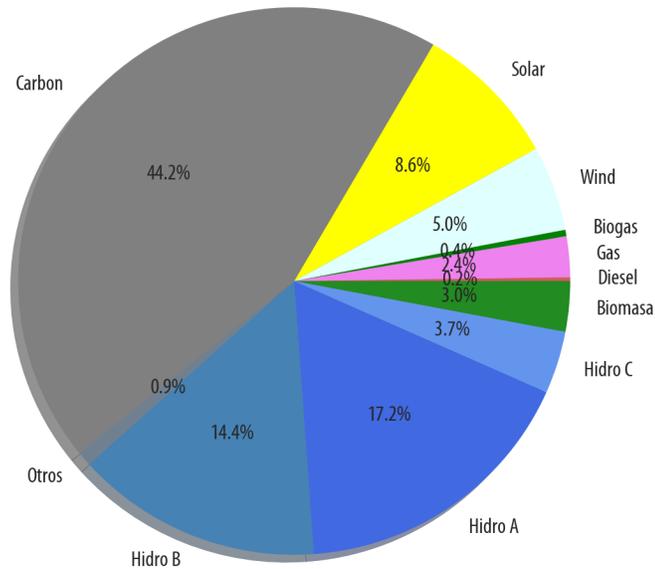


Figura A.1. Mix de generación de Enero del caso base con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por carbón (44.2%), seguido por centrales de embalses y en serie (17.2%), centrales de pasada (14.4%) y energía solar (8.6%).

### CSF - Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en disminución de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF- Down: Norte

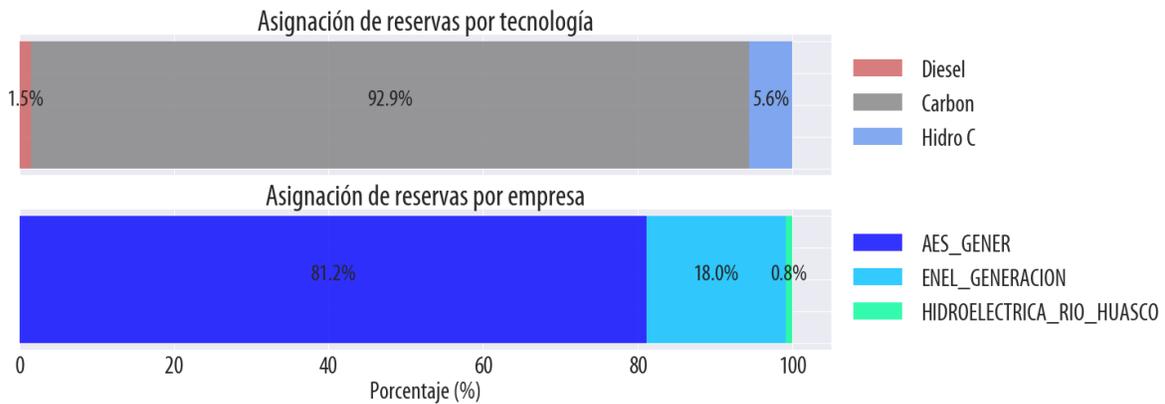


Figura A.2. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por centrales a carbón (92.9%), seguido de centrales pequeñas de pasada (5.6%) y centrales a diésel (1.5%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por AES Gener (81.2%) seguido por Enel Generación (18%) y una contribución menor de Hidroeléctrica Río Huasco (0.8%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar aumentos del costo marginal de reserva en las horas de sol, donde el CSF-Down se vuelve más crítico en el norte, especialmente para el sexto día de la simulación, donde bajan los costos marginales de energía y sube notablemente el costo marginal de CSF-Down. En general se tiene que para estas horas es necesario contar con un cierto número de unidades operando sobre costo marginal para la provisión de reserva de bajada.

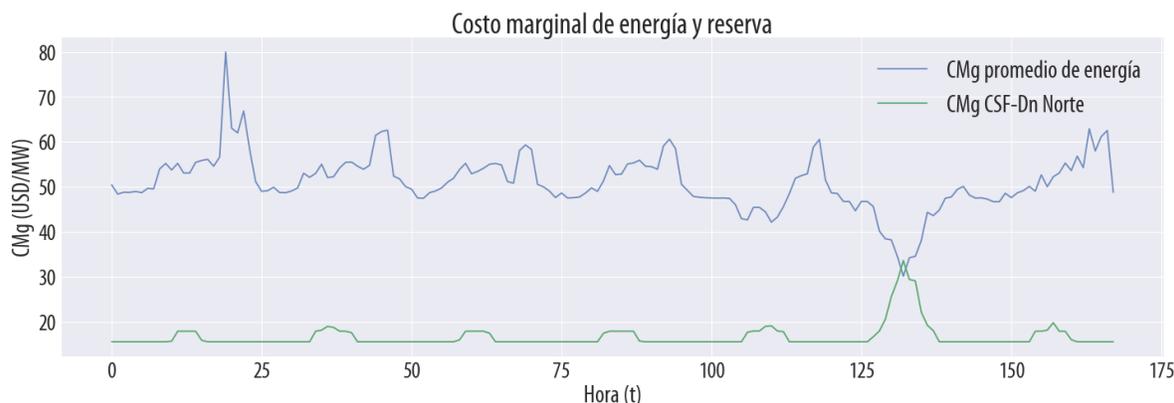


Figura A.3. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF-Down: Centro-Sur

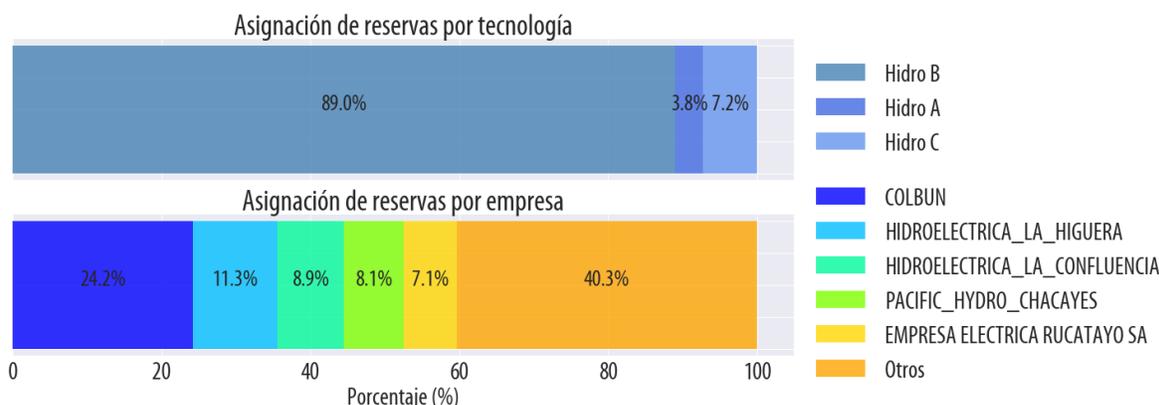


Figura A.4. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de pasada grandes (89%) y pequeñas (7.2%), seguido por centrales de embalse y series (3.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por Colbún (24.2%), seguida de empresas con centrales hidroeléctricas de pasada como La Higuera (11.3%), La Confluencia (8.9%) y otras con menores participaciones.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que este presenta un valor estable en \$2/MW, que corresponde al costo por reserva de tecnologías hidro. Esto implica que en todas las horas de la [Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones](#)

simulación habría capacidad disponible a costo para la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur.

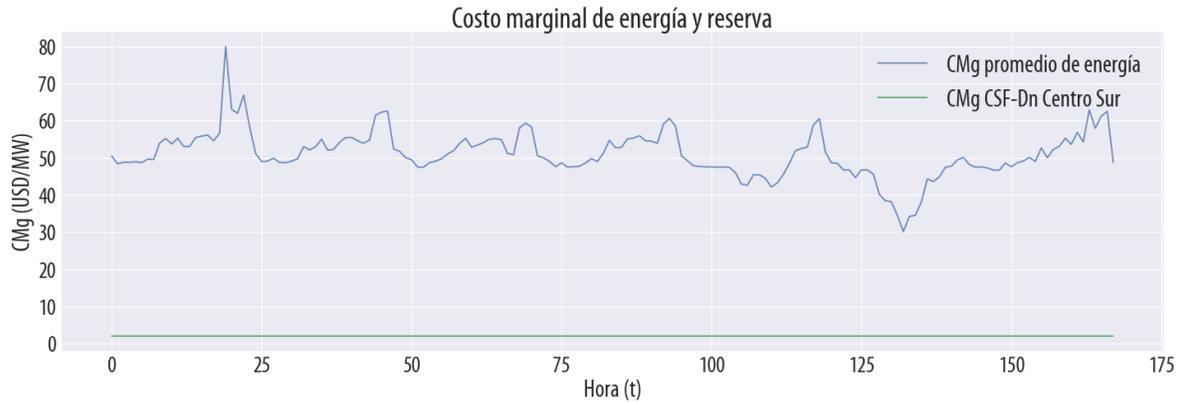


Figura A.5. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

## CSF - Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

### CSF-Up: Norte

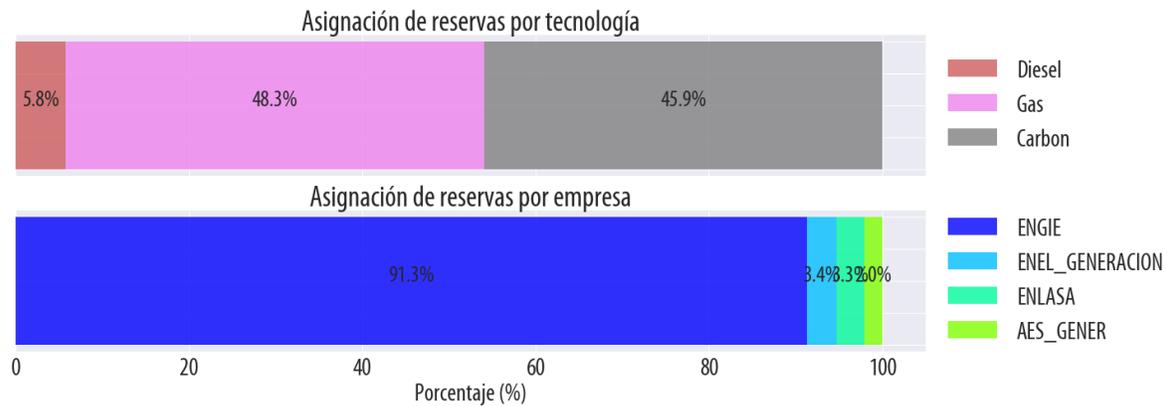


Figura A.6. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por centrales a gas (48.3%), seguido por centrales a carbón (45.9%) y un aporte menor de centrales a diésel (5.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta fuertemente dominada por Engie (91.3%), seguido de Enel Generación, Enlasa y Aes Gener, todas con participaciones menores al 4%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que los *peaks* en el costo marginal de reserva coinciden de forma relativa con los *peaks* en el CMg promedio de energía.

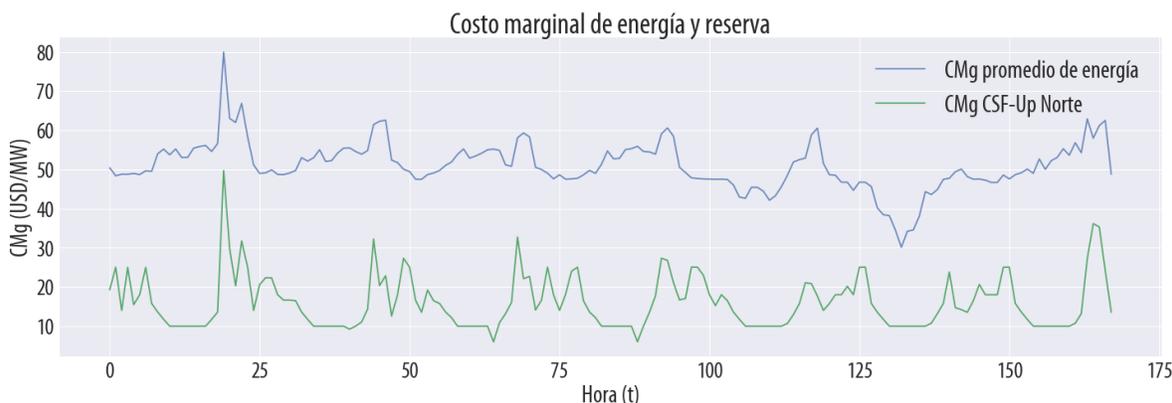


Figura A.7. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF-Up: Centro-Sur

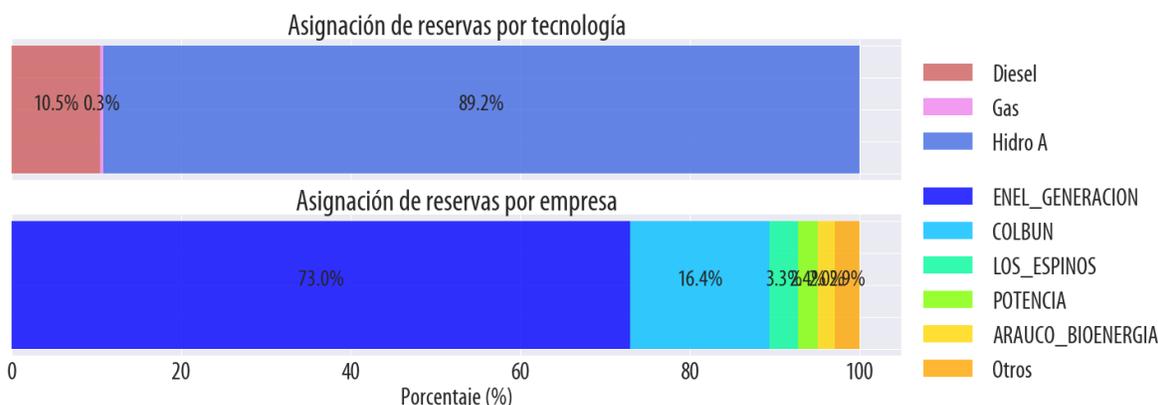


Figura A.8. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalse y series (89.2%) seguido de centrales a diésel (10.5%). Se observa una pequeña participación de centrales a gas (0.3%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por Enel Generación (73%), seguido de Colbún (16.4%). Los Espinos, Potencia, Arauco Bioenergía y otros presentan participaciones menores.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que los *peaks* en el costo marginal de reserva coinciden de

forma relativa con los *peaks* en el CMg promedio de energía, sin embargo el valor es más estable que en la zona Norte.

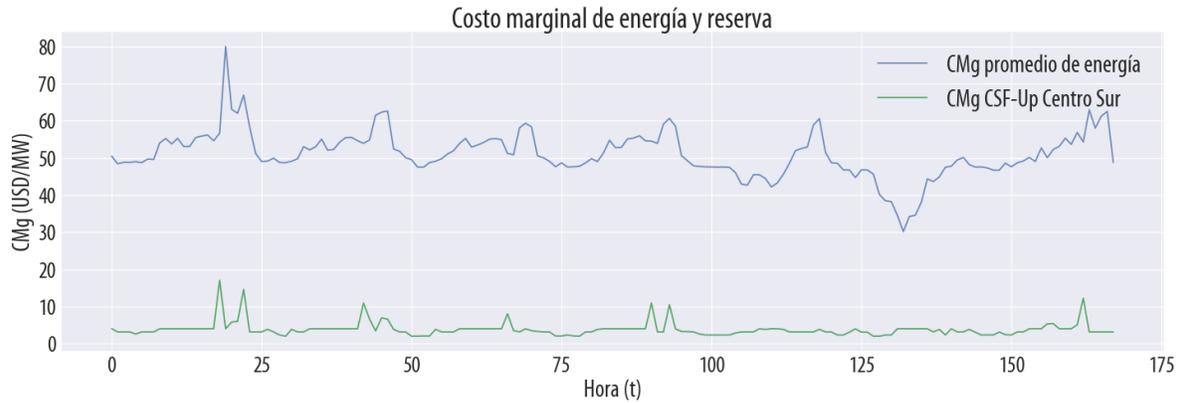


Figura A.9. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

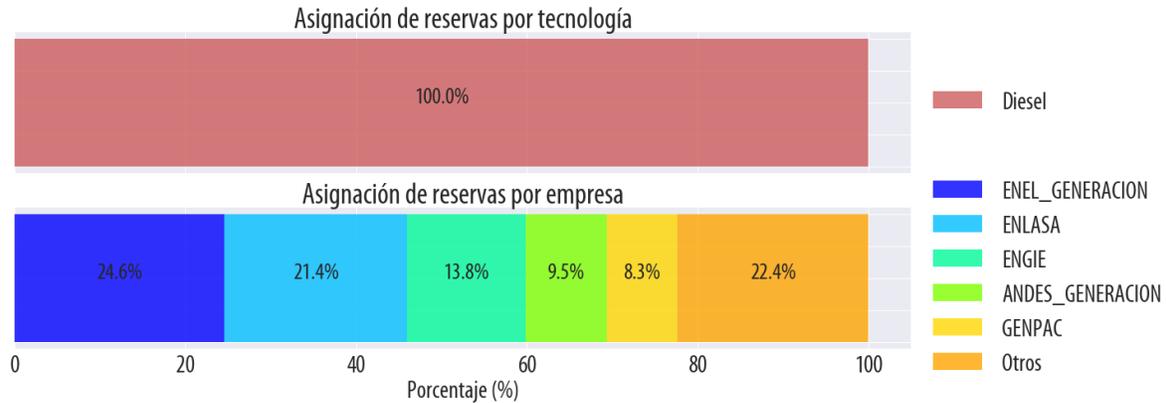


Figura A.10. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta asignada en su totalidad a centrales que operan en base a diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte está dominada por Enel Generación (24.6%), seguido de Enlasa (21.4%), Engie (13.8%) y luego otras empresas con participaciones menores al 10%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar un valor estable en \$4/MW, correspondiente al costo por otorgar reserva de centrales diésel, las que no se encuentran despachadas en energía, por lo que no existen costos de oportunidad en el costo marginal, sino que solamente los costos directos de provisión de reservas.



Figura A.11. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Norte

### CTF: Centro-Sur

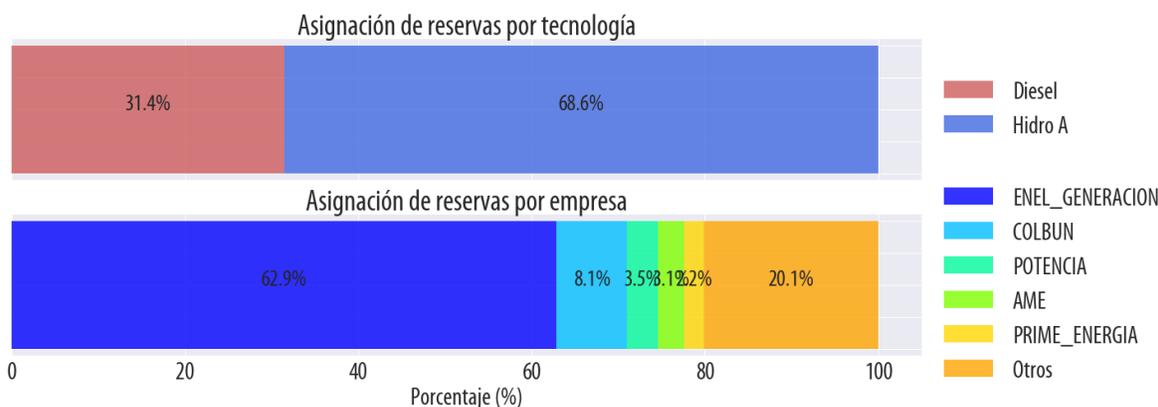


Figura A.12. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalses y series (68.6%) y centrales a diésel (31.4%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por Enel Generación (62.9%) y Colbún (8.1%), seguido de varias empresas con participaciones menores al 4%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar un valor que oscila entre \$2 y \$4 USD por MW,

correspondiente a los costos por otorgar reserva de centrales de embalse y diésel, respectivamente.

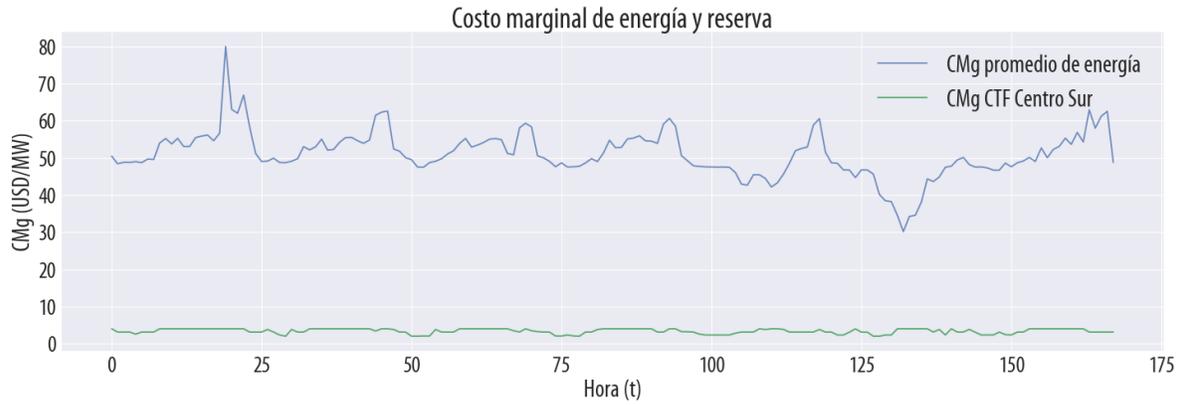


Figura A.13. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Enero del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de pay-as-clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de pay-as-bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 2.9% de las remuneraciones por energía.

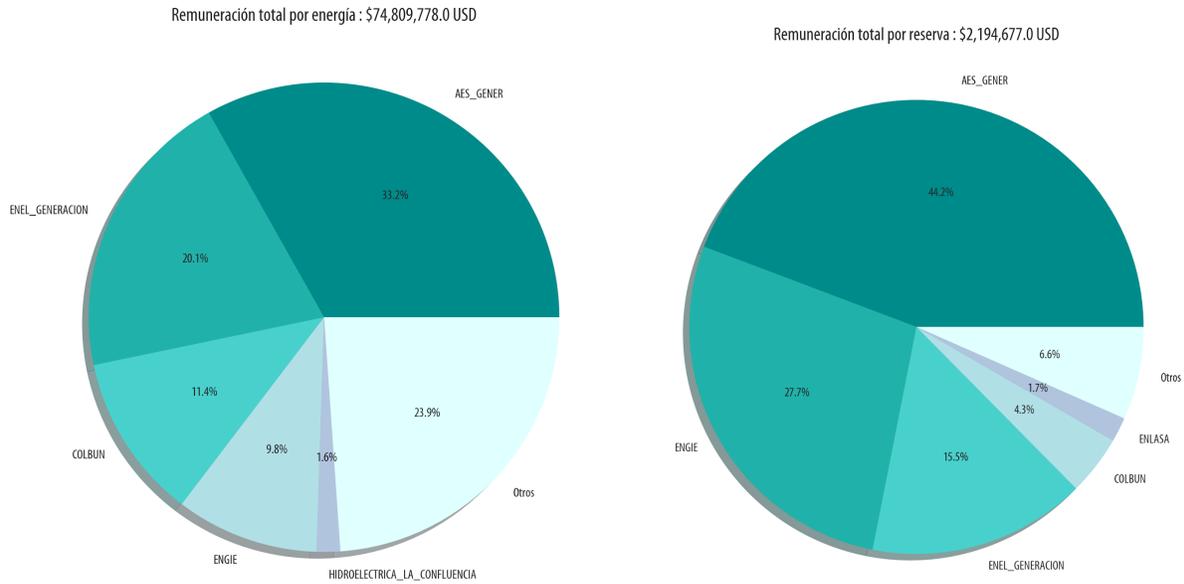


Figura A.14. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Enero del caso base con PE90%

A.1.2 Abril PE90%

Energía

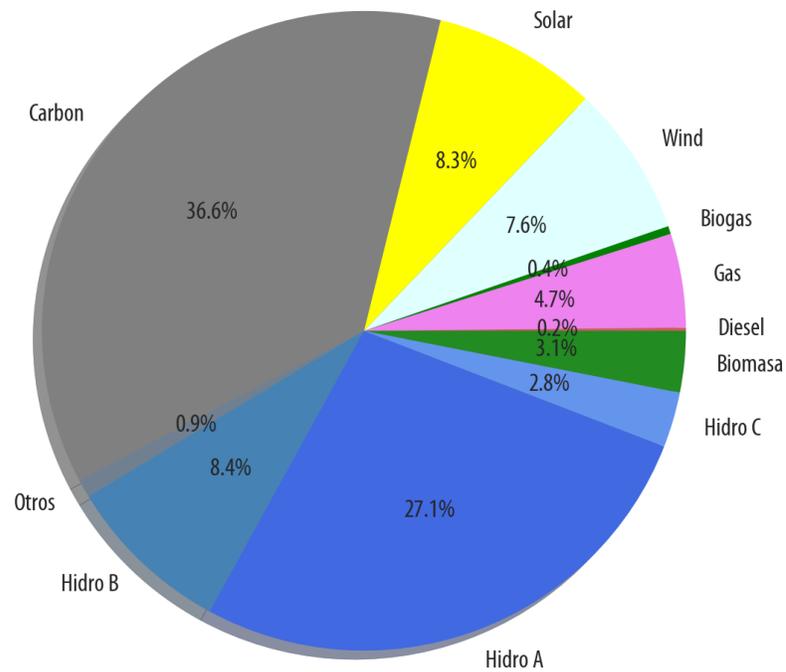


Figura A.15. Mix de generación de Abril del caso base con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por carbón (36.6%), seguido por centrales de embalses y en serie (27.1%), centrales de pasada (8.4%) y energía solar (8.3%).

**CSF - Down**

Se revisan a continuación los aspectos estructurales de la simulación para el control secundario de frecuencia en reducción de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CSF - Down: Norte**

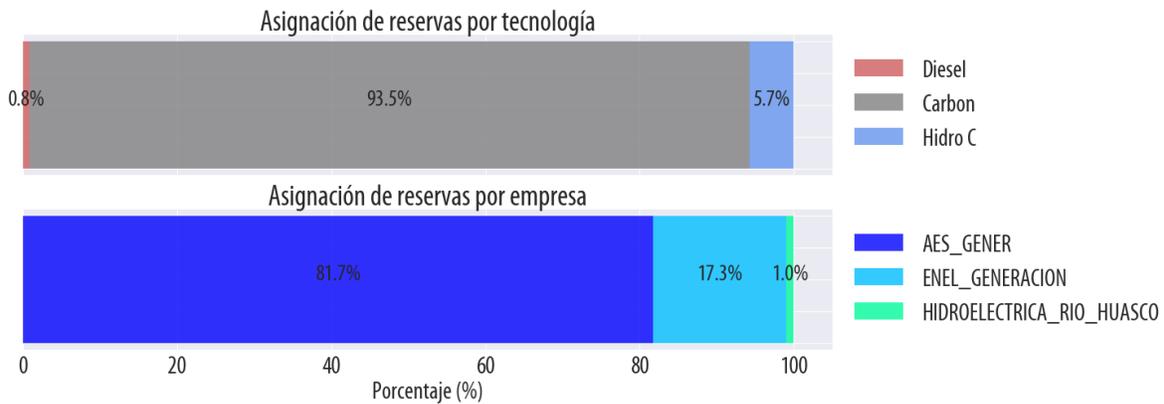


Figura A.16. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por centrales a carbón (93.5%), seguido por pequeñas centrales de pasada (5.7%) y una contribución menor de centrales a diésel (0.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por AES Gener (81.7%), seguido por Enel Generación (17.3%), y una contribución menor de Hidroeléctrica Río Huasco (1%)

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que los *peaks* en el CMg de reserva coinciden con los valles en el CMg promedio de energía, debido a la necesidad de mantener unidades supramarginales para dar reserva en dichas horas.

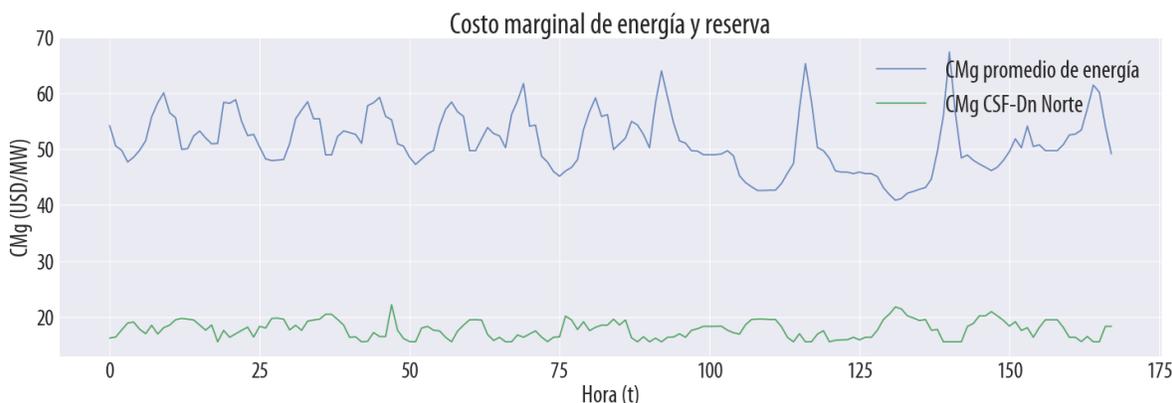


Figura A.17. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF - Down: Centro-Sur

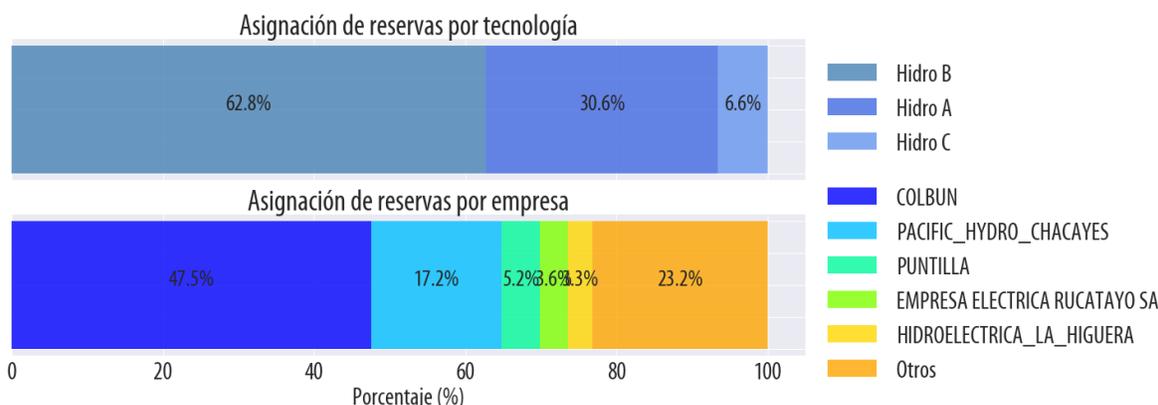


Figura A.18. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de pasada (62.8%), seguido por centrales de embalses y en serie (30.6%) y centrales pequeñas de pasada (6.6%)

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por Colbún (47.5%), seguido por Pacific Hydro Chacayes (17.2%) y otras empresas con menor participación.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que este valor se encuentra estable en torno a los \$2 USD/MW, que corresponde al costo directo por proveer reservas de centrales hidro.

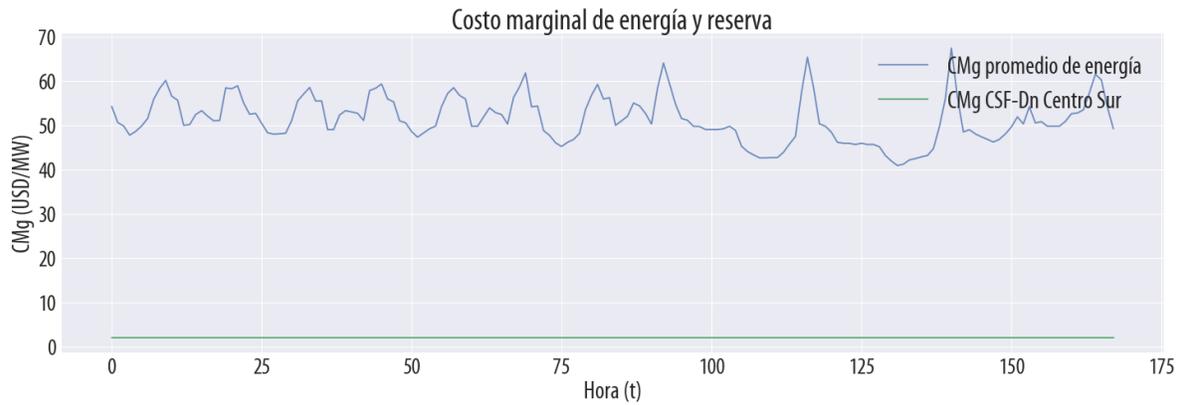


Figura A.19. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### CSF - Up

Se revisan a continuación los aspectos estructurales de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF - Up: Norte

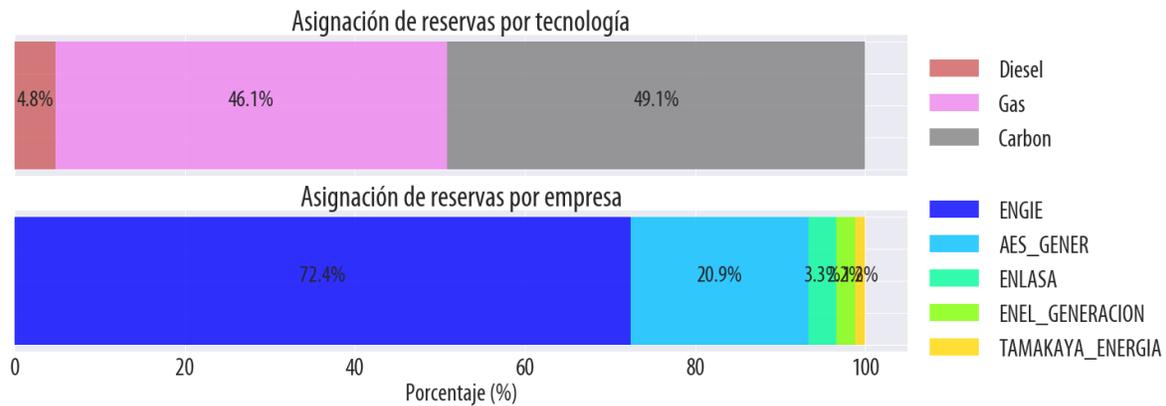


Figura A.20. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por centrales a carbón (49.1%), seguido de centrales a gas (46.1%) y una participación menor de centrales a diésel (4.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por Engie (72.4%), seguido por Aes Gener (20.9%) y Enlasa, Enel Generación y Takamaya Energía, con participaciones menores al 4% cada una.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que los *peaks* en el CMg de reserva coinciden con los de energía.

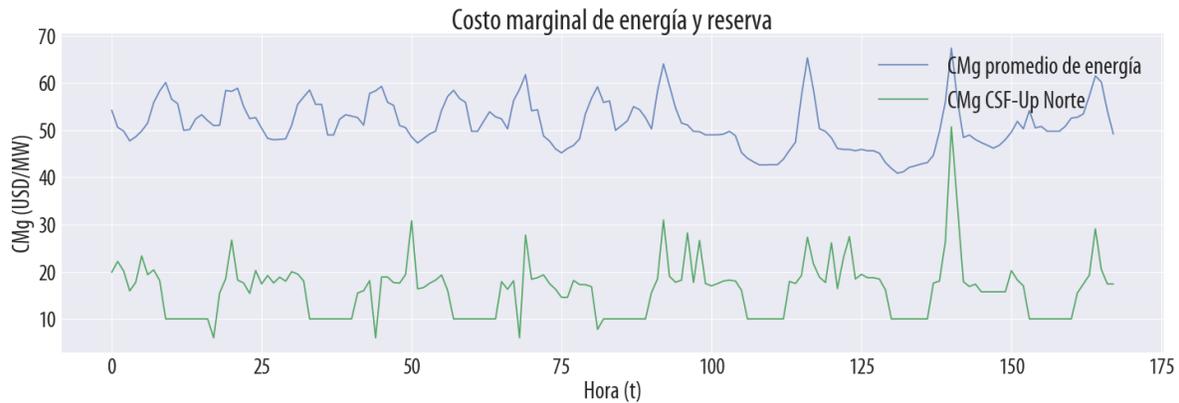


Figura A.21. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF - Up: Centro-Sur

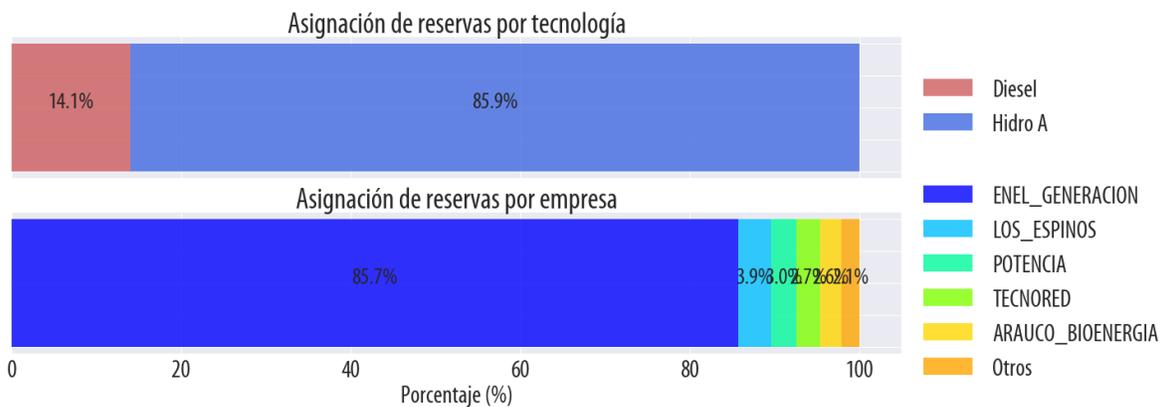


Figura A.22. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalses y en serie (85.9%), seguido por centrales en base a diésel (14.1%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por Enel Generación (85.7%), seguida de otras empresas como Los Espinos y Potencia, con participaciones menores al 4% cada una.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que los *peaks* en el costo marginal de reserva coinciden con los de energía, sin embargo mantienen valores más estables que en la zona Norte.

### Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones

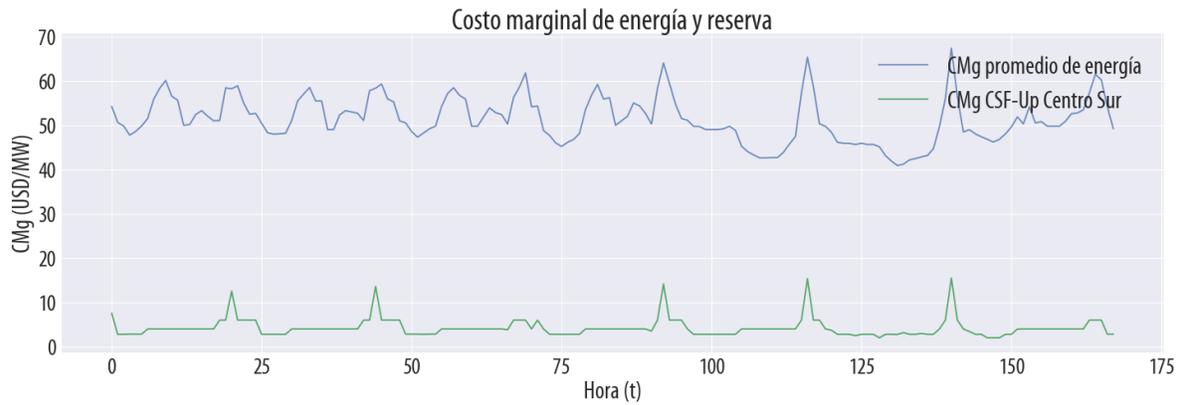


Figura A.23. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos estructurales de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

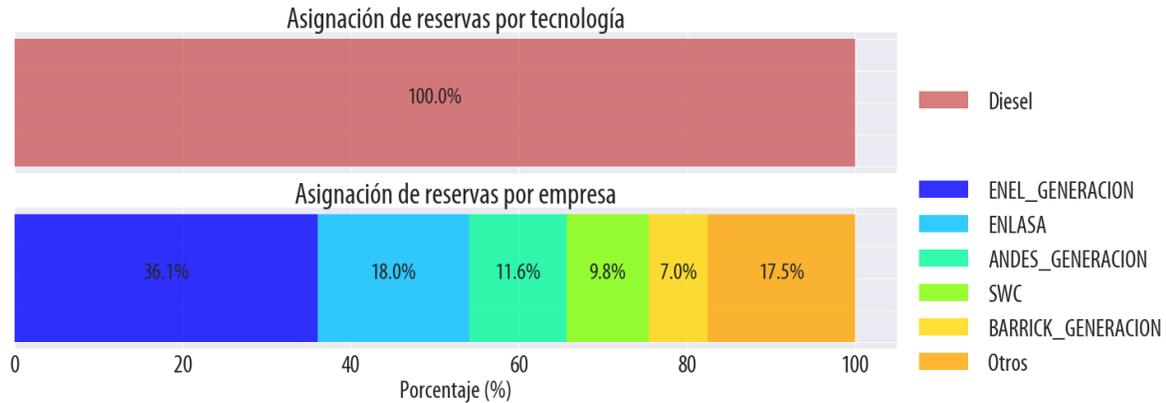


Figura A.24. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta dominada en su totalidad por centrales en base a diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte resulta dominada por Enel Generación (36.1%), seguido por Enlasa (18%), Andes Generación (11.6%) y otras empresas con menores participaciones.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que este presenta un valor estable en \$4 USD/MW, que corresponde al costo directo por proveer reserva de tecnologías diésel.



Figura A.25. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Norte

#### CTF: Centro-Sur

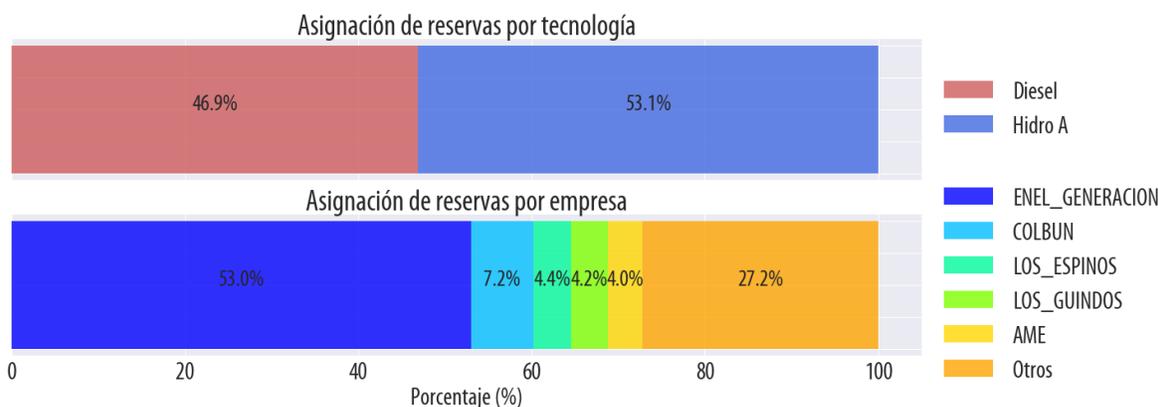


Figura A.26. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalses y en serie (53.1%), seguido por centrales a diésel (46.9%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por Enel Generación (53.0%), seguido por Colbún (7.2%) y otras empresas con menores porcentajes de participación.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que este oscila entre los \$2 y \$4 USD/MW, lo que corresponde a los costos directos por dar reserva de centrales hidro y a diésel, respectivamente.



Figura A.27. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Abril del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de Pay as Clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de Pay as Bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.1% de las remuneraciones por energía.

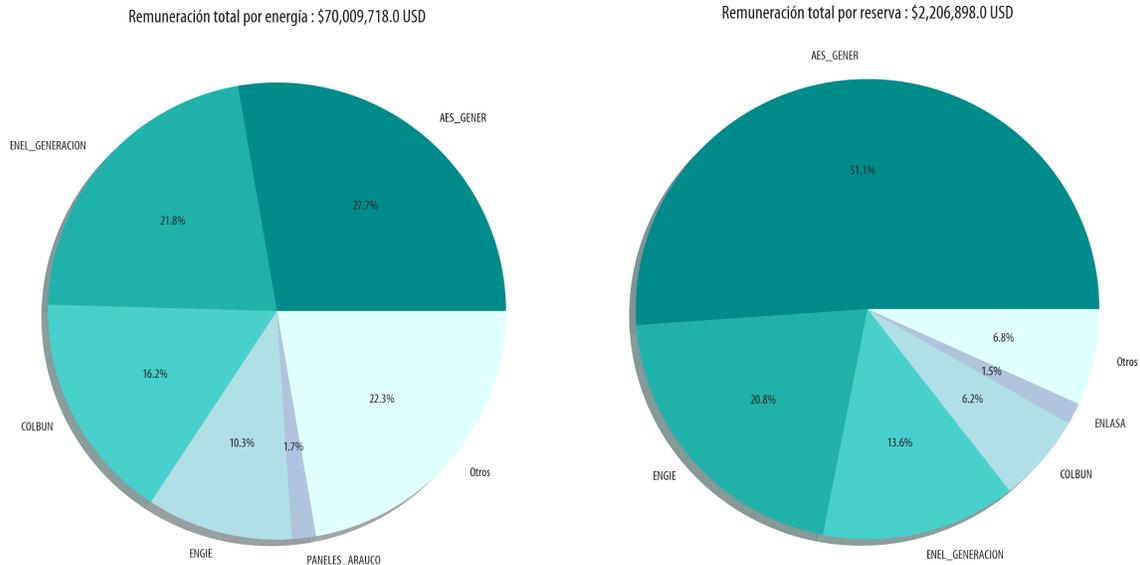


Figura A.28. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Abril del caso base con PE90%

A.1.3 Julio PE90%

Energía

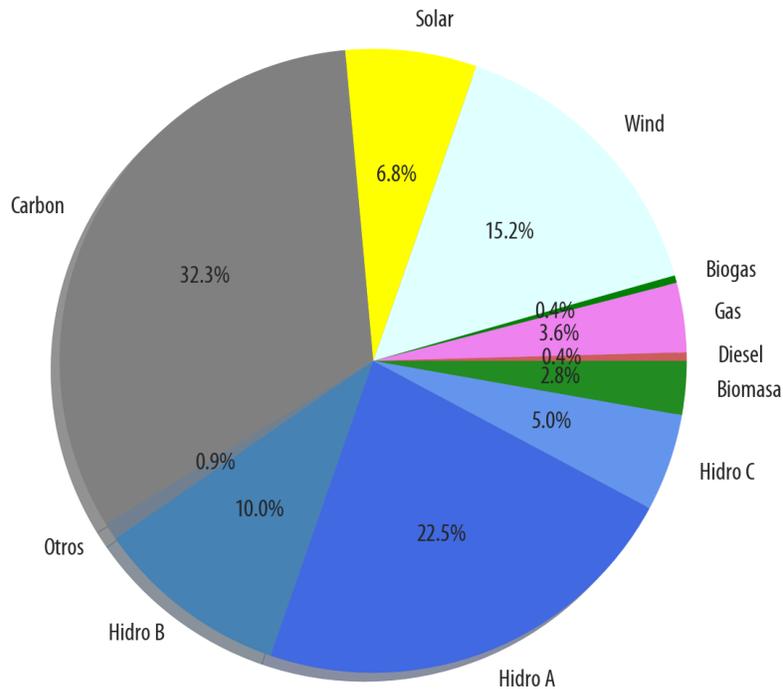


Figura A.29. Mix de generación de Julio del caso base con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por carbón (32.3%), seguido por centrales de embalse y en serie (22.5%), energía eólica (15.2%) y centrales de pasada (10.0%).

### CSF - Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en reducción de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF - Down: Norte

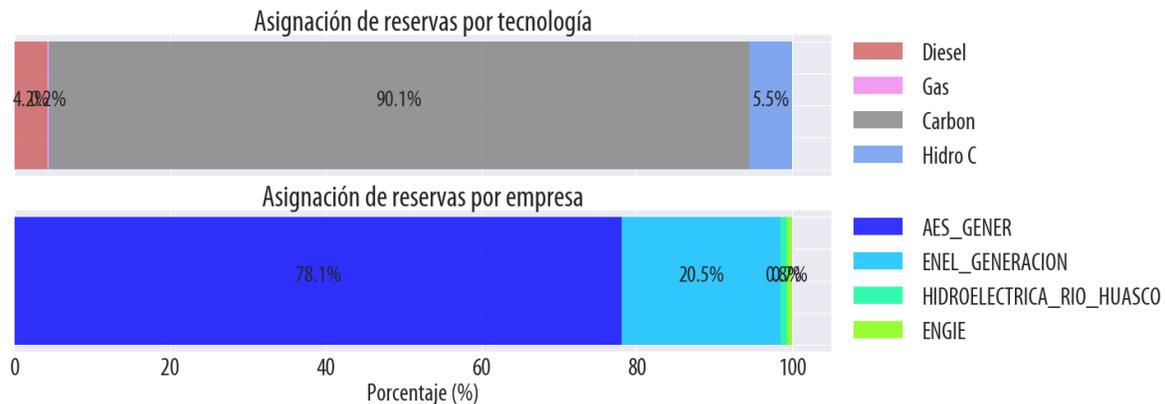


Figura A.30. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por centrales a carbón (90.1%), seguido por pequeñas centrales de pasada (5.5%) y centrales a diesel (4.2%). Existe un aporte menor de centrales a gas.

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por AES Gener (78.1%), seguida por Enel Generación (20.5%) y participaciones menores de Hidroeléctrica Río Huasco y Engie.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que los *peaks* en el CMg de reserva coinciden con los valles en el CMg promedio de energía. En estas horas, suele ser necesario mantener encendidas unidades supramarginales solo para dar reserva.

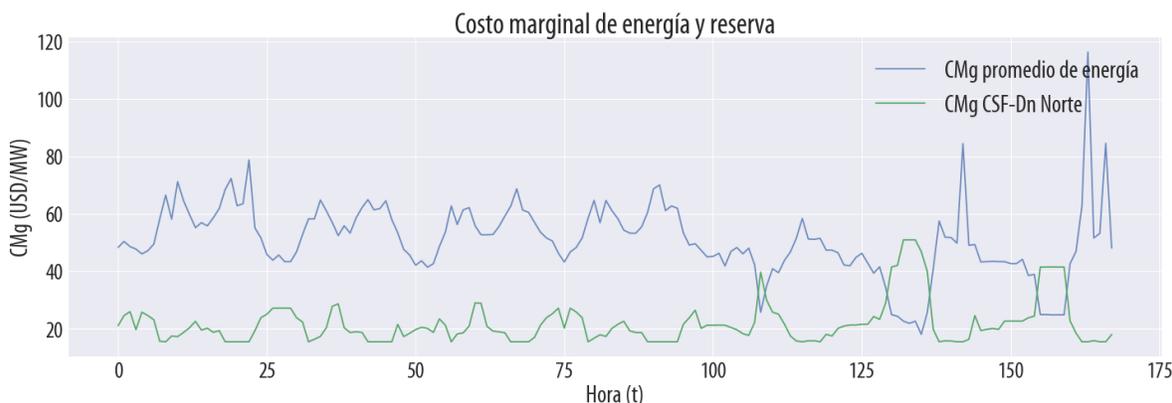


Figura A.31. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Norte

**CSF - Down: Centro-Sur**

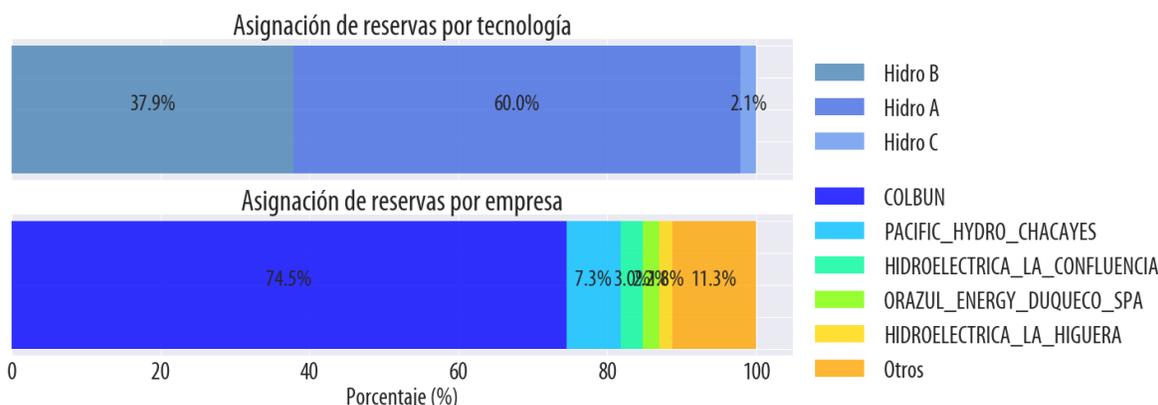


Figura A.32. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalse y en serie (60%), seguido por centrales de pasada (37.9%) y centrales pequeñas de pasada (2.1%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por Colbún (74.5%), seguida por Hydro Chacayes (7.3%) y otras empresas como La Confluencia y Orazul Energy Duqueco SPA, con participaciones inferiores al 5%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que este valor se encuentra estable en torno a los \$2 USD/MW, que corresponde al costo directo por proveer reservas de centrales hidro.

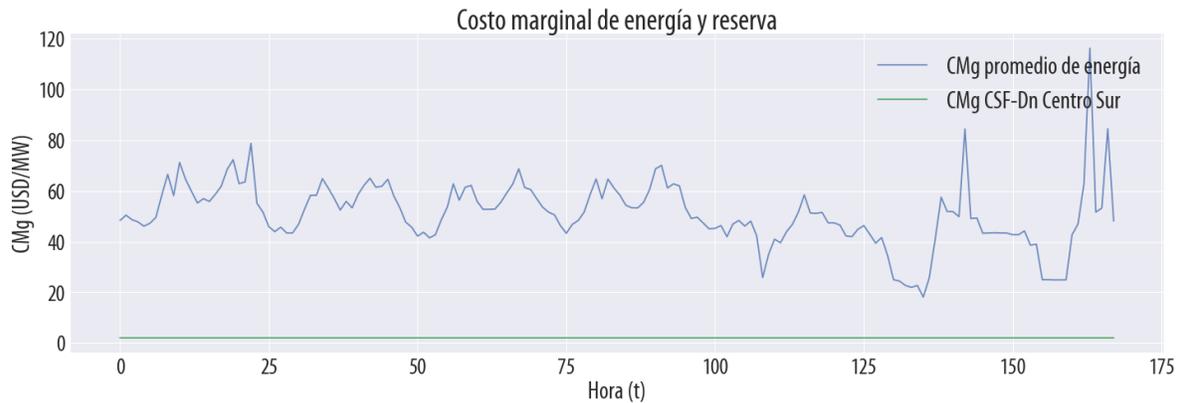


Figura A.33. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### CSF - Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF - Up: Norte

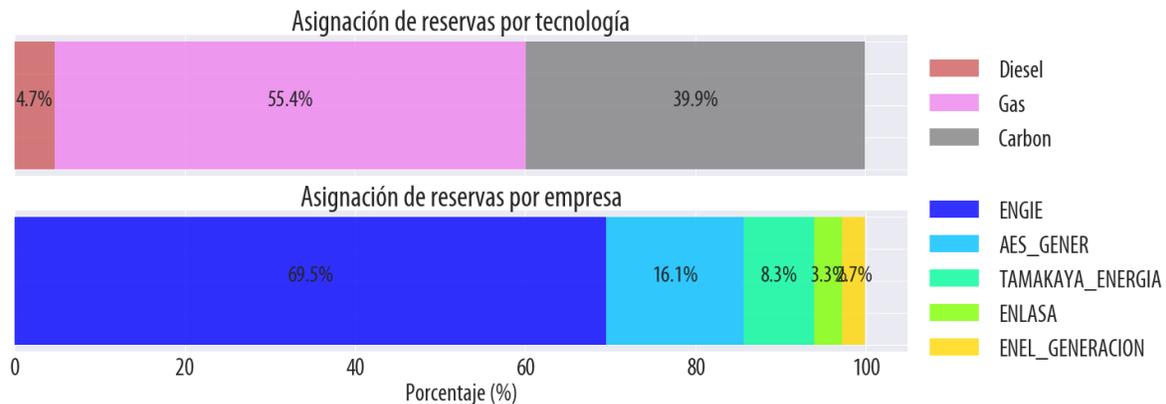


Figura A.34. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por centrales a gas (55.4%), seguido por centrales a carbón (39.9%) y un aporte de centrales a diésel (4.7%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por Engie (69.5%), seguida por AES Gener (16.1%), Takamaya Energía (8.3%) y finalmente Enlasa y Enel Generación con participaciones menores al 4% cada una.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que los *peaks* en el CMg de reserva coinciden de forma relativa con los *peaks* en el CMg promedio de energía.

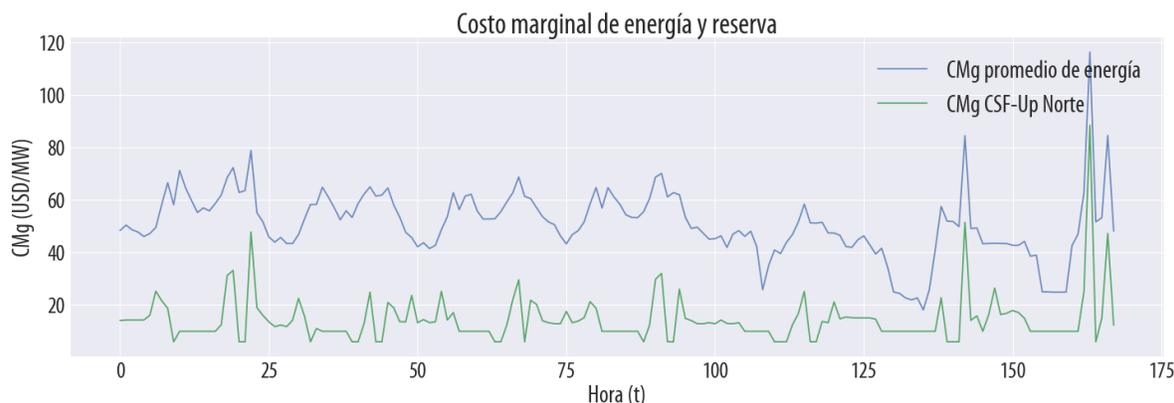


Figura A.35. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF - Up: Centro-Sur

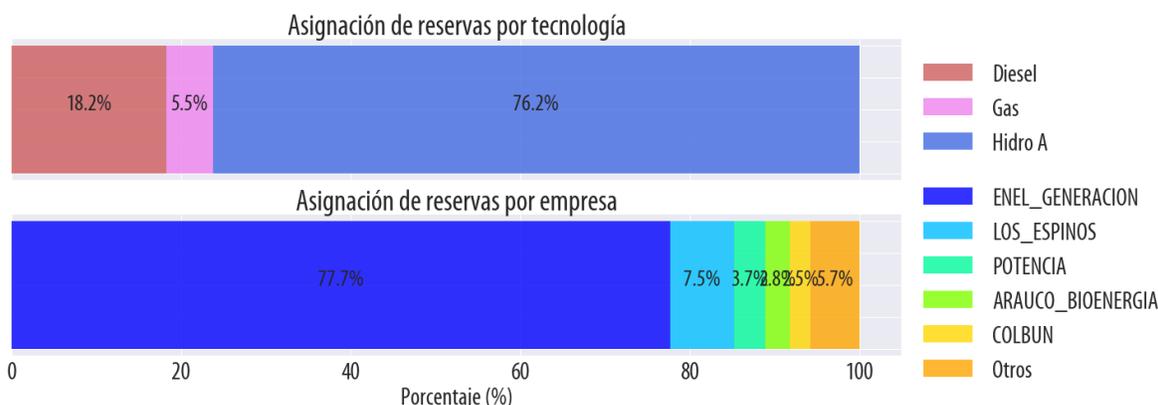


Figura A.36. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalse y en serie (76.2%), seguido por centrales a diésel (18.2%) y centrales a gas (5.5%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur se concentra principalmente en Enel Generación (77.7%), seguida por Los Espinos (7.5%), Potencia, Arauco Bioenergía y Colbún, entre otras, con participaciones menores al 5.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. En la figura a continuación, se pueden observar *peaks* del CMg de energía en las primeras horas de la mañana y de la noche, coincidentes con el inicio y fin de la generación solar,

lo que también se ve reflejado en el CMg de provisión de reservas CSF-Up por parte de plantas de generación hidráulica, en base a gas y diésel, particularmente en los últimos 2 días de la semana.

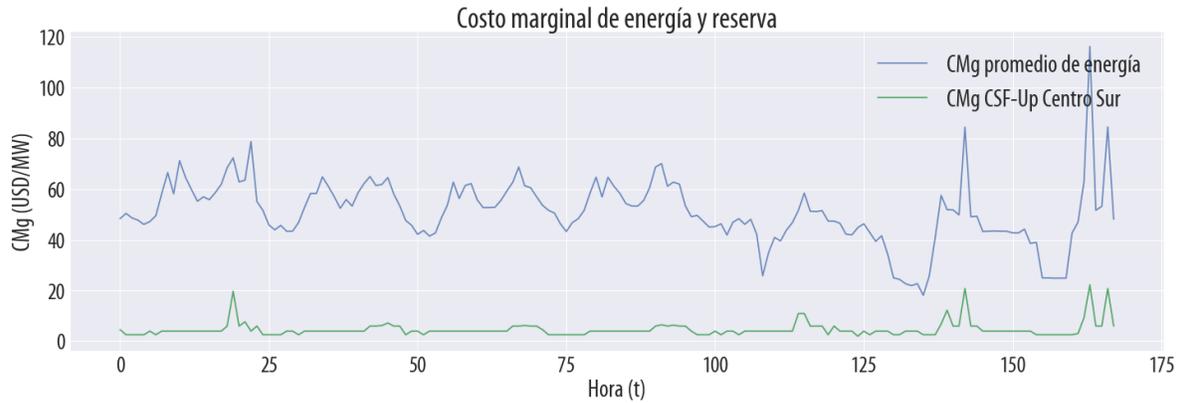


Figura A.37. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

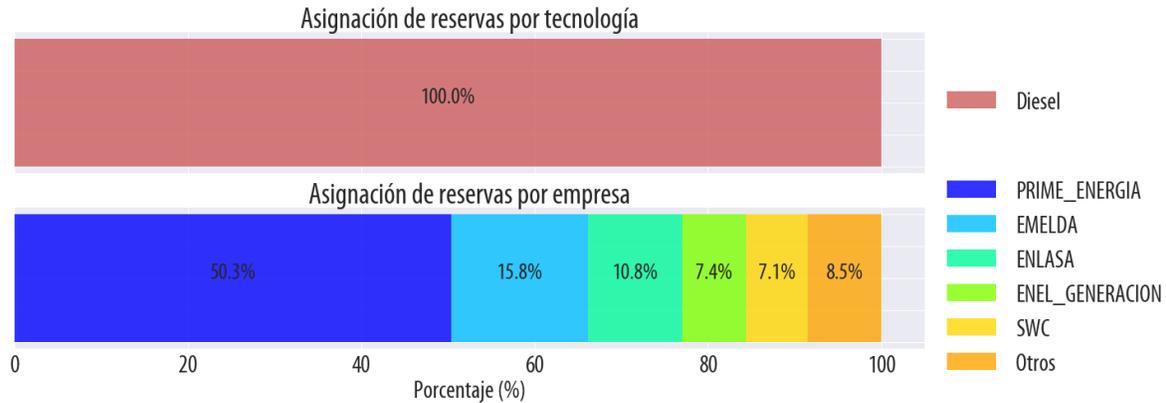


Figura A.38. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta dominada en su totalidad por centrales a diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte resulta dominada por Prime Energía (50.3%), seguida por Emelda (15.8%), Enlasa (10.8%), Enel Generación y SWC, entre otras, con porcentajes de participaciones menores a 10.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN, donde se puede apreciar que el CMg de la provisión de reservas se mantiene constante a lo largo de la semana representativa al solo ser provista por unidades de generación en base a diésel.

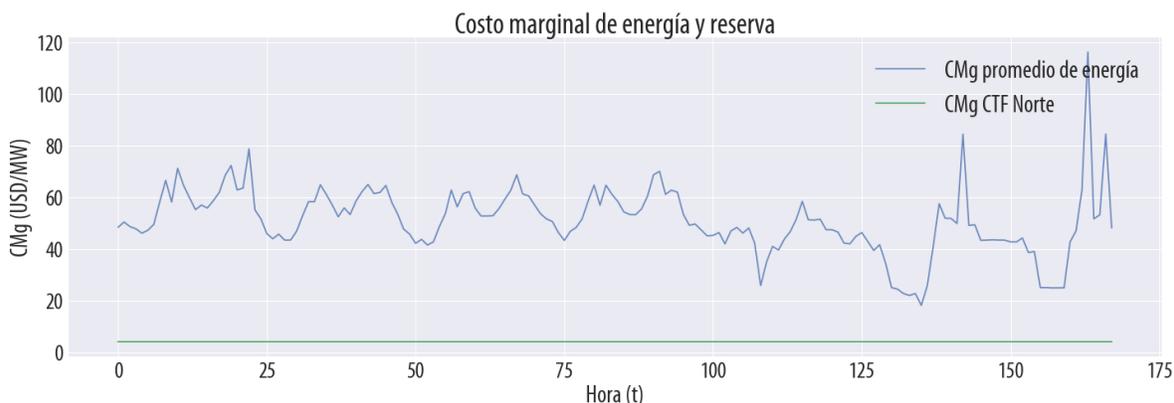


Figura A.39. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Norte

**CTF: Centro-Sur**

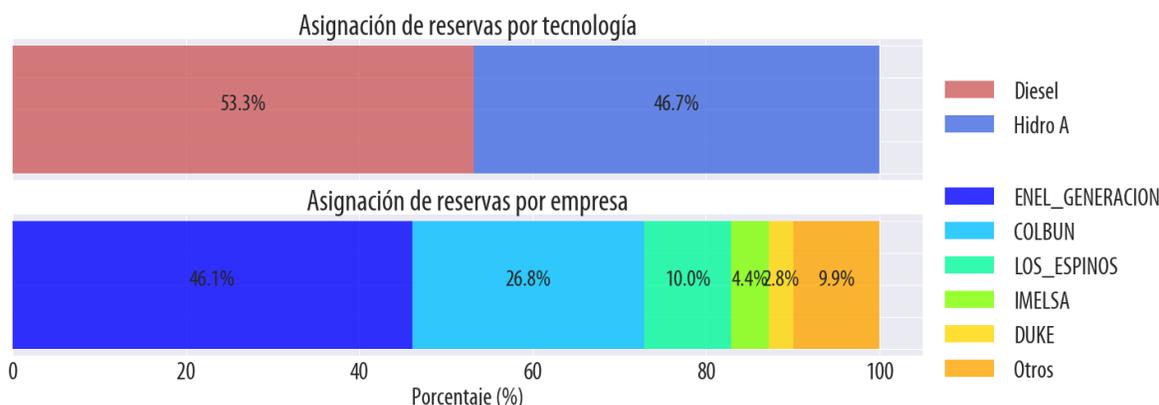


Figura A.40. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur se divide entre plantas en base a diésel (53.3%) e hidráulicas de embalse y serie (46.7%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por Enel Generación (46.1%), seguida por Colbún (26.8%), Los Espinos (10.0%), IMELSA (4.4%) y Duke (2.8%), entre otras.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

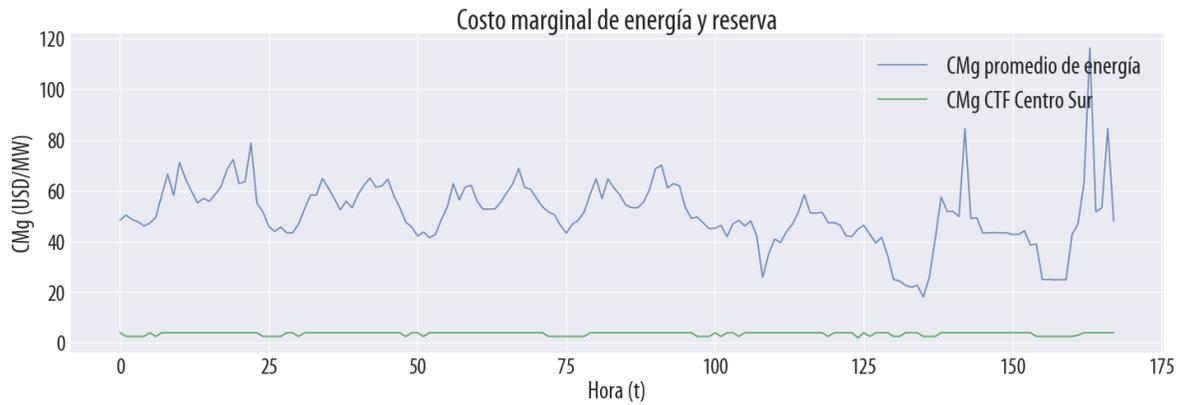


Figura A.41. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Julio del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de pay-as-clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de pay-as-bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.0% de las remuneraciones por energía.

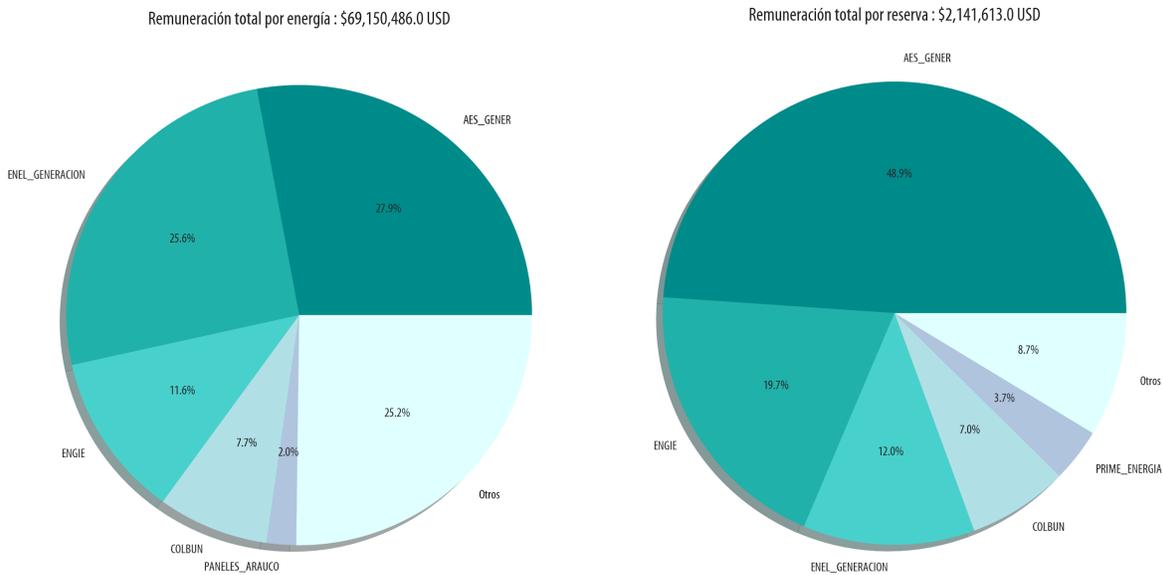


Figura A.42. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Julio del caso base con PE90%

A.1.4 Octubre PE90%

Energía

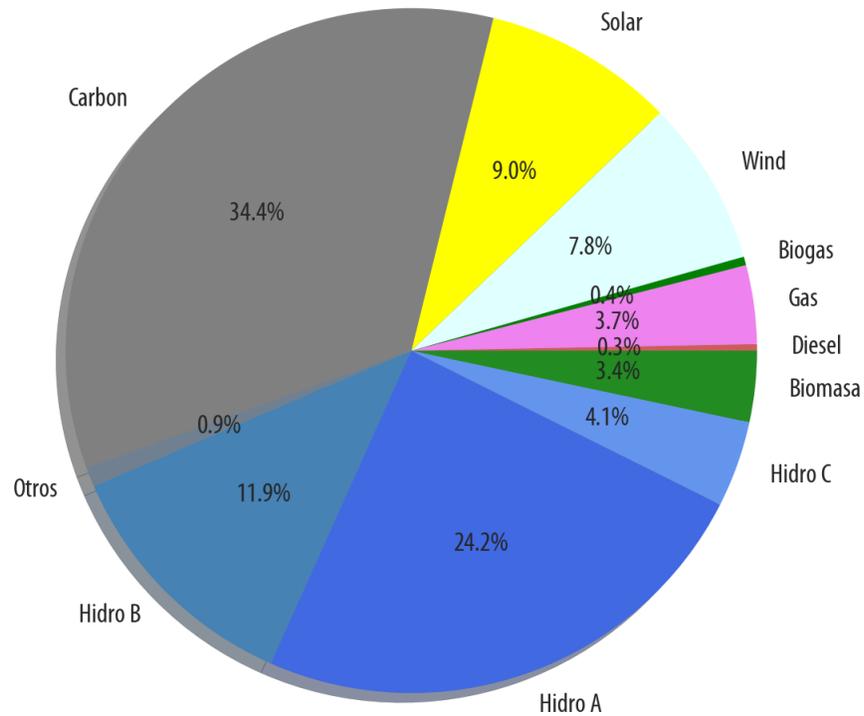


Figura A.43. Mix de generación de Octubre del caso base con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por carbón (34.4%), seguido por centrales de embalse y en serie (24.2%), centrales de pasada (11.9%) y energías solares (9.0%).

### CSF - Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en reducción de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF - Down: Norte

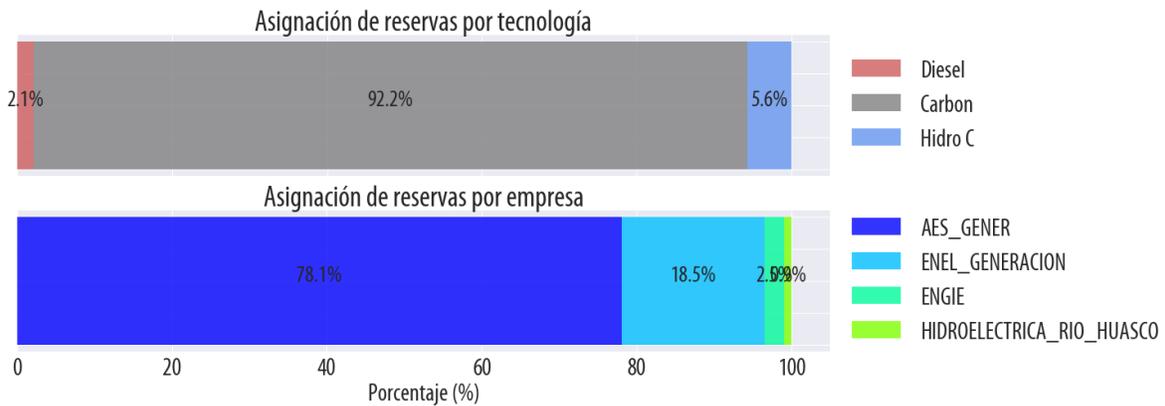


Figura A.44. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por centrales térmicas en base a carbón (92.%). Mientras que el resto de las reservas se divide entre pequeñas centrales hidráulicas de pasada (5.6%) y unidades diésel (2.1%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada principalmente por AES Gener (78.1%), seguida por Enel Generación (18.5%), Engie e Hidroeléctrica Río Huasco, con porcentajes de participación menores a 5.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

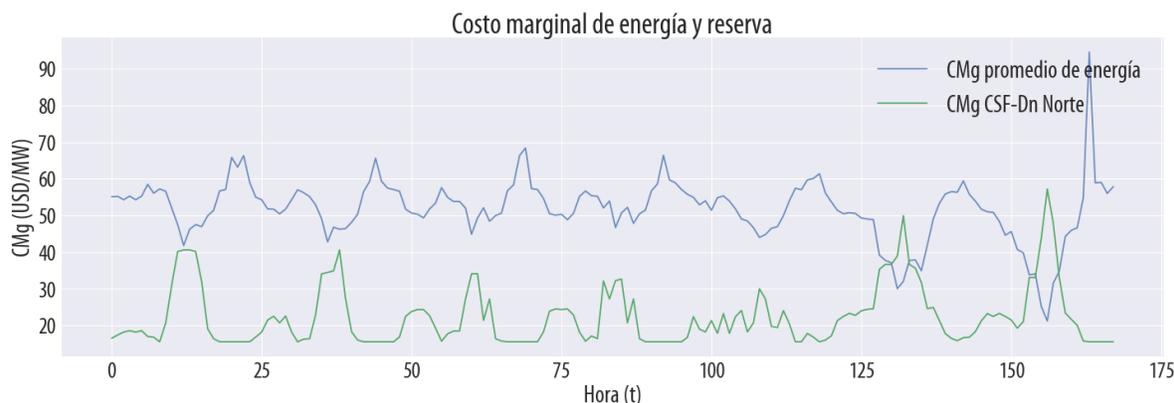


Figura A.45. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF - Down: Centro-Sur

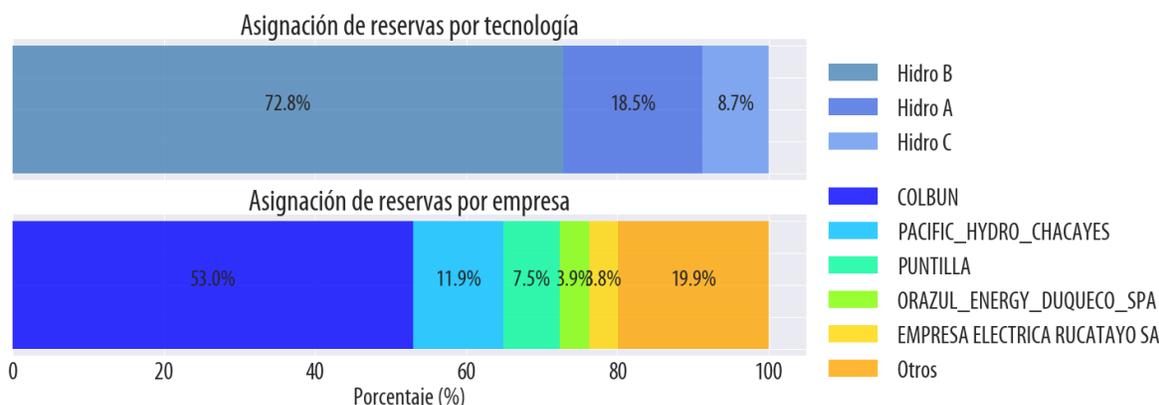


Figura A.46. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur se encuentra concentrada en centrales de pasada (72.8%), embalses y series (18.5%), y pequeñas mini-hidros de pasada (8.7%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta dominada por Colbún (53.0%), seguida por Pacific Hydro Chacayes (11.9%), Puntilla (7.5%), Orazul Energy Duqueco SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo SA, entre otras con porcentajes de participación menores a 5.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

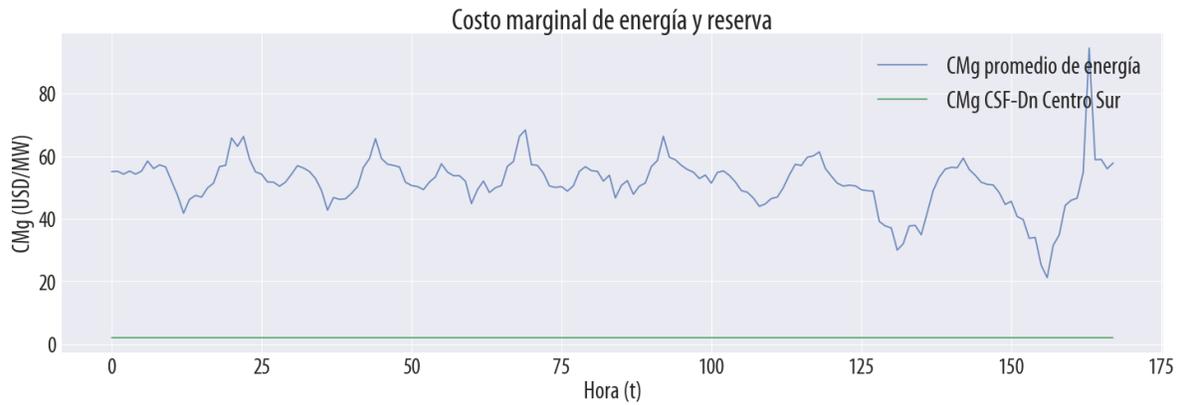


Figura A.47. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### CSF - Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF - Up: Norte

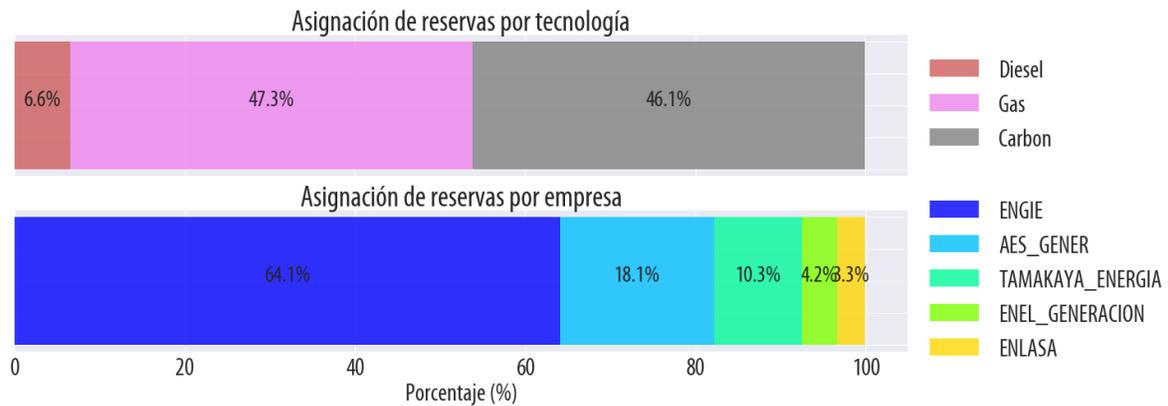


Figura A.48. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por centrales térmicas a gas (47.3%), carbón (46.1%) y diésel (6.6%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por Engie (64.1%), AES Gener (18.1%), Tamakaya Energía (10.3%), Enel Generación y Enlase, con porcentajes de participación de menos de 5.0% cada una.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

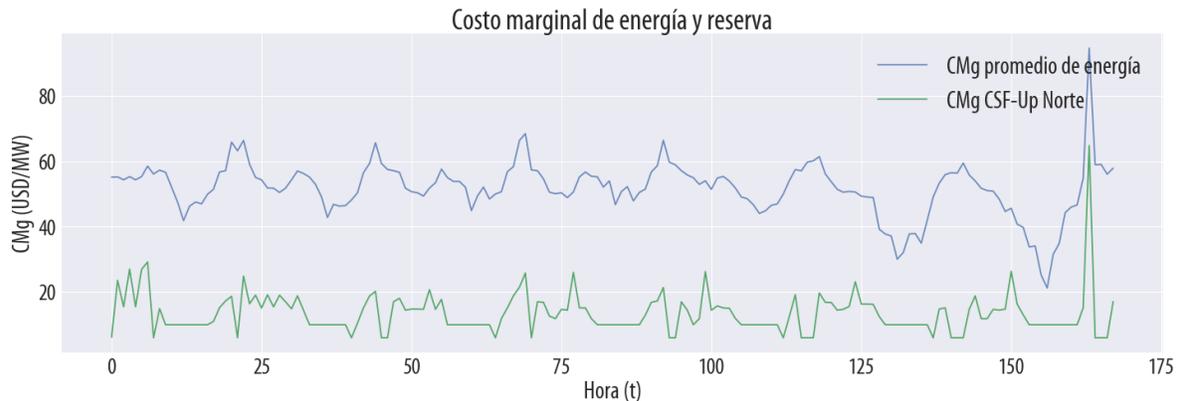


Figura A.49. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Norte

### CSF - Up: Centro-Sur

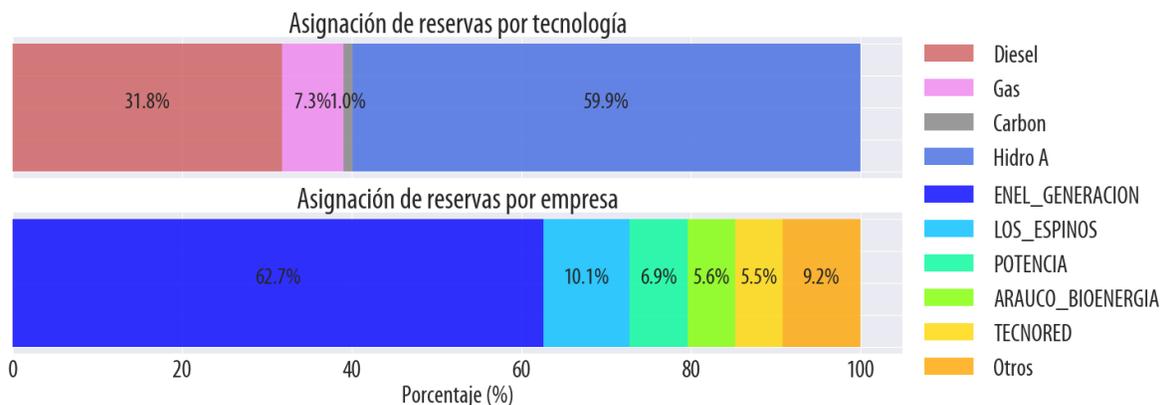


Figura A.50. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por generación hidráulica de embalses y series (59.9%), y térmica en base a diésel (31.8%), gas (7.3%) y carbón (1.0%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por Enel Generación (62.7%), seguida por participaciones menores de Los Pinos (10.1%), Potencia, Arauco Bioenergía y Tecnored, entre otras, con participaciones menores a 10.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

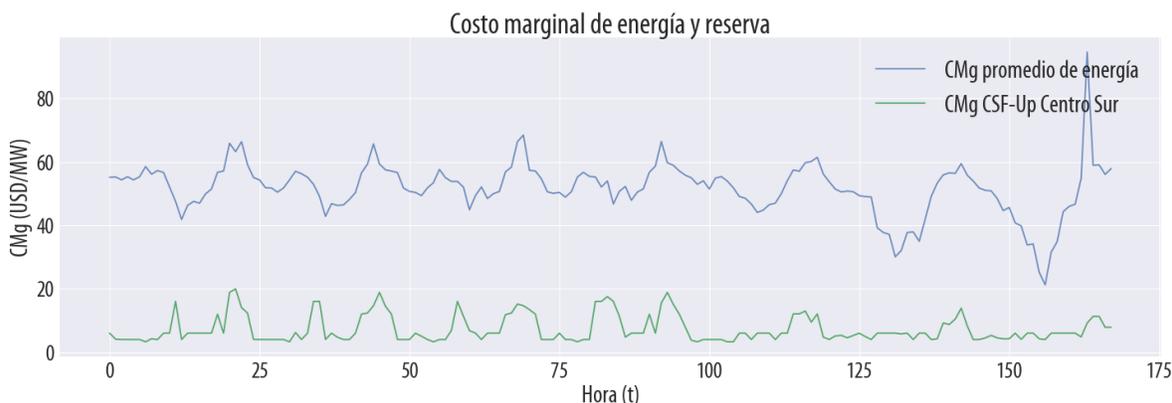


Figura A.51. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### CTF

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CTF: Norte

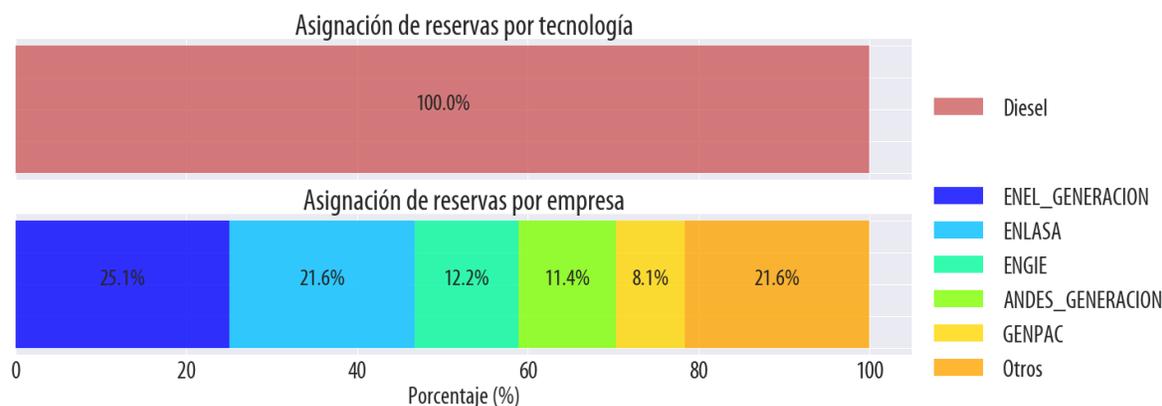


Figura A.52. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta en su totalidad de parte de unidades diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte se divide entre Enel Generación (25.1%), Enlasa (21.6%), Engie (12.2%), Andes Generación (11.4%) y GENPAC, entre otras, con porcentajes de participación menores a 10.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

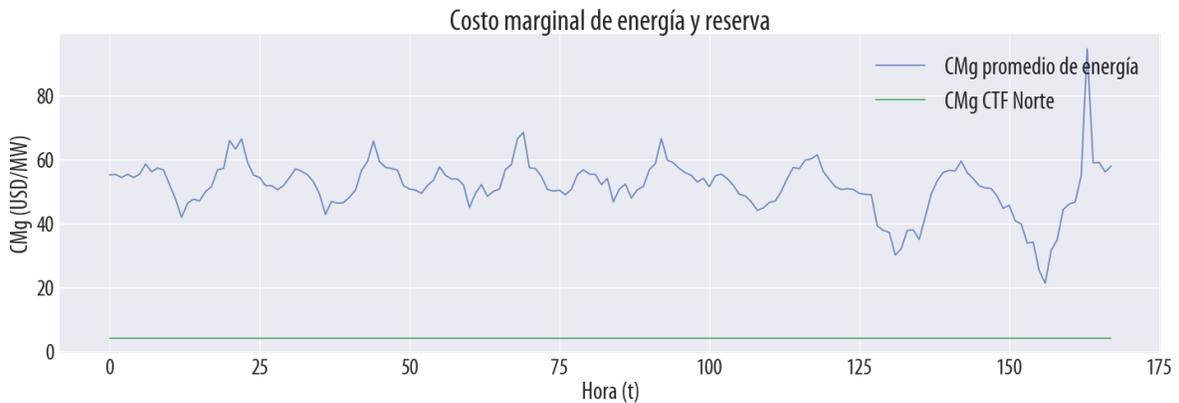


Figura A.53. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Norte

### CTF: Centro-Sur

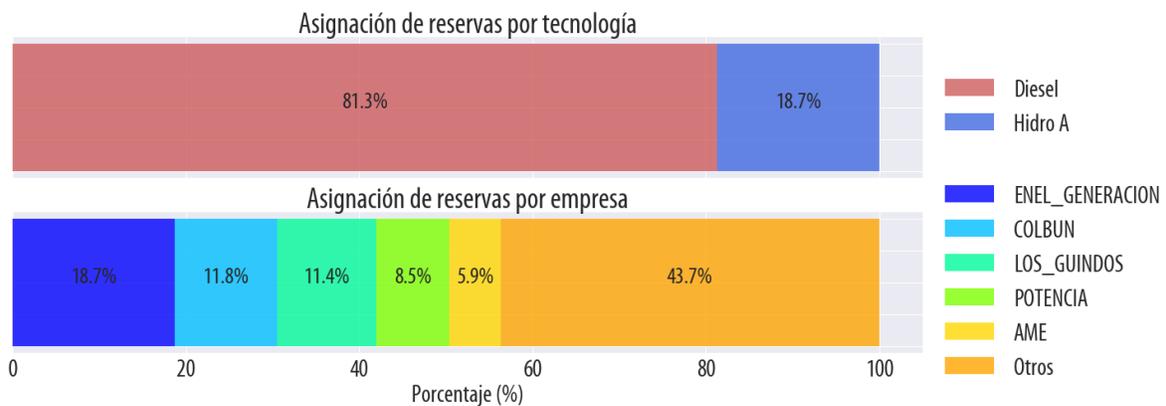


Figura A.54. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por generación térmica diésel (81.3%) y generación hidráulica de embalses y series (18.7%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur se divide entre Enel Generación (18.7%), Colbún (11.8%), Los Guindos (11.4%), Potencia (8.5%) y AME, entre otros, con porcentajes de participación menores a 6.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.



Figura A.55. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Octubre del caso base con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de pay-as-clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de pay-as-bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.1% de las remuneraciones por energía.

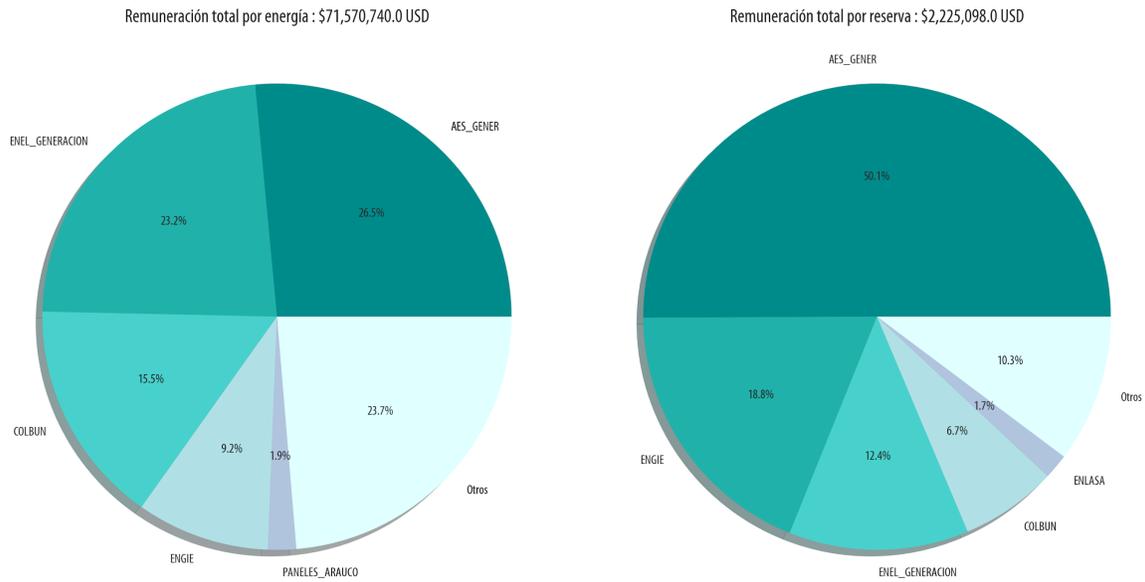


Figura A.56. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Octubre del caso base con PE90%

Con todo, se puede observar que a lo largo de las semanas representativas estudiadas en el caso base con PE90%, las remuneraciones totales por concepto de reservas corresponden entre un 2.9% y un 3.1% de las remuneraciones por energía.

## A.2 Semanas Base con Capacidad Habilitada

### A.2.1 Enero PE90% Capacidad Habilitada

#### Energía

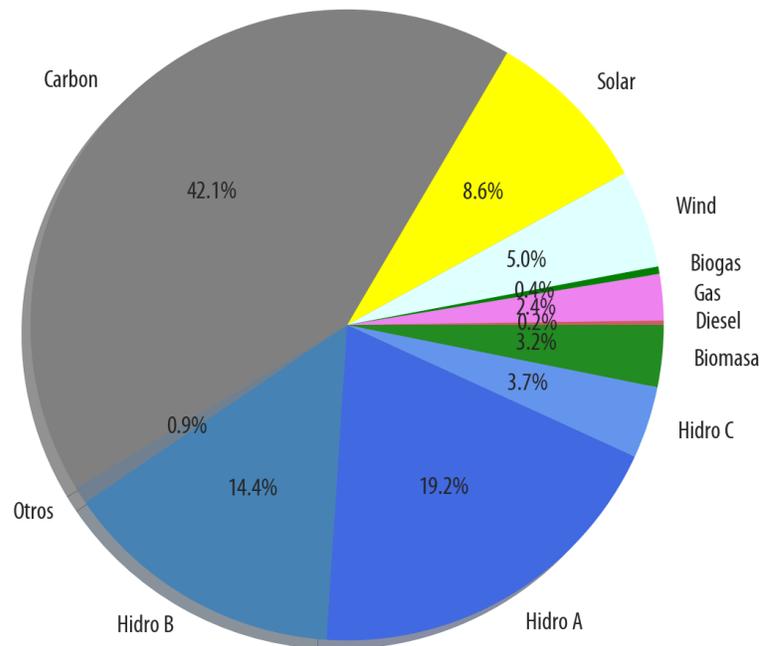


Figura A.57. Mix de generación de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por la generación térmica en base a carbón (42.1%), hidráulica de embalses y series (19.2%), hidráulicas de pasada (14.4%) y renovable solar (8.6%).

### CSF-Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en disminución de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF-Down: Norte

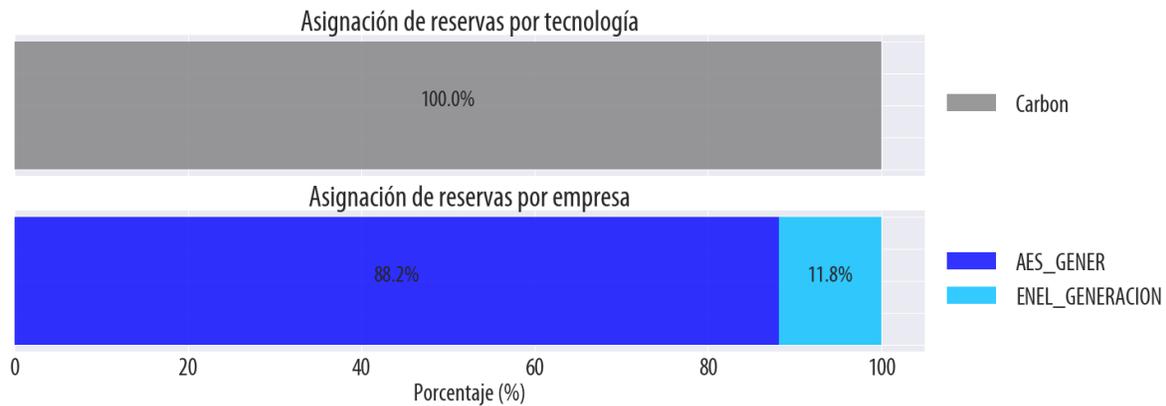


Figura A.58. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la totalidad de la provisión de CSF-Down en la zona Norte es en base a carbón.

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte se divide entre AES Gener (88.2%) y Enel Generación (11.8%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

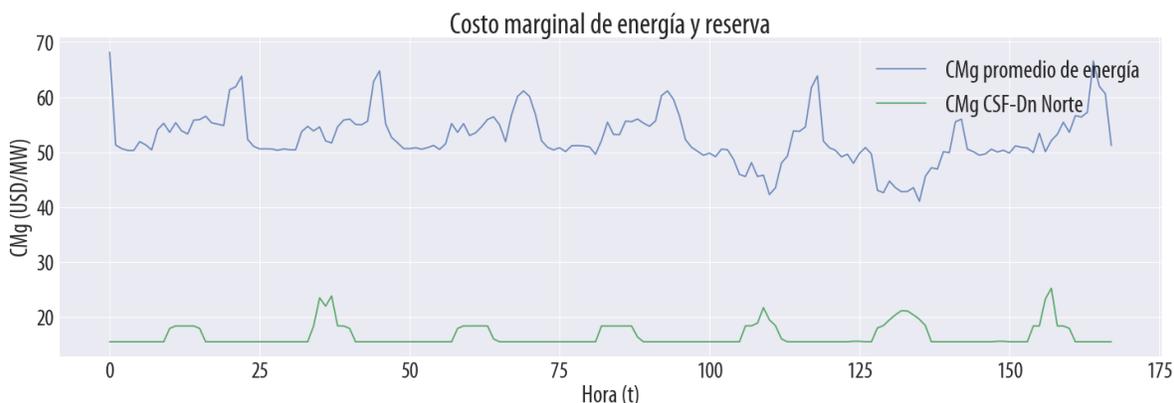


Figura A.59. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CSF-Down: Centro-Sur**

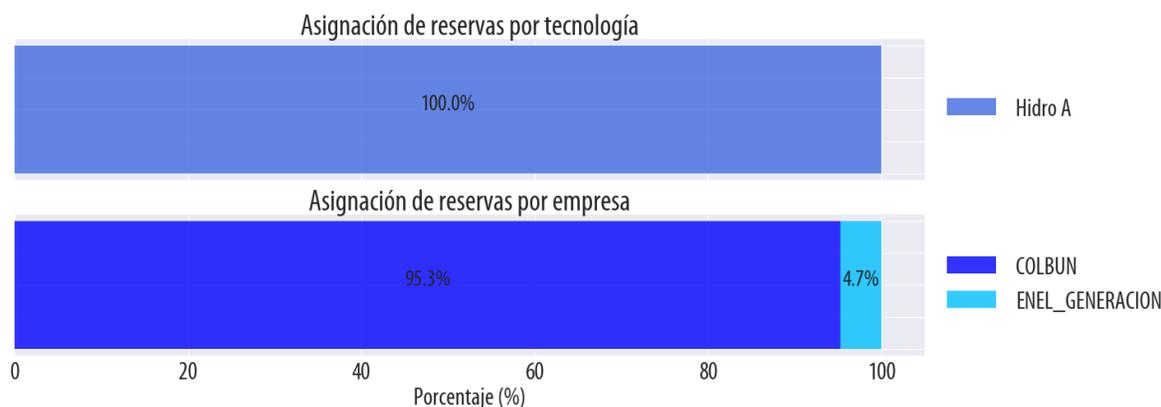


Figura A.60. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la totalidad de la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur corresponde a generación hidráulica de embalses y series.

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur se divide entre Colbún (95.3%) y Enel Generación (4.7%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

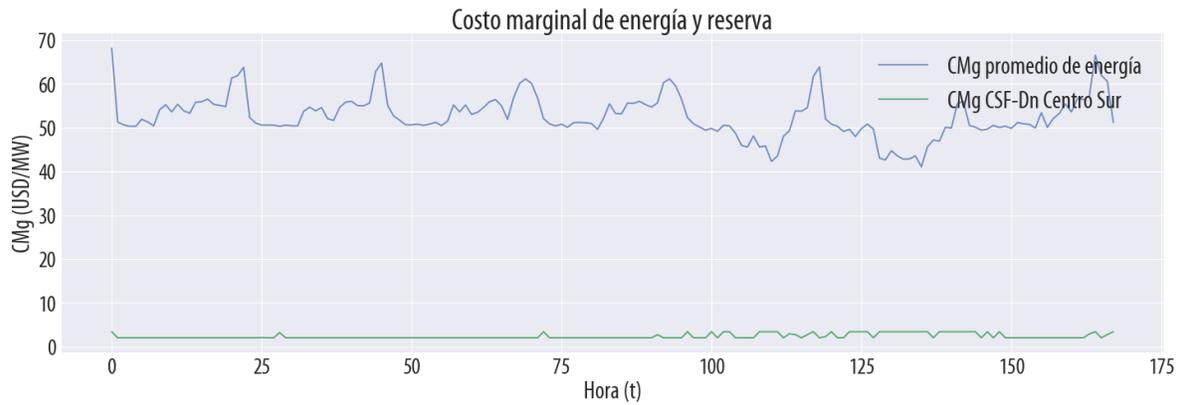


Figura A.61. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

### CSF-Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF-Up: Norte

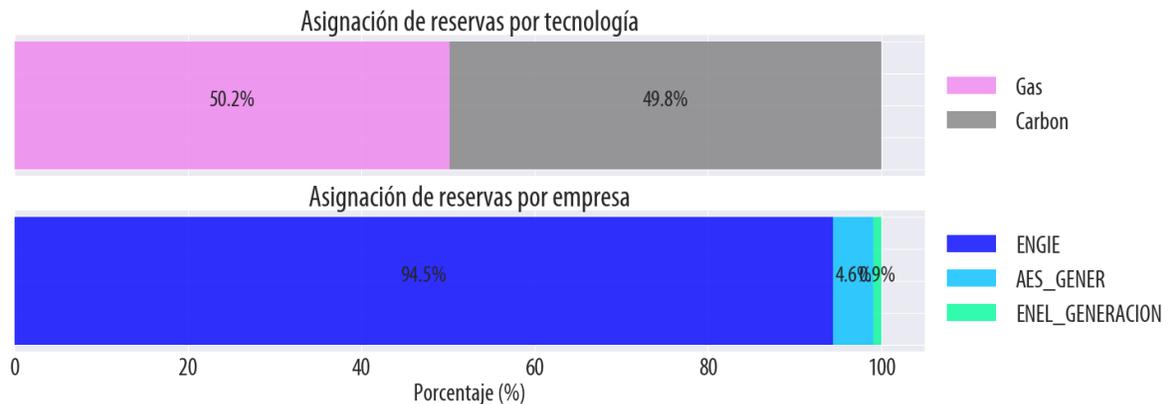


Figura A.62. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte se divide entre la generación térmica a gas (50.2%) y carbón (49.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte se ve dominada principalmente por Engie (94.5%), mientras que AES Gener y Enel Generación presentan participaciones menores al 5.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

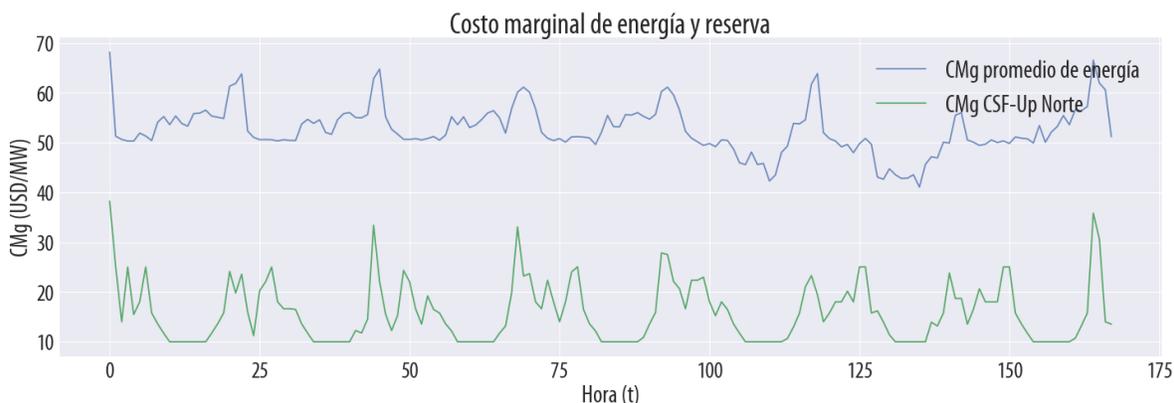


Figura A.63. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

### CSF-Up: Centro-Sur

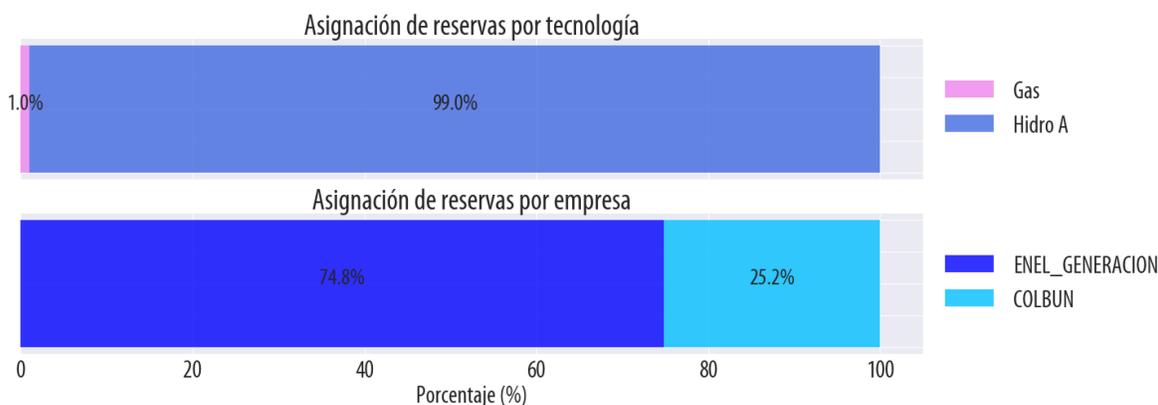


Figura A.64. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur se concentra principalmente por generación hidráulica de embalse y series (99.0%), con una componente mínima de generación térmica a gas (1.0%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur se divide entre Enel Generación (74.8%) y un porcentaje menor de participación por parte de Colbún (25.2%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

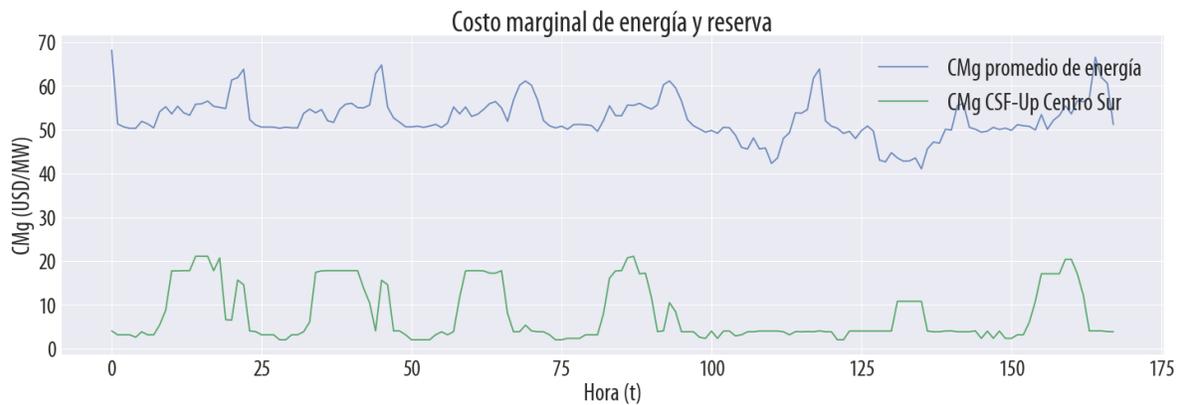


Figura A.65. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

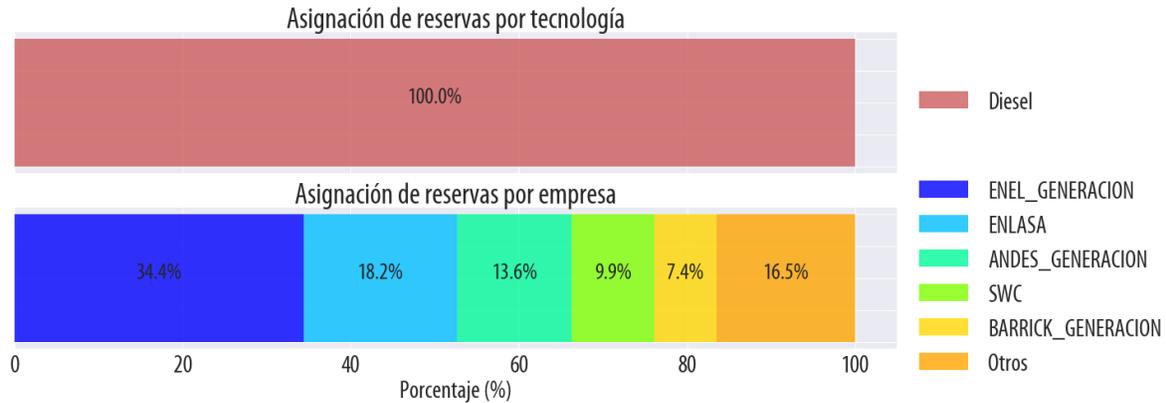


Figura A.66. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta en su totalidad por unidades diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte se divide entre Enel Generación (34.4%), Enlasa (18.2%), Andes Generación (13.6%), SWC y Barrick Generación, entre otras, con porcentajes de participación de menos de un 10.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.



Figura A.67. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

#### CTF: Centro-Sur

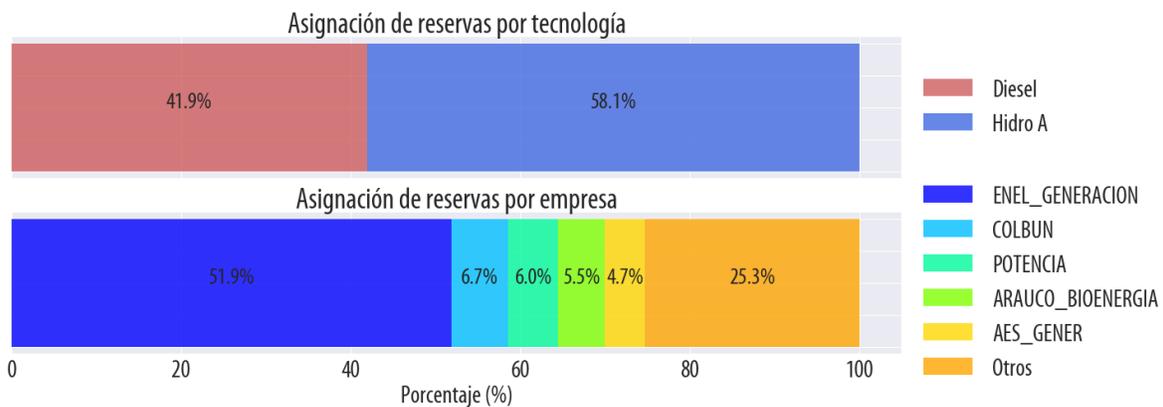


Figura A.68. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta ser suministrada por centrales hidráulicas de embalse y series (58.1%) y térmicas en base a diésel (41.9%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur se concentra principalmente en Enel Generación (51.9%), seguida por participaciones menores a 10.0% de Colbún, Potencia, Arauco Bioenergía y AES Gener, entre otras.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

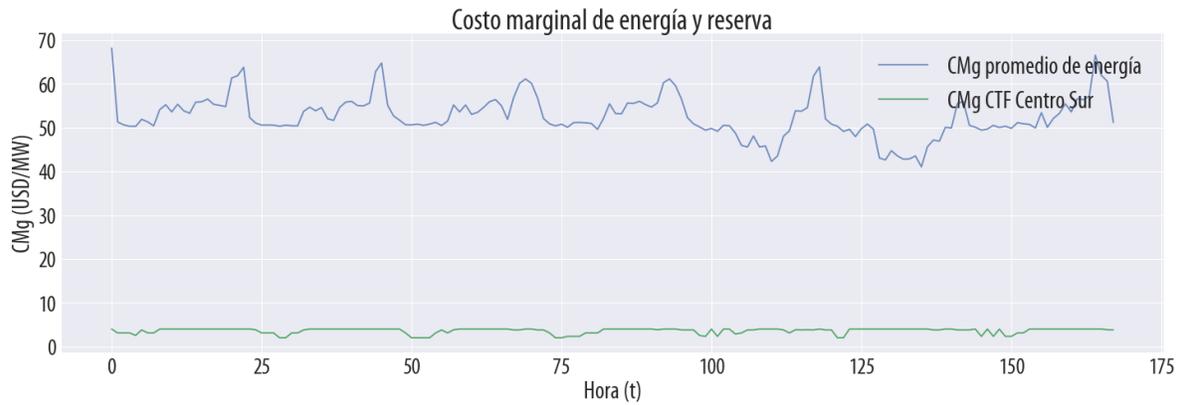


Figura A.69. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de Pay as Clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de Pay as Bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.0% de las remuneraciones por energía.

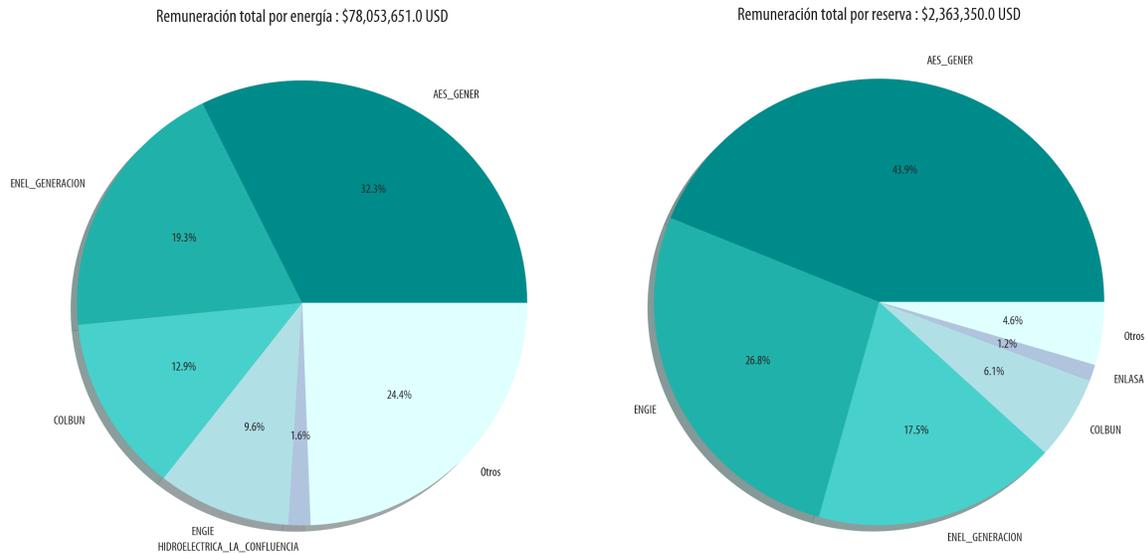


Figura A.70. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Enero del caso con capacidad habilitada con PE90%

**A.2.2 Abril PE90% Capacidad Habilitada**

**Energía**

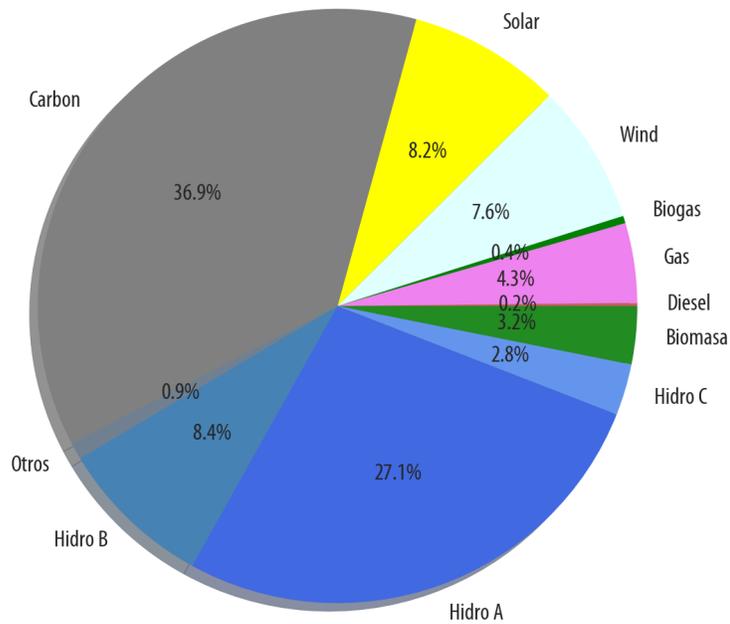


Figura A.71. Mix de generación de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por carbón (36.9%), seguido por centrales de embalses y en serie (27.1%), centrales de pasada (8.4%) y energía solar (8.6%).

### CSF-Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en disminución de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF-Down: Norte

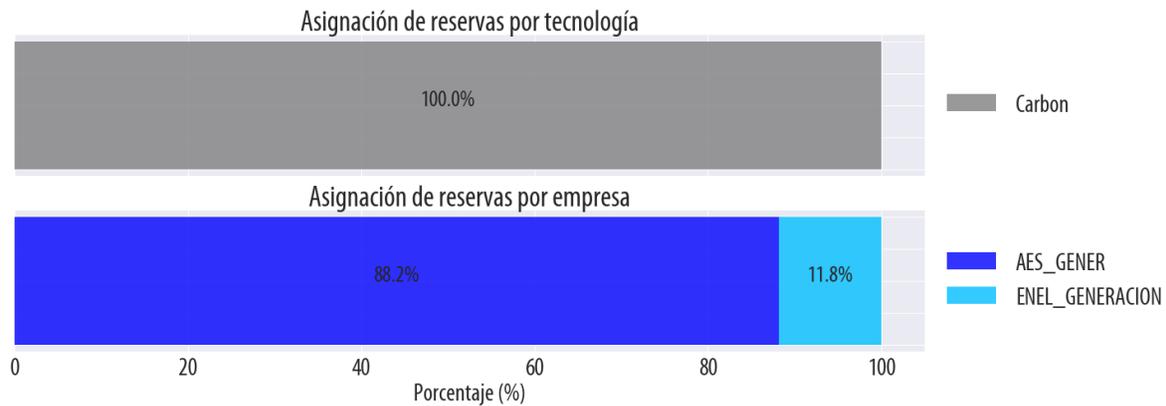


Figura A.72. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta totalmente dominada por centrales a carbón (100%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada por AES Gener (88.2%) y con una contribución menor por parte de Enel Generación (11.8%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que los *peaks* en el CMg de reserva, pese a ser menos frecuentes que en otros escenarios, coinciden con valles en el CMg promedio de energía, debido a que en general es necesario mantener algunas unidades operando sobre el costo marginal para dar reserva en dichas horas.

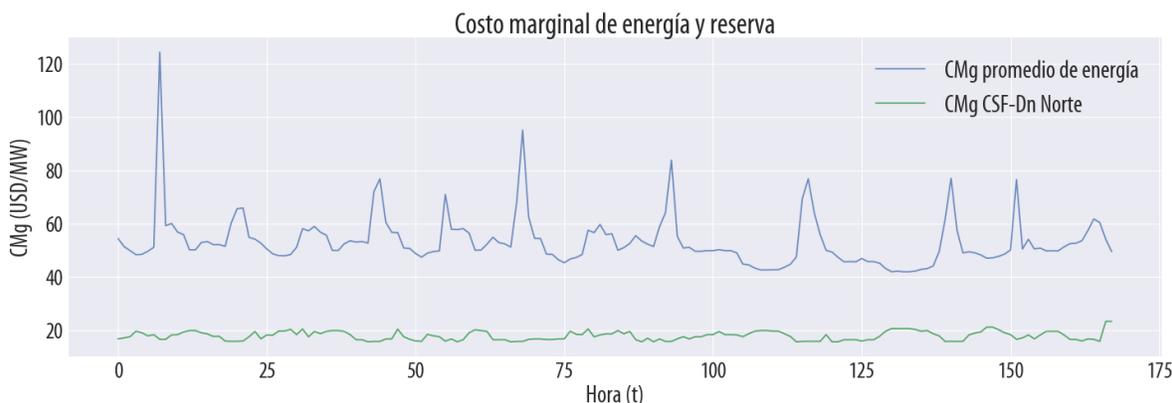


Figura A.73. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

#### CSF-Down: Centro-Sur

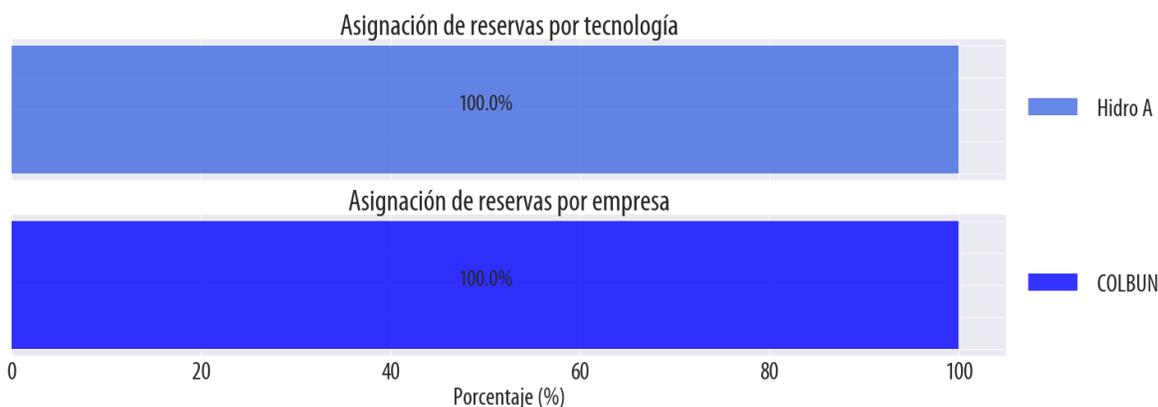


Figura A.74. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur resulta totalmente dominada por centrales de embalse y series (100%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur es contribuida en su totalidad Colbún (100%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que el costo marginal de reserva se mantiene estable en \$2/MW, correspondiente al costo directo de proveer este tipo de reservas para tecnologías hidro. A partir de esto se puede deducir que, asumiendo bids competitivos, en todas las horas de la

simulación existiría capacidad disponible a costo para la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur.

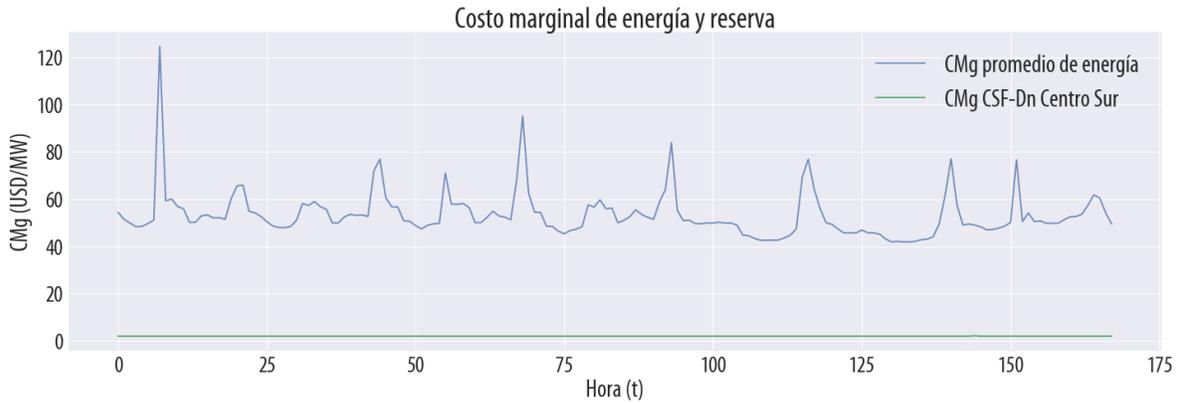


Figura A.75. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

## CSF-Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

### CSF-Up: Norte

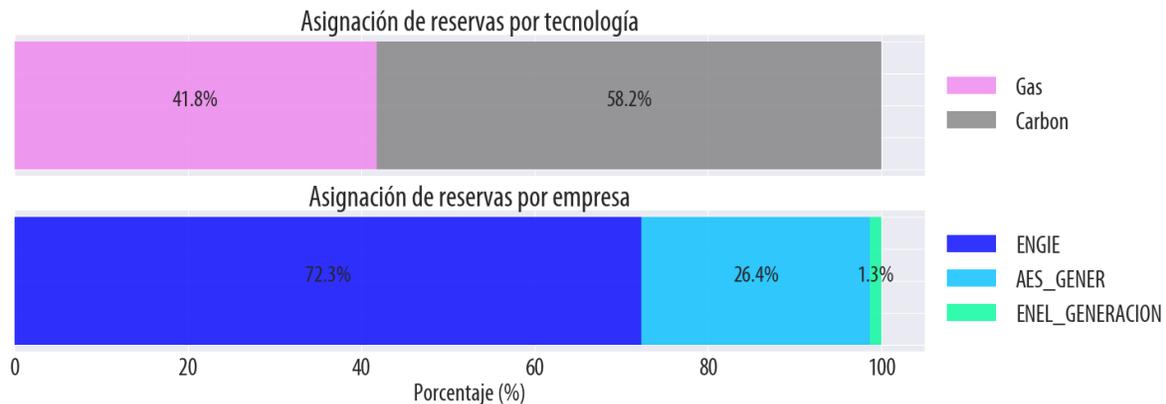


Figura A.76. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por centrales a carbón (58.2%), seguido por centrales de gas (41.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte es contribuida principalmente por Engie (72.3%), seguida de AES Gener (26.4%) y con una pequeña participación de Enel Generación (1.3%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que los *peaks* en el costo marginal de reserva coinciden en forma relativa con los *peaks* en el costo marginal promedio de energía, excepto durante las horas de sol abundante, donde el costo se mantiene estable.

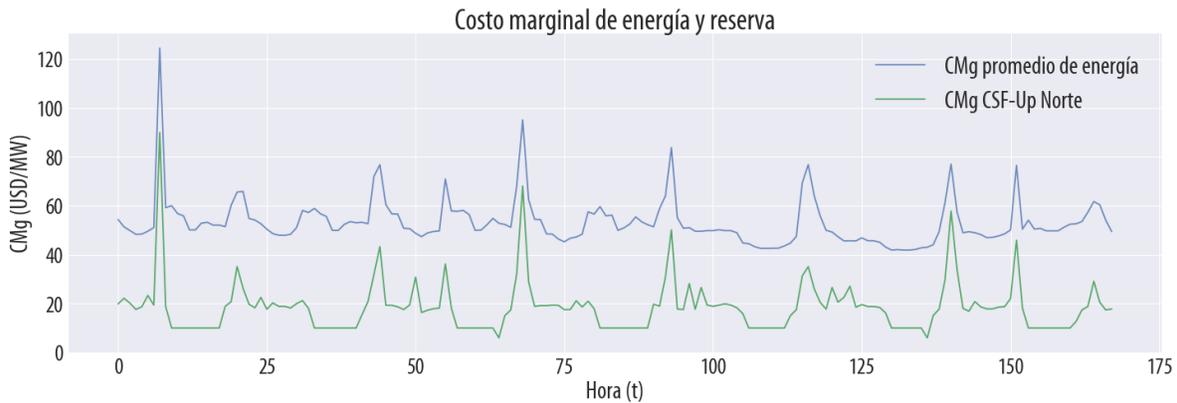


Figura A.77. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CSF-Up: Centro-Sur**

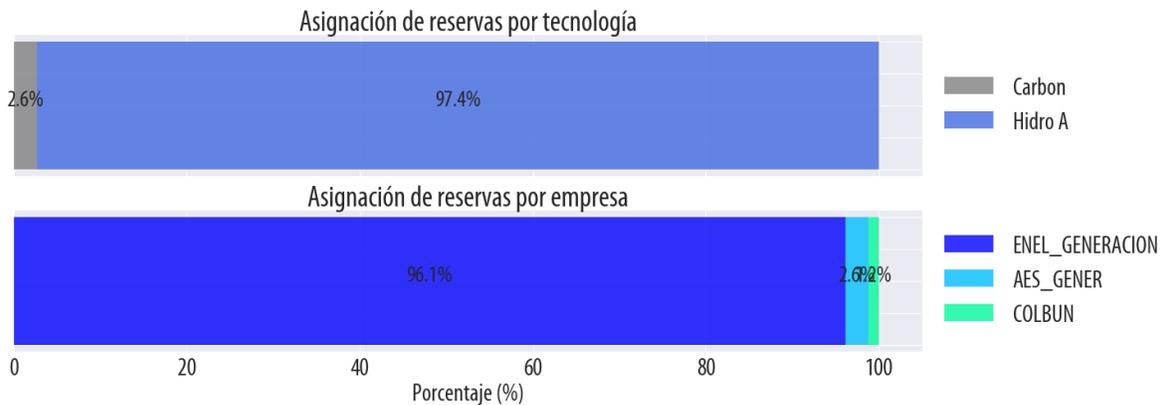


Figura A.78. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales de embalse y series (97.4%), con una pequeña participación de carbón (2.6%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta principalmente dominada por Enel Generación (96.1%), seguido de Colbún y AES Gener, ambas con participaciones menores al 3%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que los *peaks* en el costo marginal de reserva coinciden en forma relativa con los *peaks* en el costo marginal promedio de energía.

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

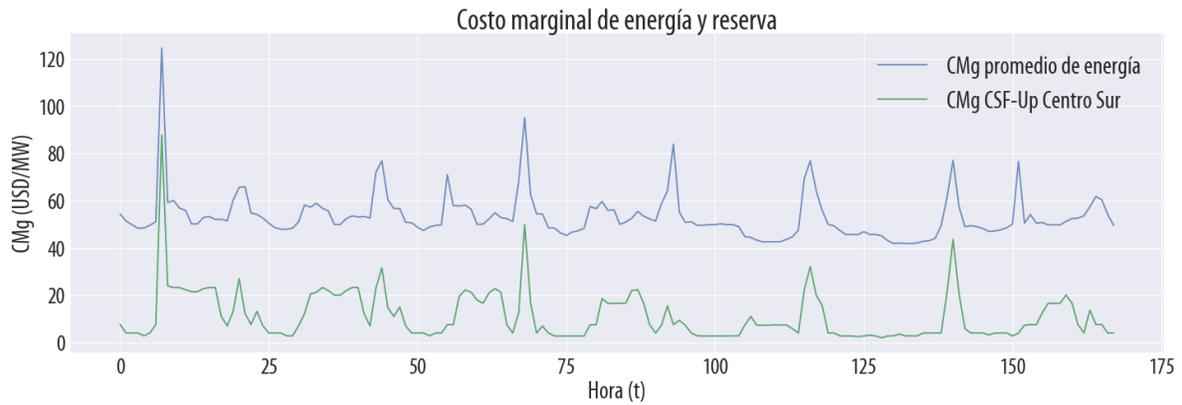


Figura A.79. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

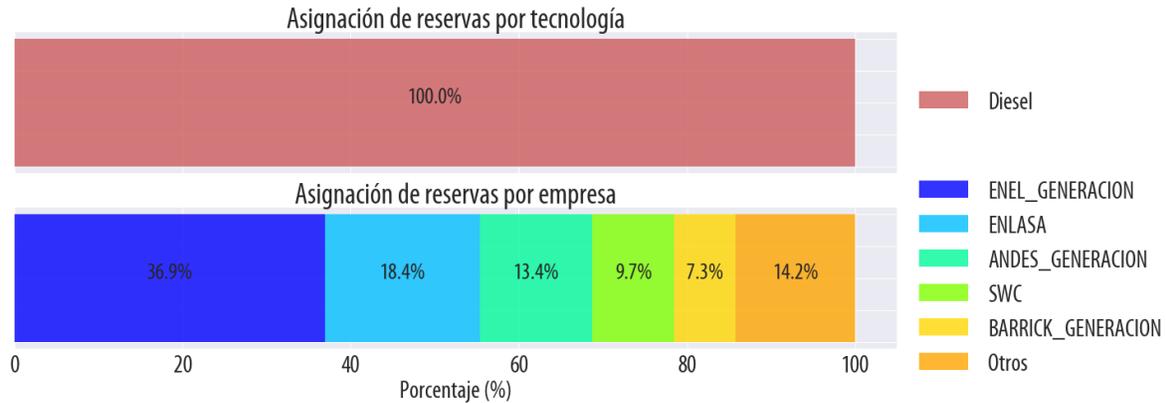


Figura A.80. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta asignada en su totalidad a centrales que operan con combustible diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte está dominada por Enel Generación (36.9%), seguido de Enlasa (18.4%), Andes Generación (13.4%) y una serie de empresas con participación menor al 10% y que en conjunto proveen un 31.2% del requerimiento total.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Se puede apreciar que el valor del costo marginal de reserva se mantiene constante en \$4/MW, correspondiente al costo directo de entregar este servicio por parte de centrales a diésel.

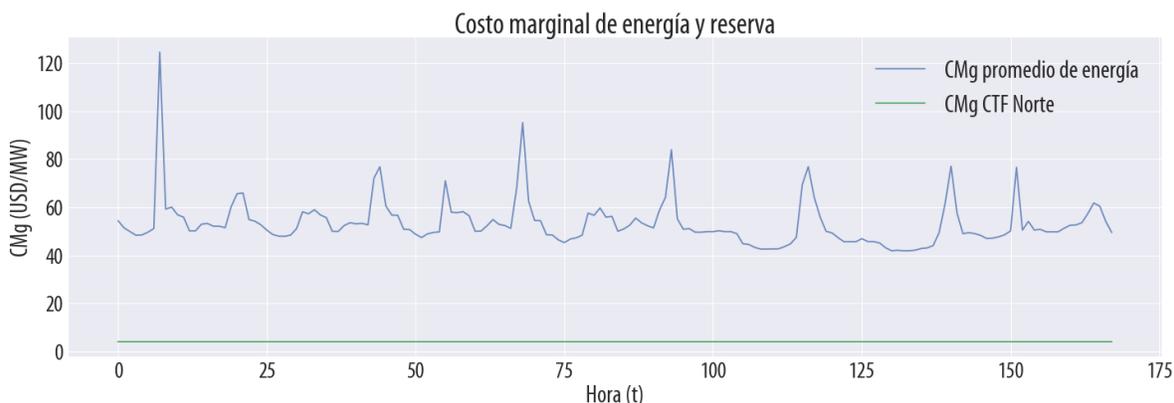


Figura A.81. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CTF: Centro-Sur**

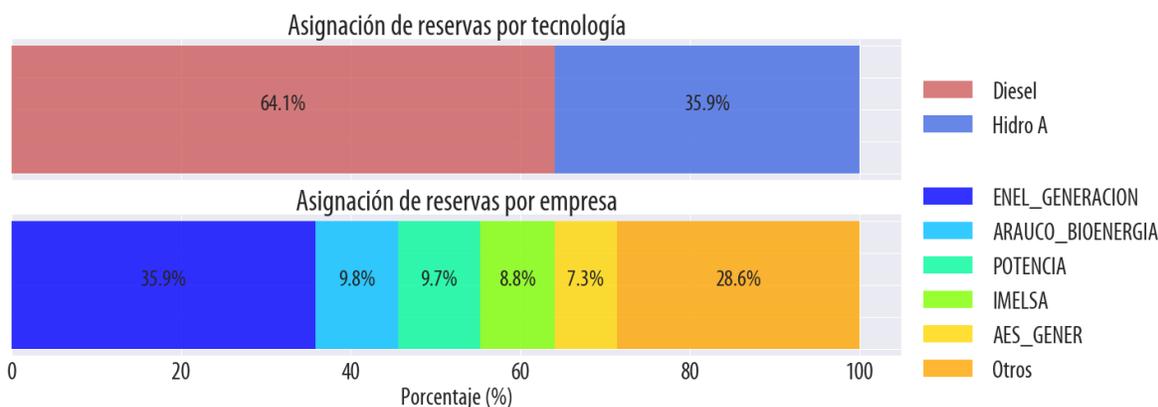


Figura A.82. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por centrales a diésel (64.1%) y centrales de embalses y series (35.9%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur es asignada principalmente a Enel Generación (35.9%), los restantes dos tercios del requerimiento son asignados entre varias empresas con participaciones menores al 10%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que el valor del costo marginal oscila entre \$2 y \$4 USD por

MW, correspondiente a los costos por otorgar reserva de centrales de embalse y diésel, respectivamente.

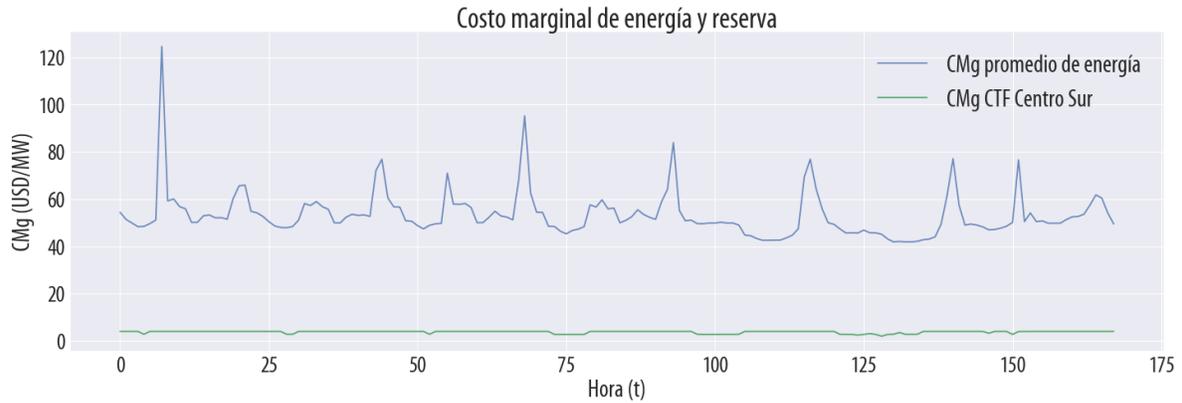


Figura A.83. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de Pay as Clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de Pay as Bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.3% de las remuneraciones por energía.

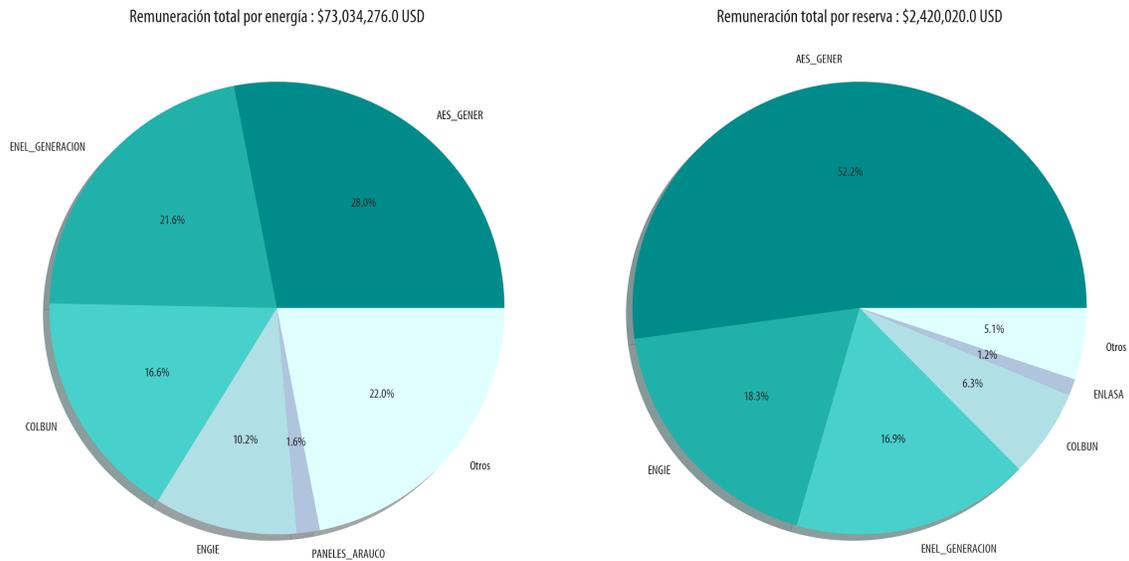


Figura A.84. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Abril del caso con capacidad habilitada con PE90%

### A.2.3 Julio PE90% Capacidad Habilitada

#### Energía

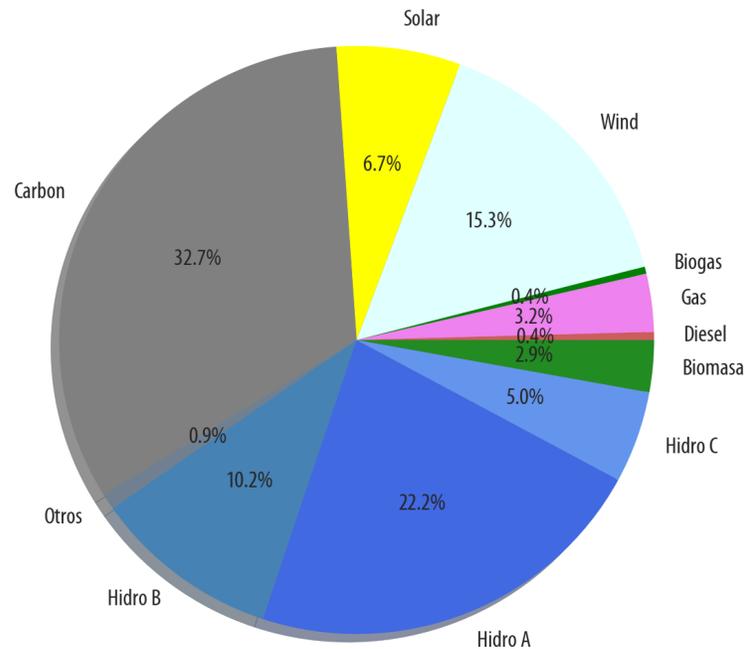


Figura A.85. Mix de generación de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por la generación a carbón (32.7%), hidráulica de embalses y series (22.2%), eólica (15.3%) e hidráulicas de pasada (10.2%).

### CSF-Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en disminución de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF-Down: Norte

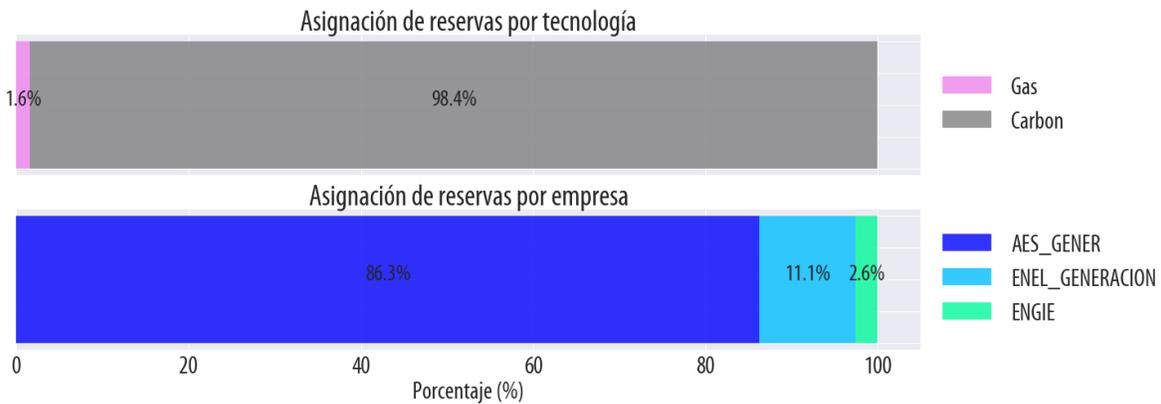


Figura A.86. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte resulta dominada principalmente por generación térmica en base a carbón (98.4%) y de forma marginal por gas (1.6%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte se encuentra concentrada principalmente en AES Gener (86.3%), seguida por Enel Generación (11.1%) y Engie (2.6%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

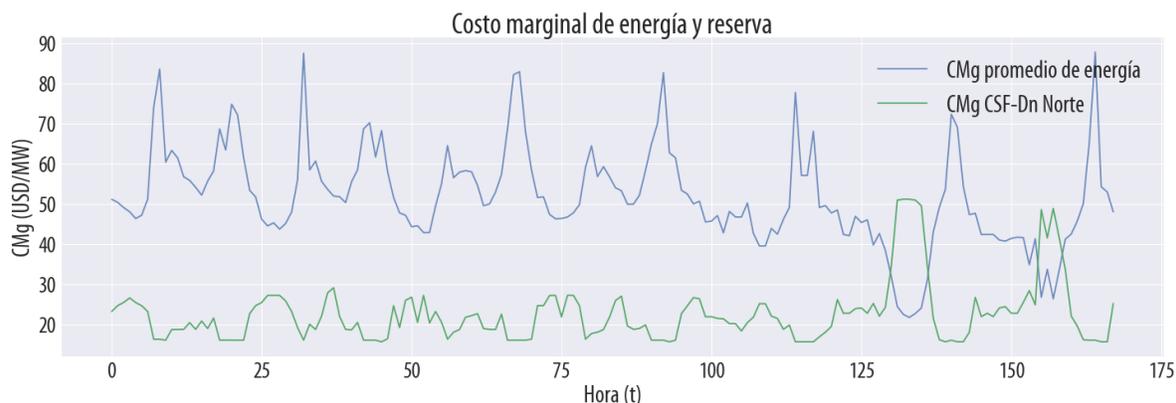


Figura A.87. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CSF-Down: Centro-Sur**

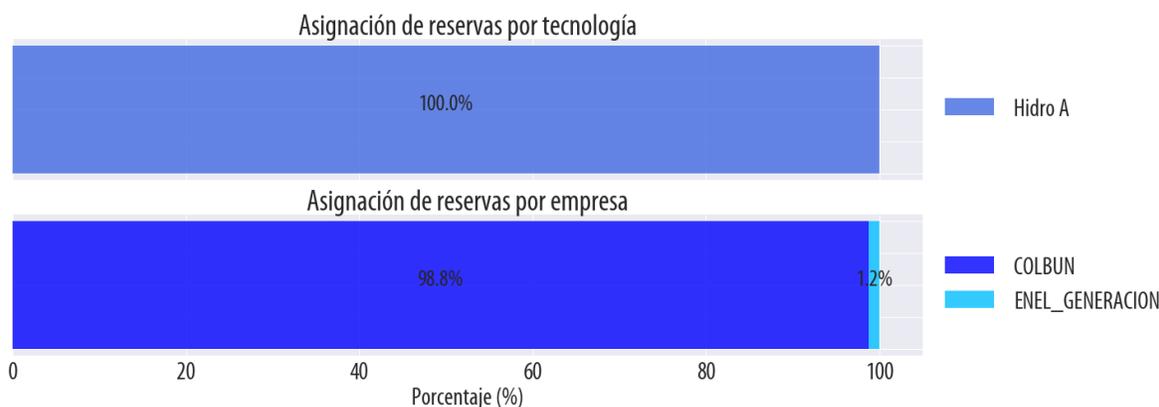


Figura A.88. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur se encuentra concentrada en su totalidad en plantas de generación hidroeléctricas de embalses y series.

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur se concentra principalmente en Colbún (98.8%), con una participación marginal de Enel Generación (1.2%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

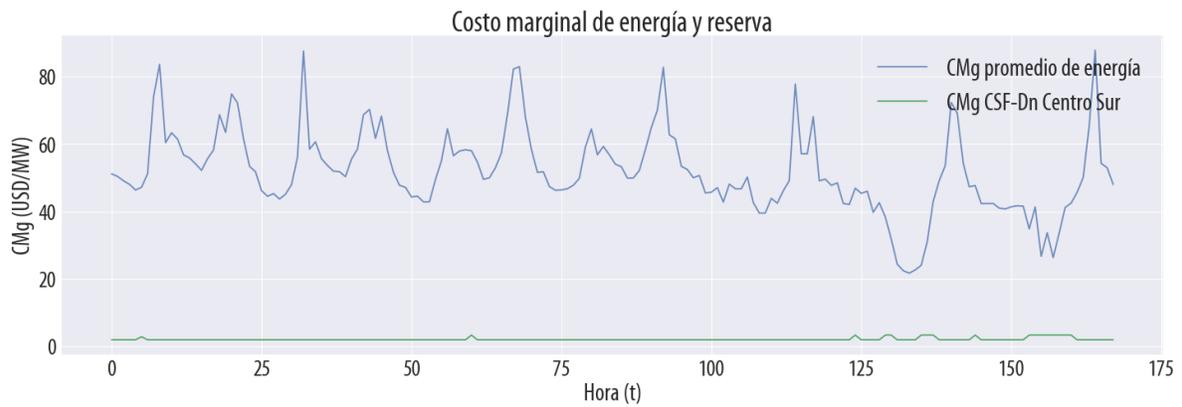


Figura A.89. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

## CSF-Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

### CSF-Up: Norte

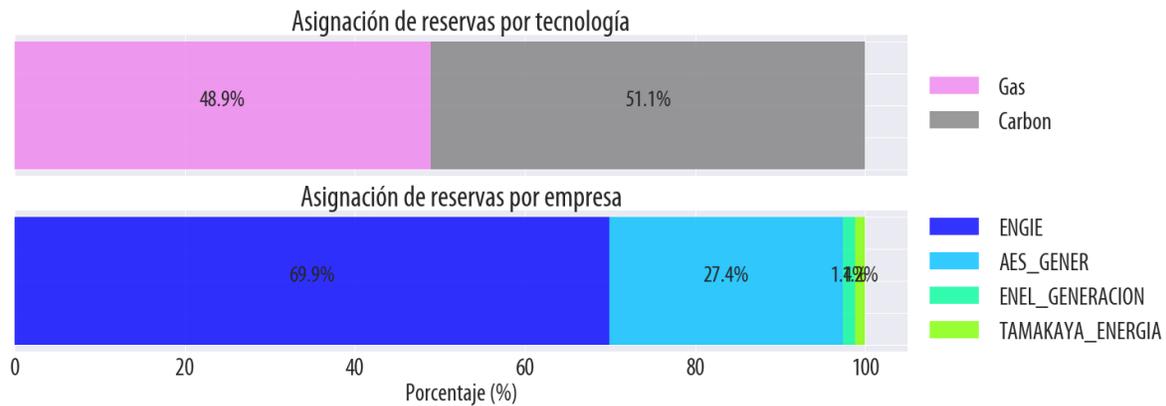


Figura A.90. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por generación térmica en base a carbón (51.1%) y gas (48.9%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte se concentra principalmente en Engie (69.9%), seguida por AES Gener (27.4%), Enel Generación y Tamakaya Energía, con participaciones menores a 5%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

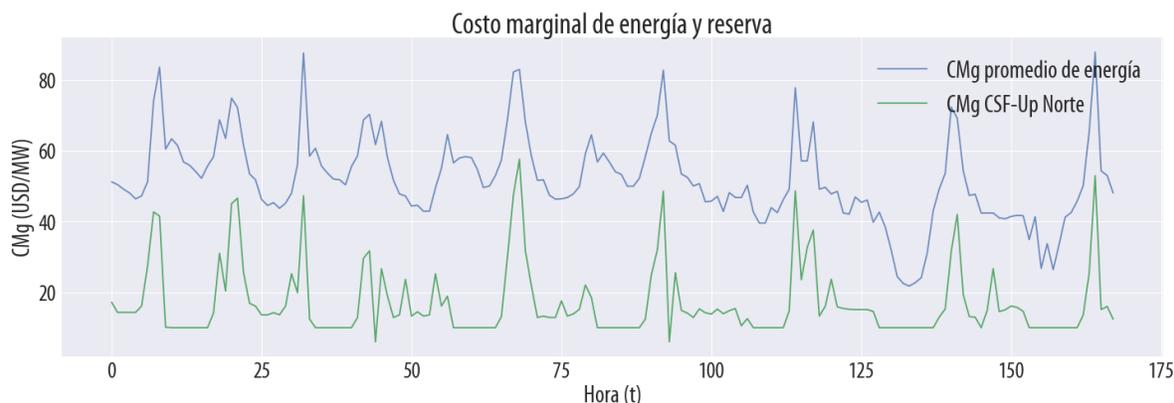


Figura A.91. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

### CSF-Up: Centro-Sur

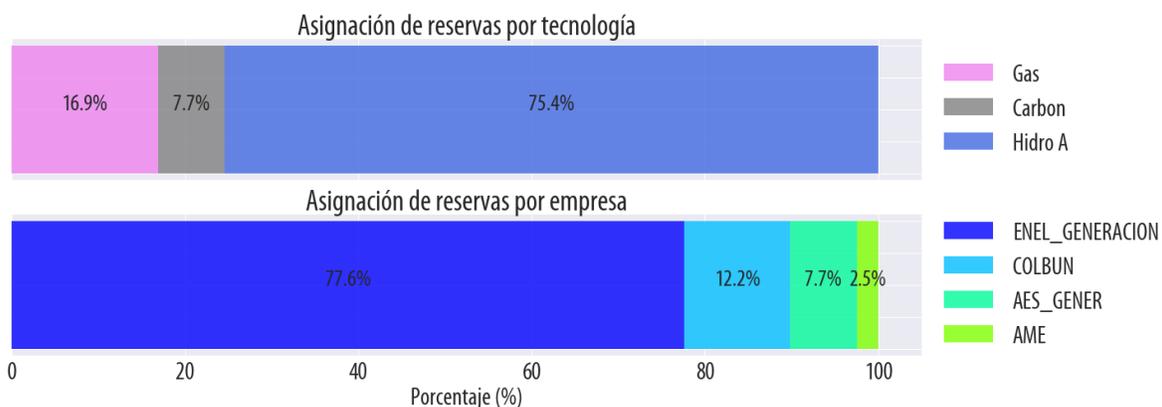


Figura A.92. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por generación hidráulica de embalses y series (75.4%), seguida por generación térmica en base a gas (16.9%) y carbón (7.7%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur se concentra principalmente en Enel Generación (77.6%), seguida por participaciones menores de Colbún (12.2%), AES Gener (7.7%) y AME (2.5%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

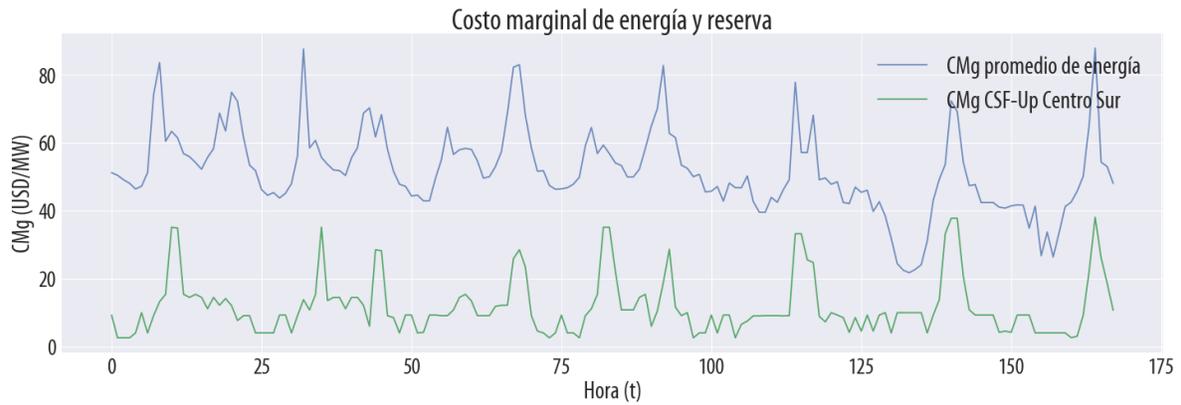


Figura A.93. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

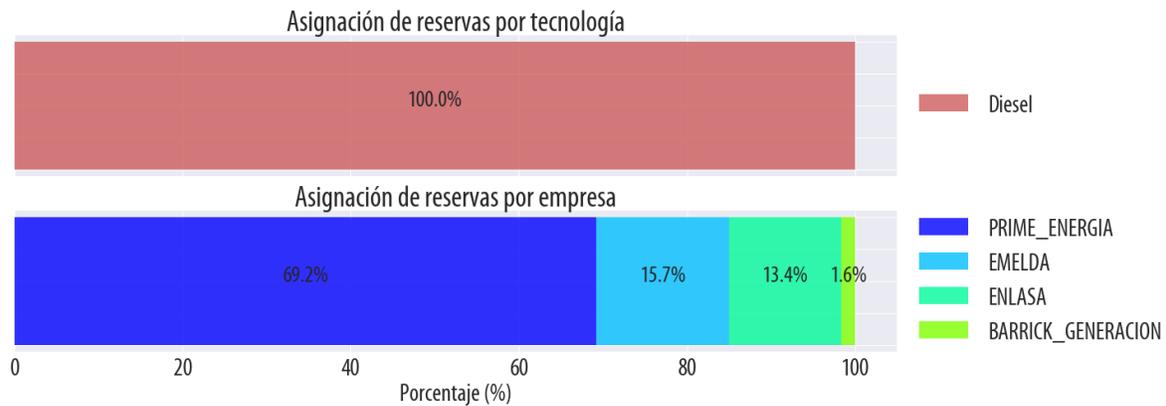


Figura A.94. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta dominada en su totalidad por generación diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte se divide entre Prime Energía (69.2%), seguida por participaciones menores de Emelda (15.7%), Enlasa (13.4%) y Barrick Generación (1.6%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.



Figura A.95. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CTF: Centro-Sur**

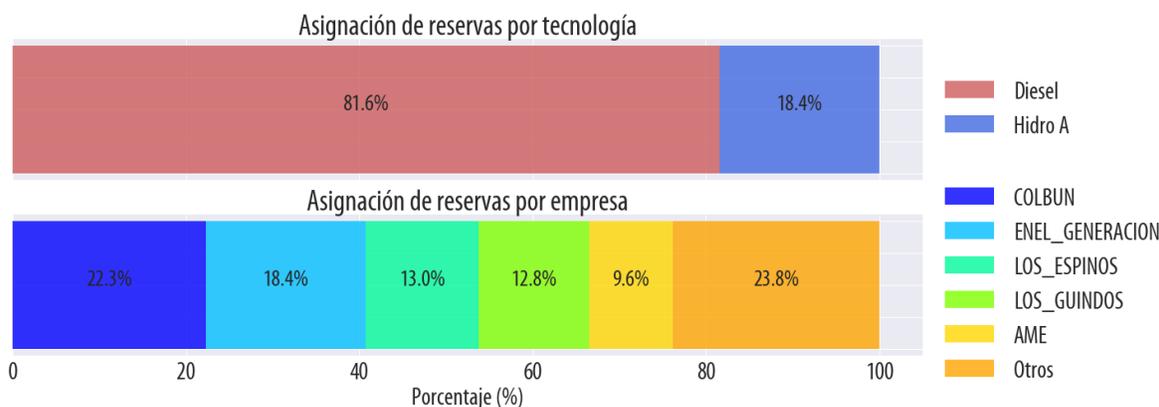


Figura A.96. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada principalmente por generación diésel (81.6%) y en menor medida por centrales hidráulicas de embalse y series (18.4%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur se divide entre Colbún (22.3%), Enel Generación (18.4%), Los Espinos (13.0%), Los Guindos (12.8%) y AME (9.6%), entre otras.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN.

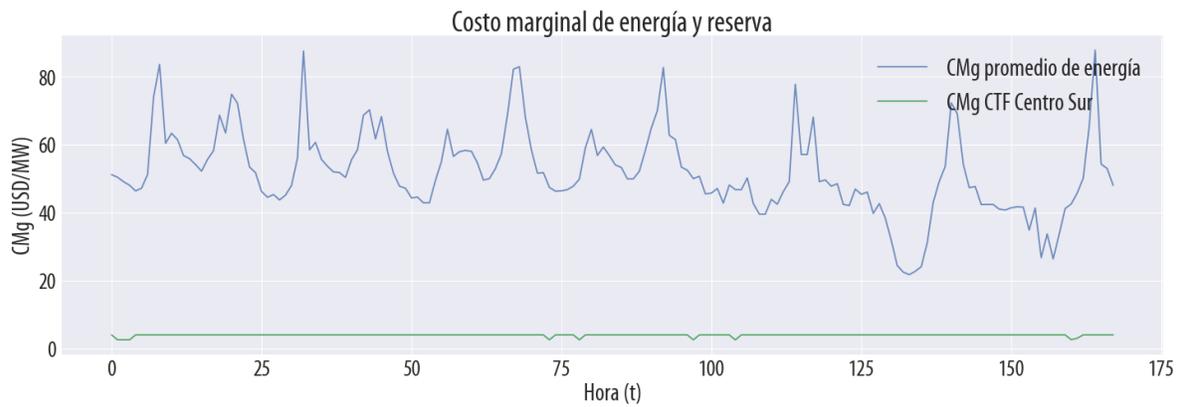


Figura A.97. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de Pay as Clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de Pay as Bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.3% de las remuneraciones por energía.

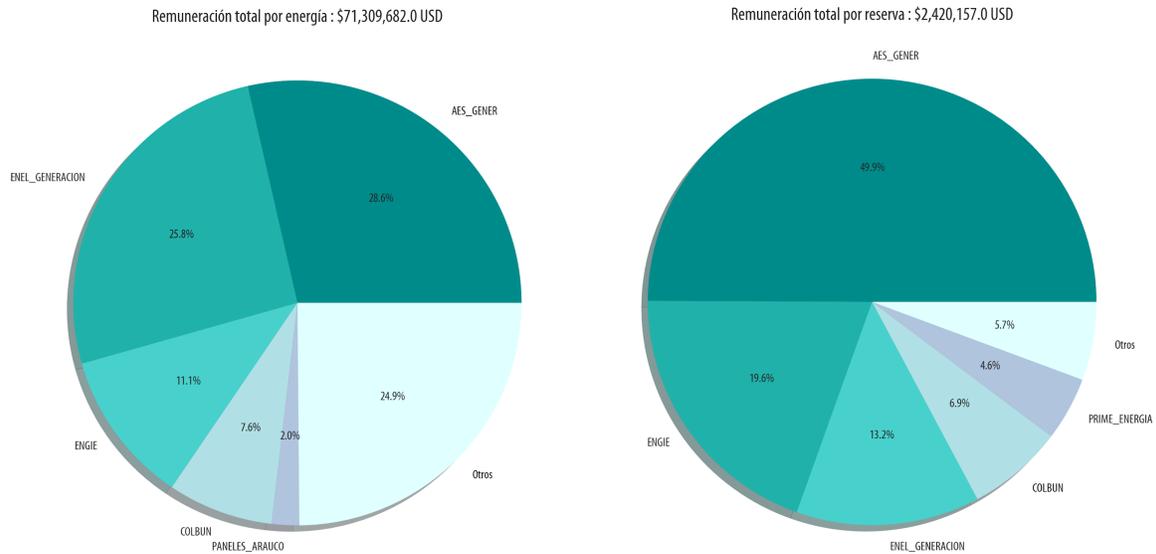


Figura A.98. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Julio del caso con capacidad habilitada con PE90%

**A.2.4 Octubre PE90% Capacidad Habilitada**

**Energía**

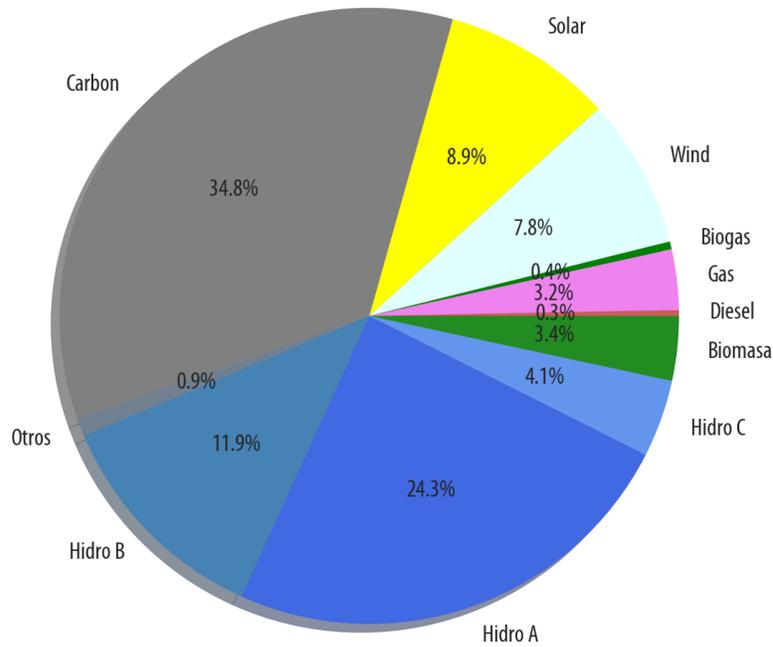


Figura A.99. Mix de generación de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90%

A nivel de tecnologías, la generación de energía resulta dominada por generación en base a carbón (34.8%), hidráulicas de embalse y series (24.3%), hidráulicas de pasada (11.9%) y renovable solar (8.9%).

### CSF-Down

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en disminución de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

#### CSF-Down: Norte

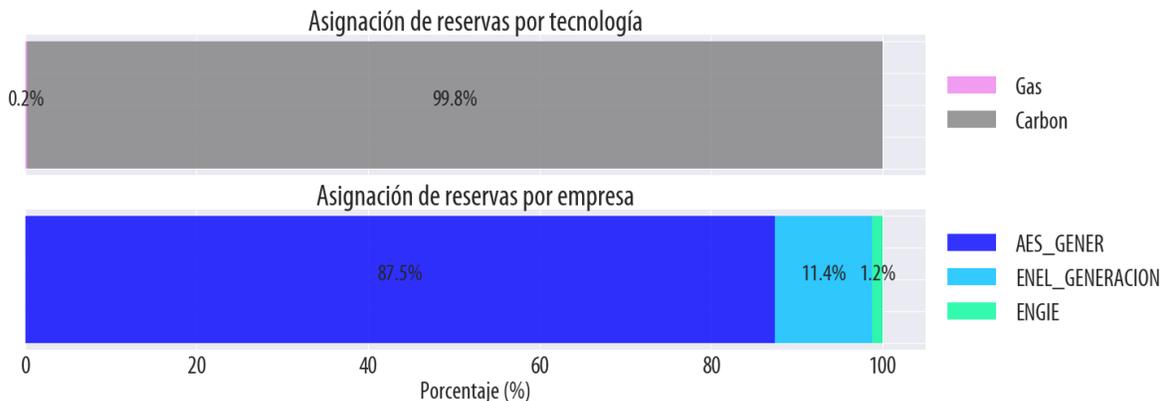


Figura A.100. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Norte proviene principalmente de unidades de generación en base a carbón.

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Norte se relaciona principalmente con AES Gener (87.5%), con participaciones menores de Enel Generación (11.4%) y Engie (1.2%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Al igual que en casos anteriores, es posible apreciar subidas del costo marginal de reserva y bajadas en el costo marginal de energía durante las horas de sol, donde el CSF-Down se vuelve más crítico en el norte. Lo anterior, se acentúa para el sexto día de la simulación, donde bajan los costos marginales de energía y el costo marginal de CSF-Down experimenta una gran alza, superando al costo de energía.

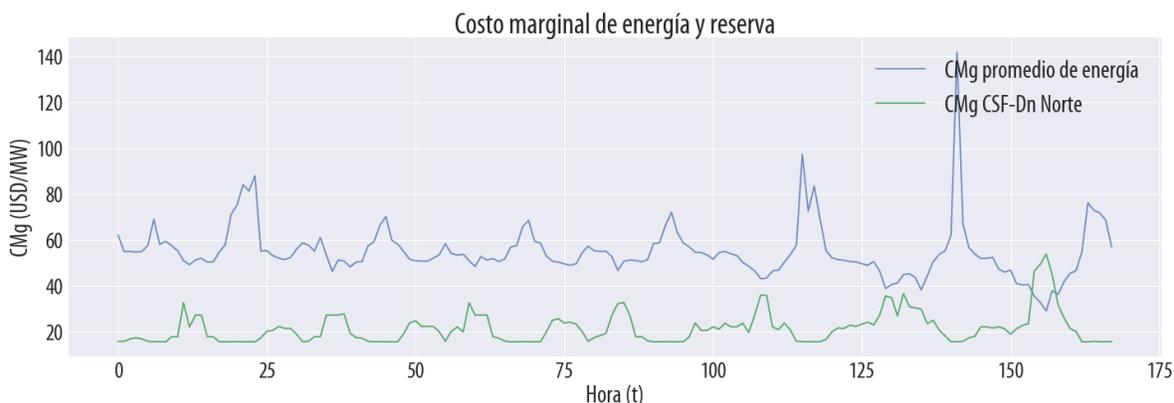


Figura A.101. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CSF-Down: Centro-Sur**

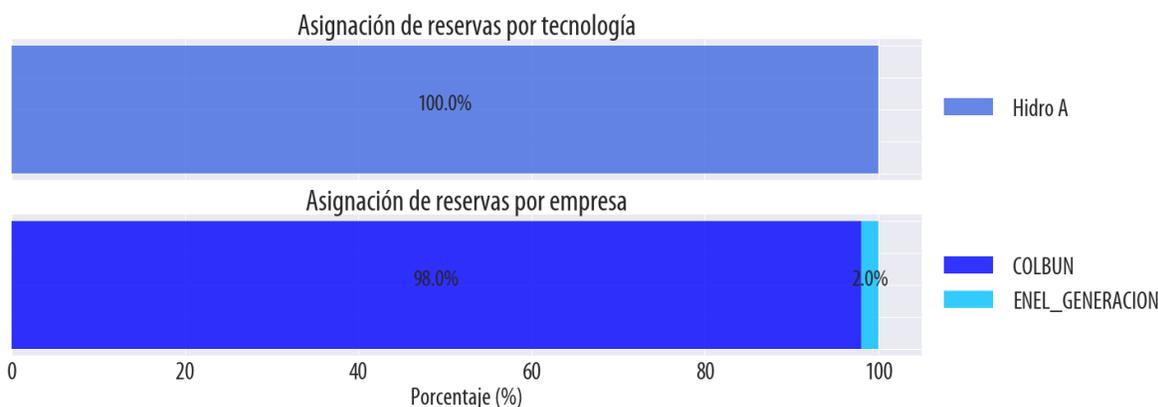


Figura A.102. Asignación de reservas CSF-Down por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur se debe por completo a centrales hidráulicas de embalse y series.

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Down en la zona Centro-Sur se relaciona principalmente a Colbún (98.0%), con una participación marginal de Enel Generación (2.0%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. En general se puede apreciar un valor estable en \$2/MW, correspondiente al costo de entregar este servicio por parte de tecnologías hidro. Además, existen pequeñas

perturbaciones en torno a este valor, correspondiente a unidades de la misma tecnología pero que ofertan más caro debido a su pivotalidad.



Figura A.103. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Down para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

## CSF-Up

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control secundario de frecuencia en aumento de carga, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

### CSF-Up: Norte

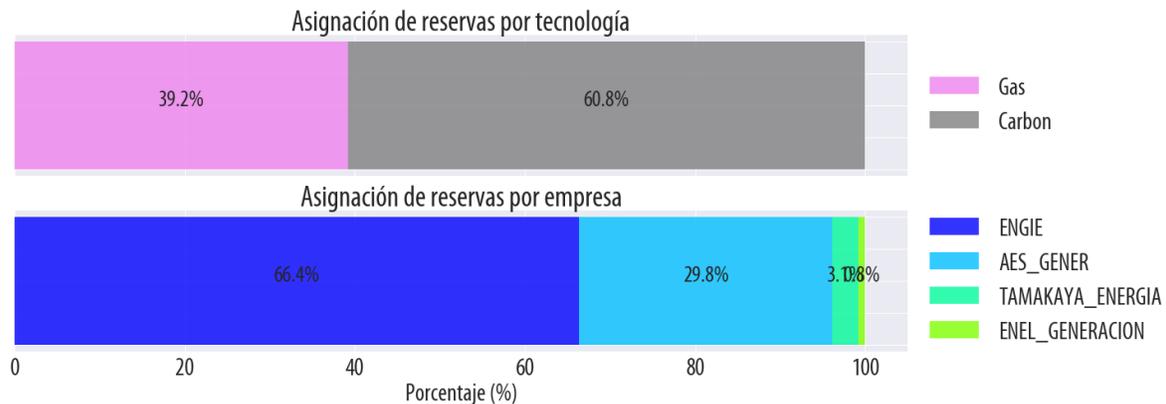


Figura A.104. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Norte resulta dominada por la generación térmica en base a carbón (60.8%) y gas (39.2%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Norte se concentra principalmente en Engie (66.4%), seguida por AES Gener (29.8%), Tamakaya Energía y Enel Generación, ambas con porcentajes de participación menores a 5.0%.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible apreciar que los *peaks* en el costo marginal de reserva coinciden de forma relativa con los *peaks* en el costo marginal promedio de energía, alcanzando valores muy similares durante el quinto y sexto día de simulación, ya que, debido a una menor oferta del servicio, entregar este tipo de reserva impacta directamente en el mercado de energía.

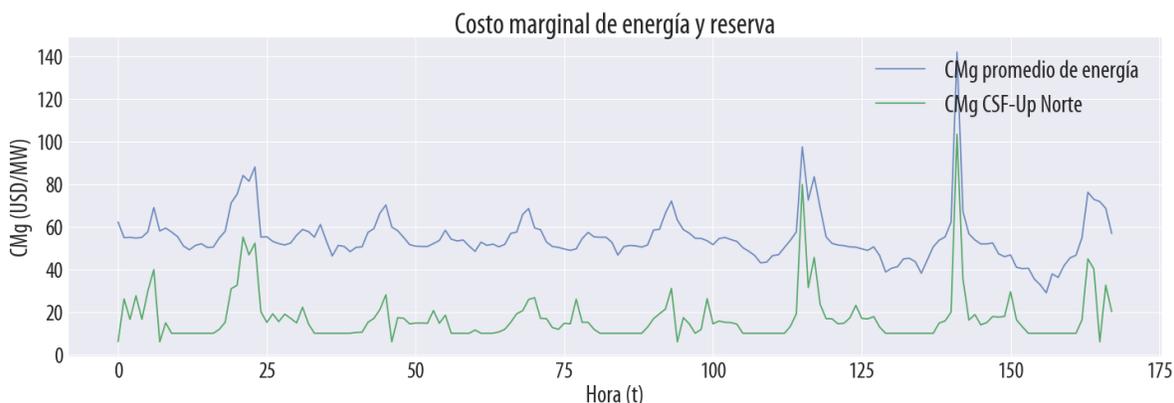


Figura A.105. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

### CSF-Up: Centro-Sur

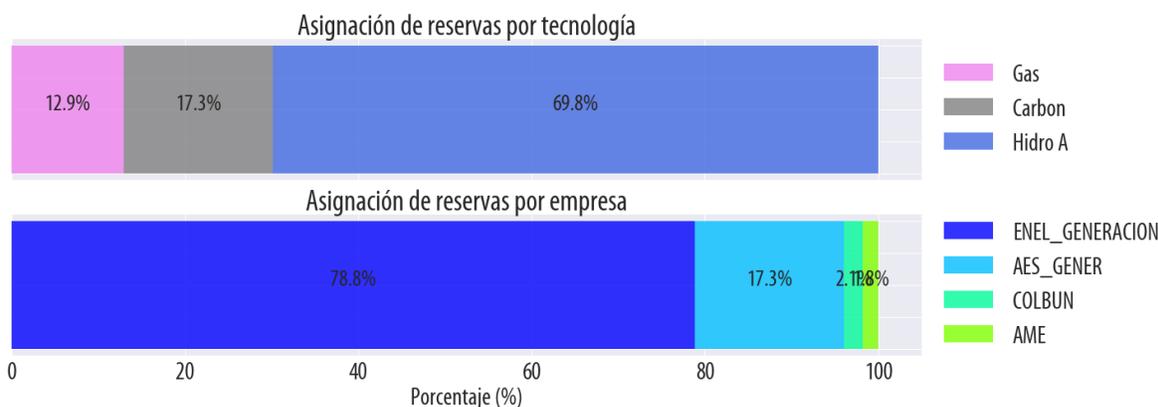


Figura A.106. Asignación de reservas CSF-Up por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur resulta dominada por la generación hidráulica de embalses y series (69.8%), seguida por la generación térmica en base a carbón (17.3%) y gas (12.9%).

A nivel de empresas, la provisión de CSF-Up en la zona Centro-Sur se concentra principalmente en Enel Generación (78.8%), seguida por AES Gener (17.3%), Colbún y AME, con porcentajes menores a 5.0%

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Al igual que en la zona Norte, se aprecia que que los *peaks* en el costo marginal

de reserva coinciden de forma relativa con los *peaks* en el costo marginal promedio de energía. Sin embargo, los *peaks* en este caso son relativamente menores a los observados en la zona Norte.

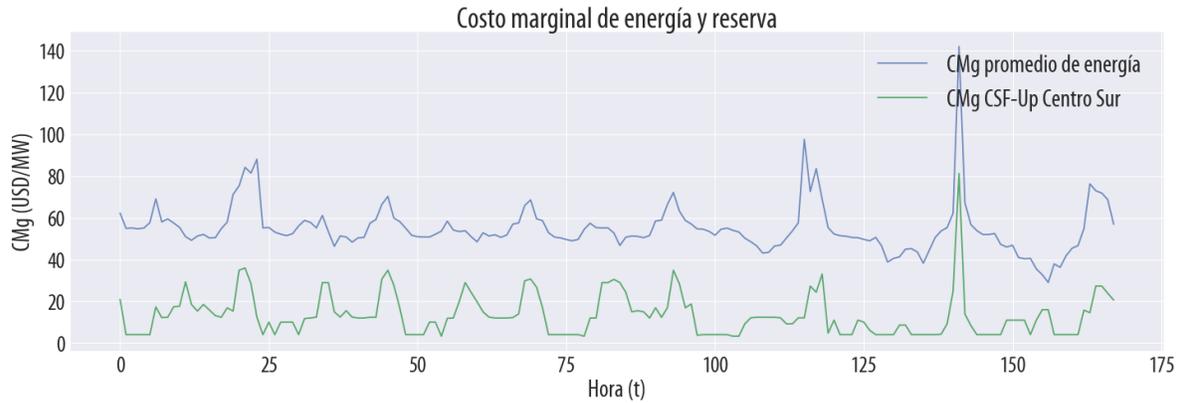


Figura A.107. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CSF-Up para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

**CTF**

Se revisan a continuación los aspectos relevantes de la simulación para el control terciario de frecuencia, para las dos zonas con requerimientos independientes definidas por el Coordinador.

**CTF: Norte**

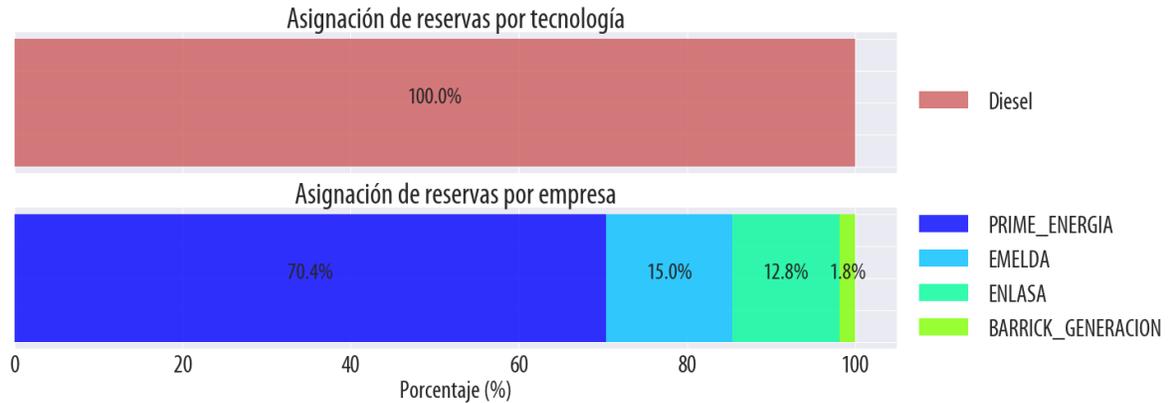


Figura A.108. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Norte resulta dominada en su totalidad por generación diésel.

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Norte se concentra principalmente en Prime Energía (70.4%), seguida por Emelda (15.0%), Enlasa (12.8%) y Barrick Generación (1.8%).

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. Es posible observar que durante todo el período de simulación el valor se mantiene estable en el costo directo de entregar este servicio por parte de las centrales a diésel.

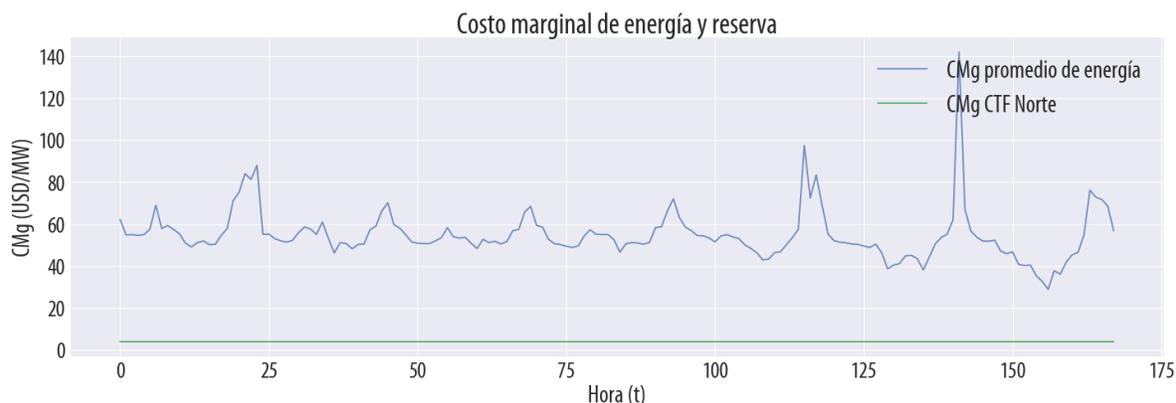


Figura A.109. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Norte

**CTF: Centro-Sur**

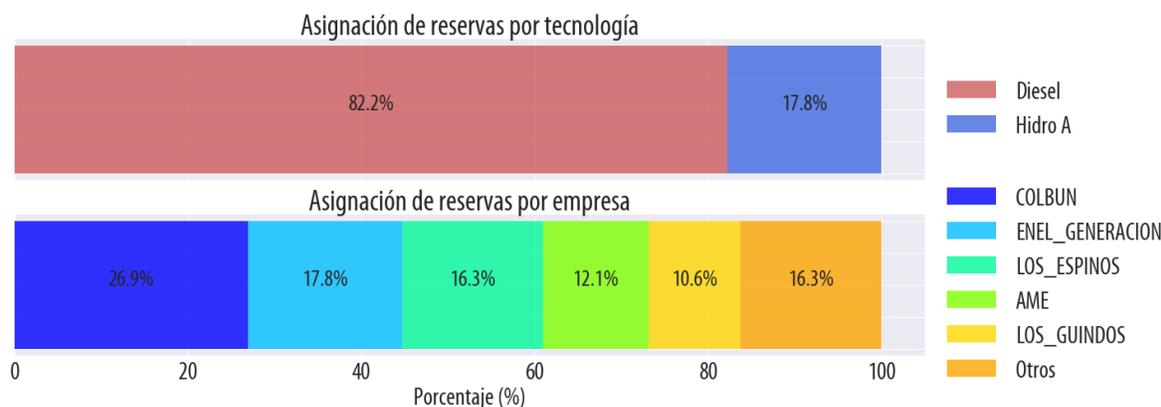


Figura A.110. Asignación de reservas CTF por tecnología (arriba) y por empresa (abajo) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

A nivel de tecnologías, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur resulta dominada por generación diésel (82.2%) e hidráulica de embalses y series (17.8%).

A nivel de empresas, la provisión de CTF en la zona Centro-Sur se divide entre Colbún (26.9%), Enel Generación (17.8%), Los Espinos (16.3%), AME (12.1%), y Los Guindos (10.6%), entre otras.

Se presenta además el costo marginal de reserva comparado al costo marginal promedio de energía en el SEN. En general se observa que el valor del costo marginal de reserva se mantiene estable en el costo de entregar este servicio por parte de las centrales a diésel. De todas formas,

existen momentos en que este baja a \$2/MW correspondiente al costo de las centrales de embalse, lo que indica una mayor disponibilidad del servicio durante esas horas de simulación.

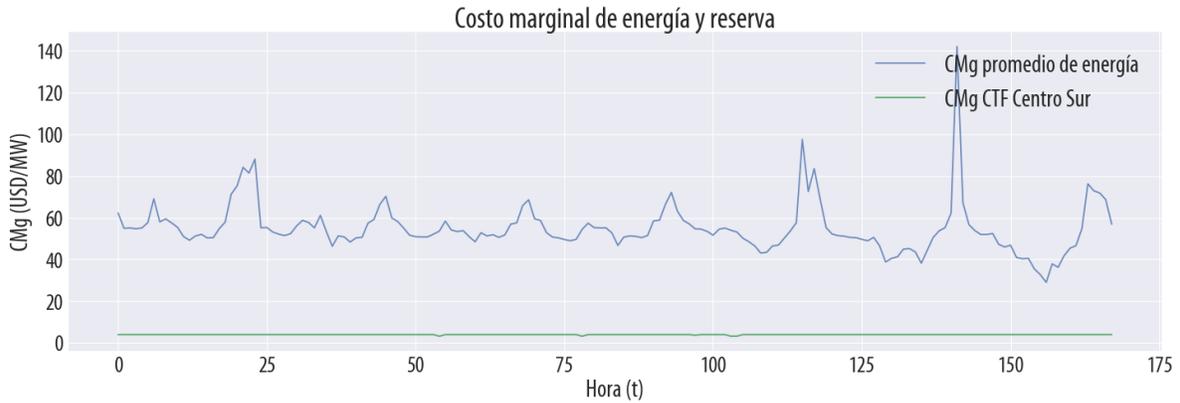


Figura A.111. Costos marginales de energía y de provisión de reserva CTF para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90% en la zona Centro-Sur

### Remuneraciones

Se presentan finalmente las remuneraciones estimadas por energía, utilizando el mecanismo de Pay as Clear, y las remuneraciones por reserva, utilizando el mecanismo de Pay as Bid. Es posible observar que, para esta simulación, las remuneraciones por reserva constituyen aproximadamente un 3.2% de las remuneraciones por energía.

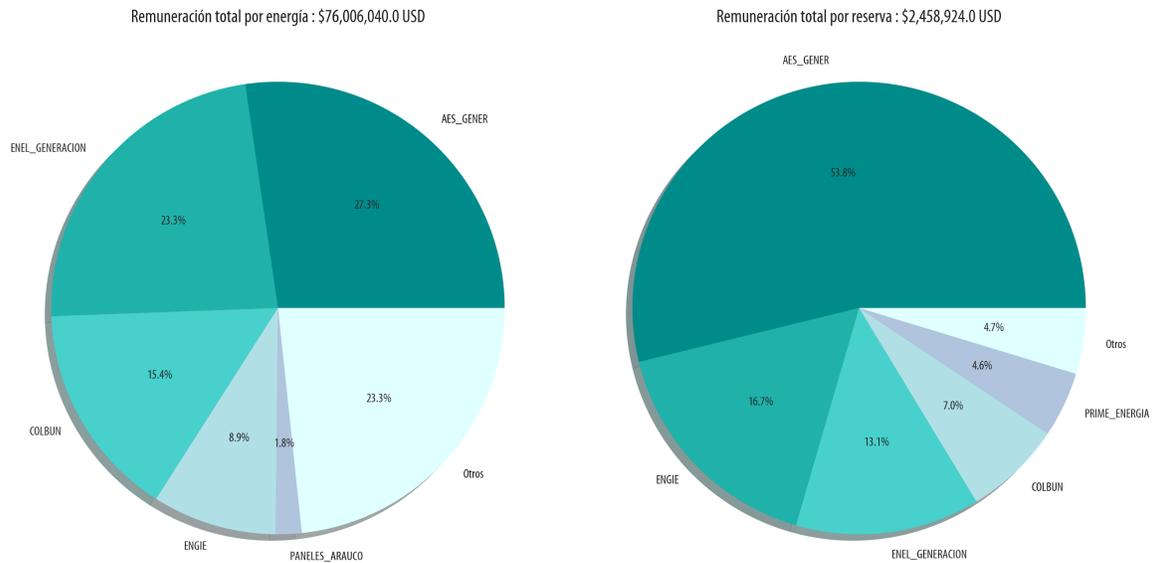


Figura A.112. Remuneraciones totales por energía (izquierda) y por reserva (derecha) para el mes de Octubre del caso con capacidad habilitada con PE90%

## Anexo B

### B.1 Ejercicios de Validación del Modelo

#### Gestión de Embalses

Se realizó una comparación para las semanas base a modo de evaluar el supuesto realizado respecto a la gestión de embalses. Se encontró un uso relativamente distinto de los embalses de acuerdo a cada semana representativa, sin embargo, las observaciones generales se mantienen sobre el mercado de reserva con el supuesto: la alta concentración en un reducido número de empresas (3 o 4), especialmente para el CSF, sin cambios significativos en las asignaciones de reserva a nivel de compañía. En CTF se encuentran soluciones bastante distintas, sin embargo esto es esperable debido a la curva de oferta plana en base a la cual se simula este servicio.

#### Impacto en costo marginal

En base a los supuestos, es posible observar dos impactos sobre los costos marginales de las simulaciones:

- En primer lugar, para los embalses pequeños, la inclusión de la capacidad de gestionar agua otorga flexibilidad al problema, lo que provoca una suavización de los *peaks* en costos marginales.
- Por otro lado, para embalses grandes, la inclusión de restricciones de cota restringe el problema, lo que puede devenir en un aumento de costos marginales.

Se presenta a modo de ejemplo los costos marginales promedio de energía para las simulaciones de predespacho para los meses de Enero y Abril. En Enero prima el efecto de los embalses pequeños, suavizando los *peaks* del CMg de energía, mientras que en Abril prima el efecto de las restricciones de cota, observándose un costo más elevado.

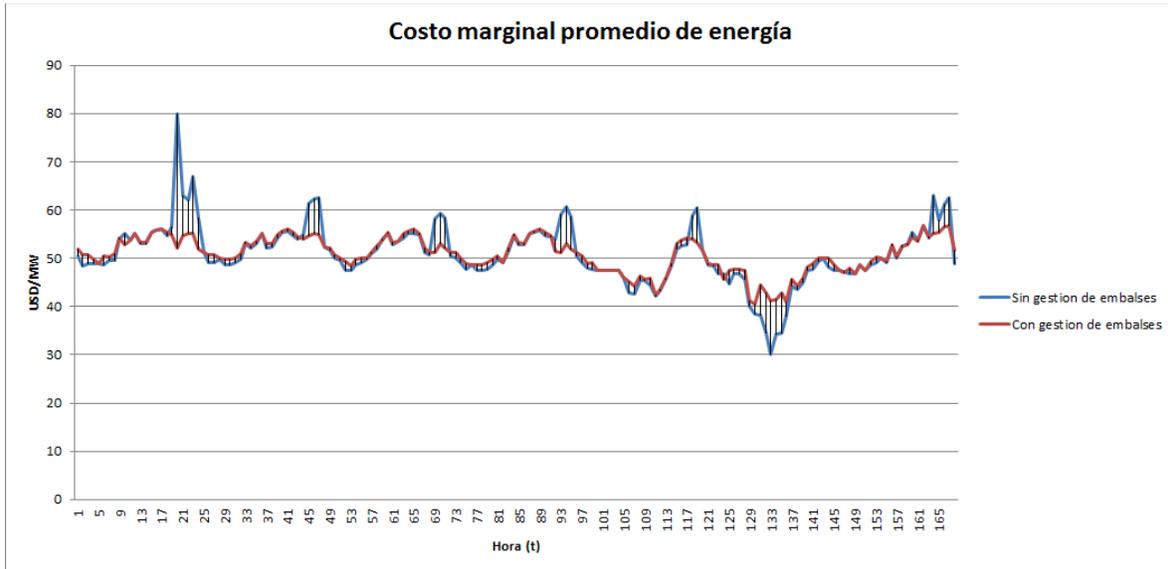


Figura B1. Costo Marginal de energía para mes de Enero

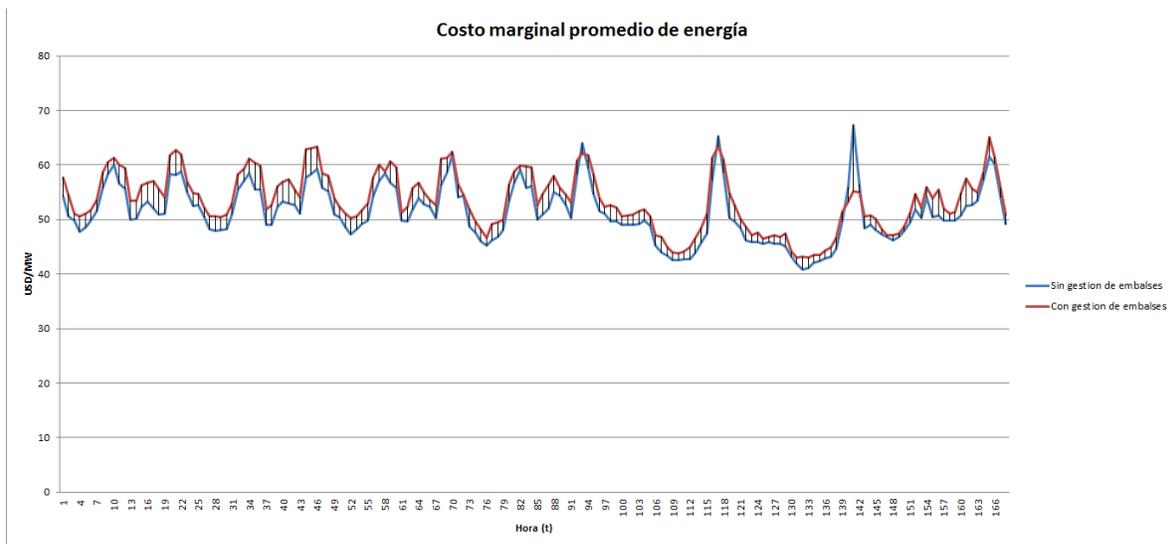


Figura B2. Costo Marginal de energía para mes de Abril

### Asignación de reservas y energía

Se presentan a continuación las asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía, junto con la composición tecnológica para el caso con gestión de embalses comparado al caso base, para el mes de Enero. Los resultados permiten observar que no se observan cambios significativos.

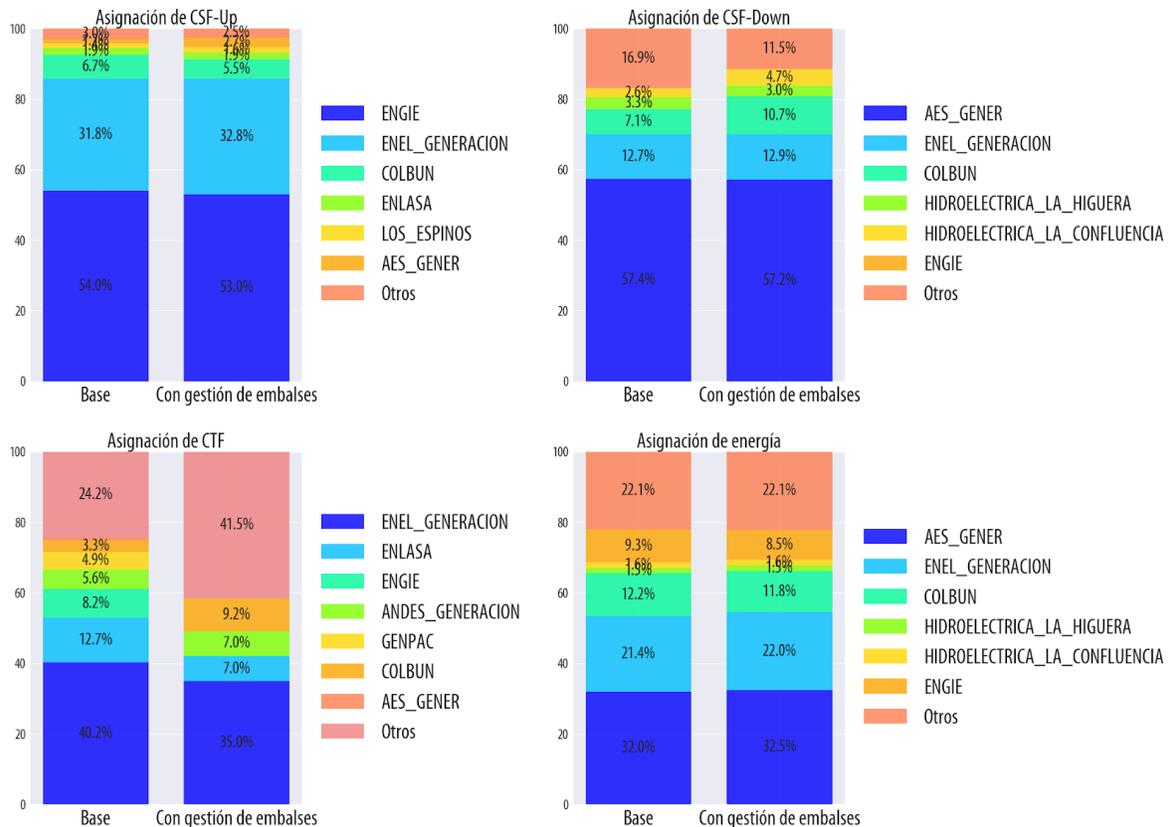


Figura B3. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

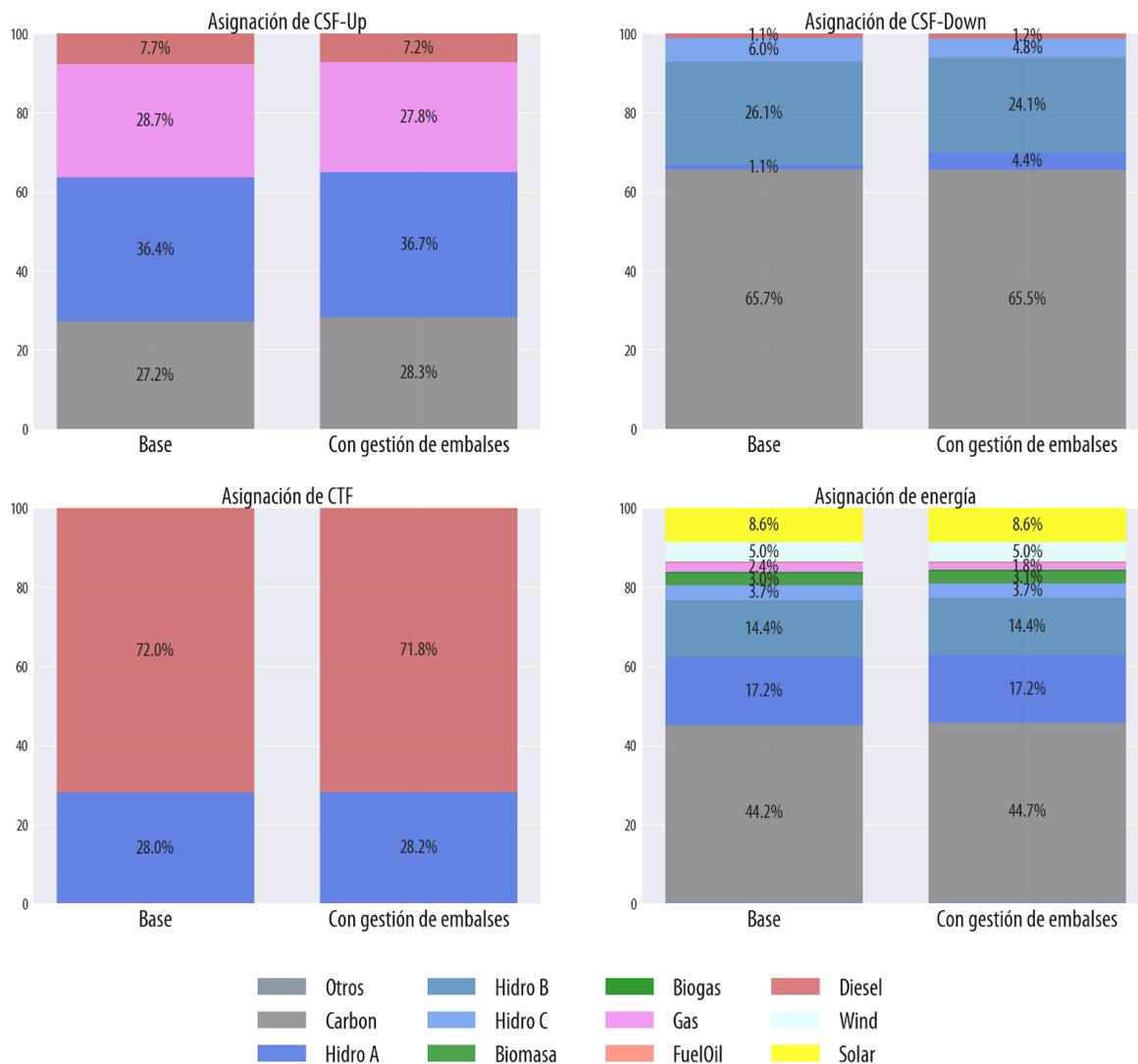


Figura B4. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

### Gap

Se realizó una comparación para las semanas base a modo de evaluar el impacto de la consideración de un gap de 1% para todas las simulaciones, corriendo el predespacho nuevamente con un gap del 0.1%. En términos de asignación de reservas, no se observan diferencias significativas. Se presentan a continuación, a modo de ejemplo, las diferencias porcentuales en asignación de reserva para el mes de Enero considerando el modelo con gap 1% y 0.1%.

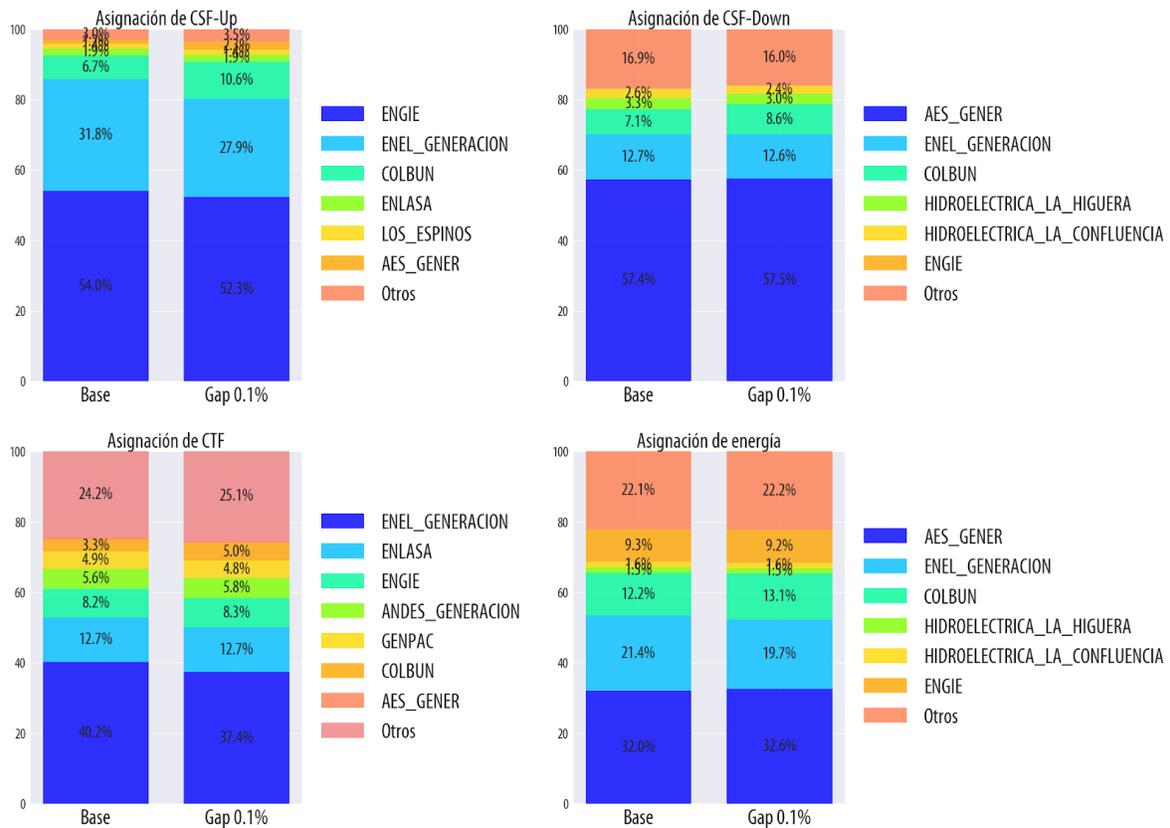


Figura B5. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

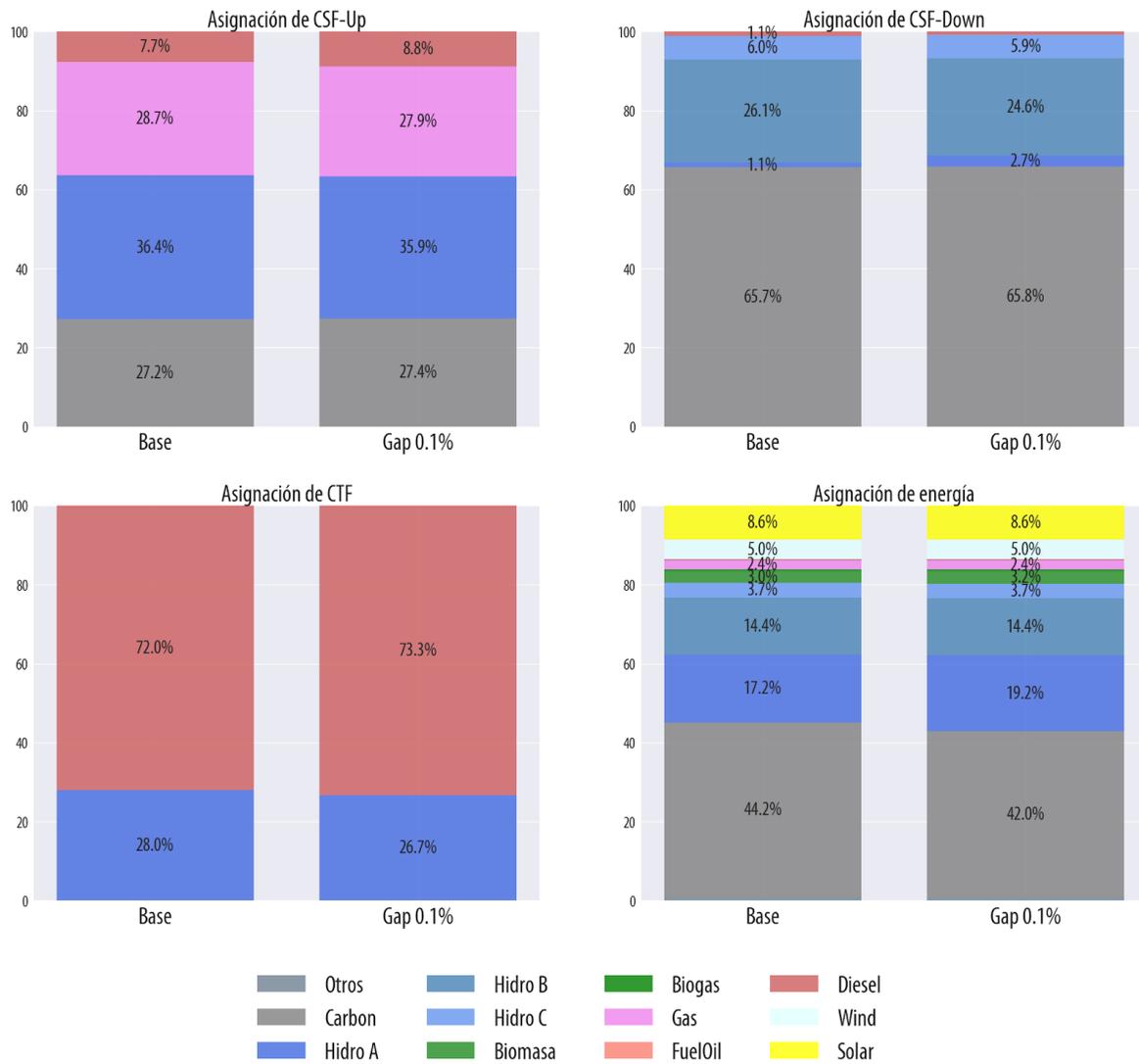


Figura B6. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

## B.2 Sensibilidad al comportamiento colusivo

### CSF-Down

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Down en el mes de Abril, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

### Abril

#### Capacidad Disponible

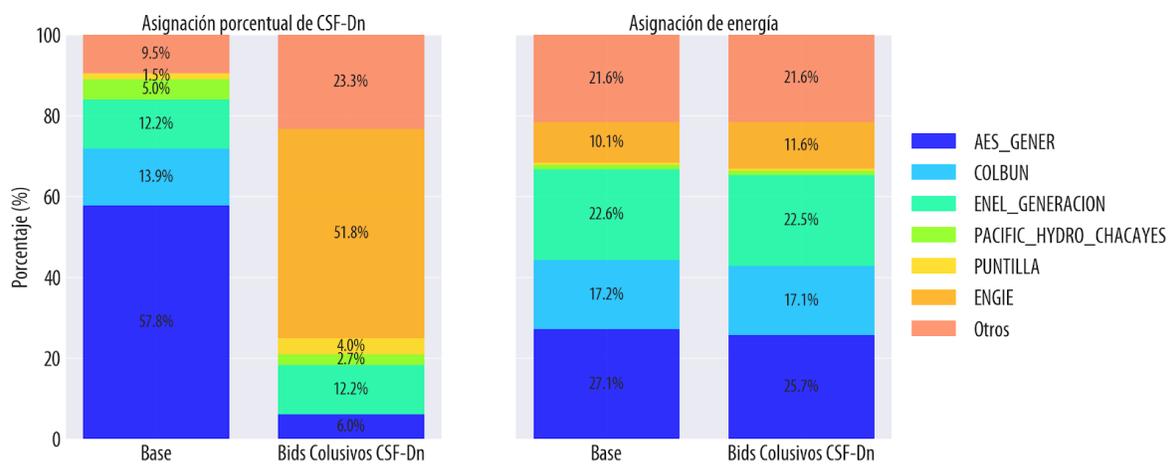


Figura B7. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

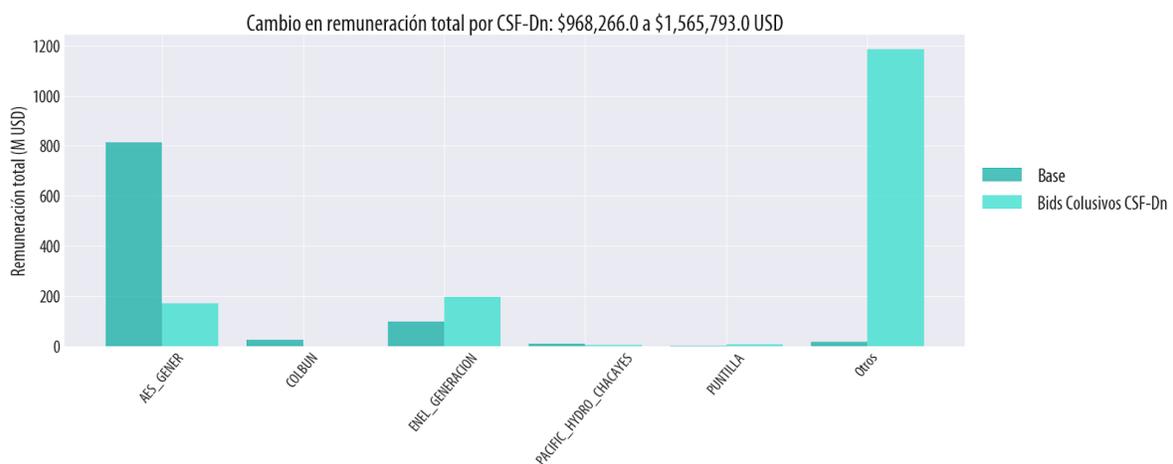


Figura B8. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

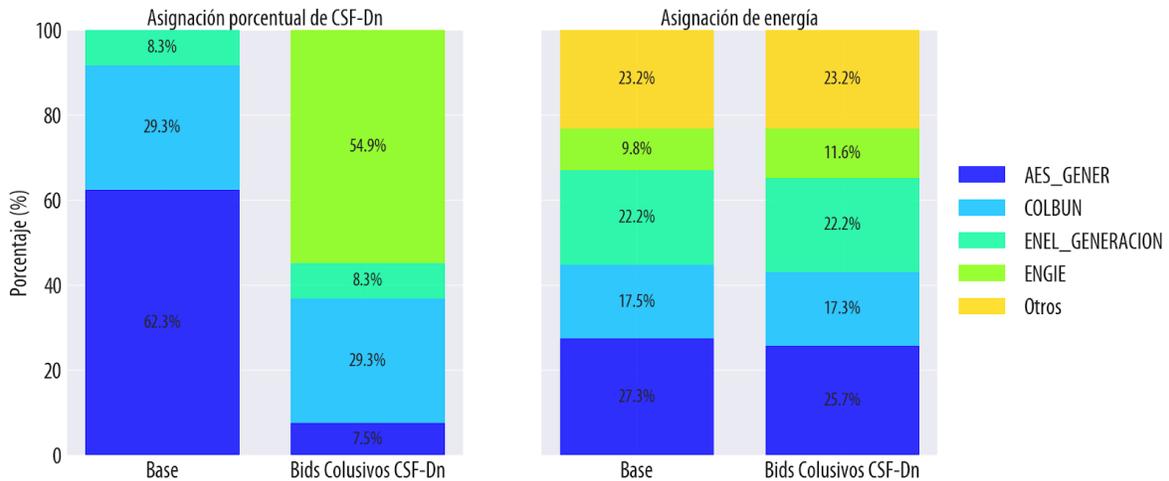


Figura B9. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

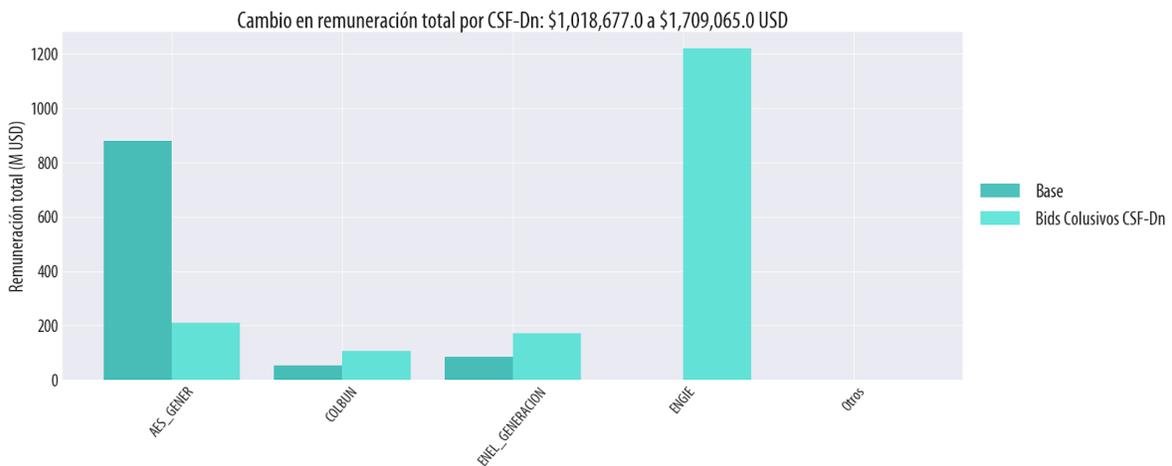


Figura B10. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

**Octubre**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Down en el mes de Octubre, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SCCC.

**Capacidad Disponible**

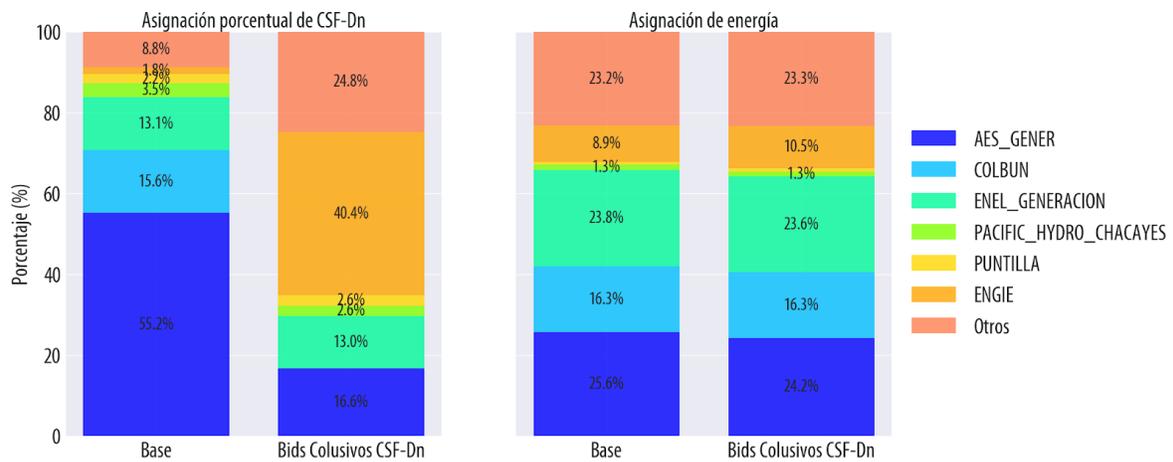


Figura B11. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

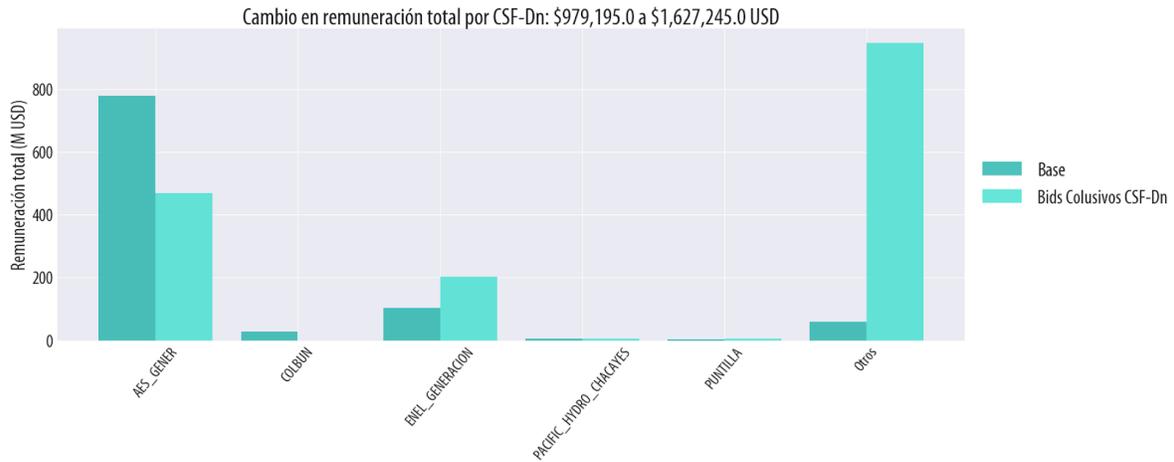


Figura B12. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

### Capacidad Habilitada

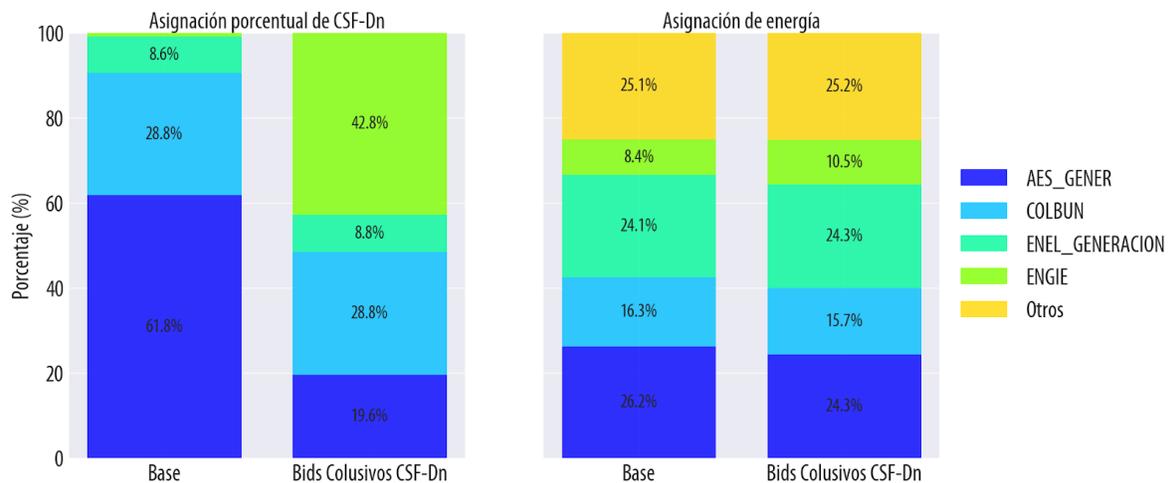


Figura B13. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

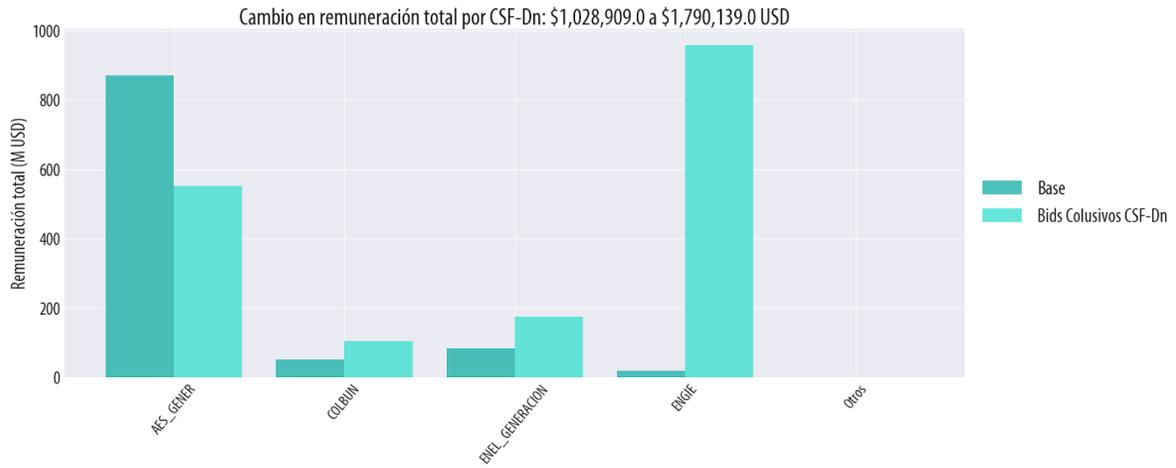


Figura B14. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

**CSF-Up**

**Abril**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Up en el mes de Abril, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

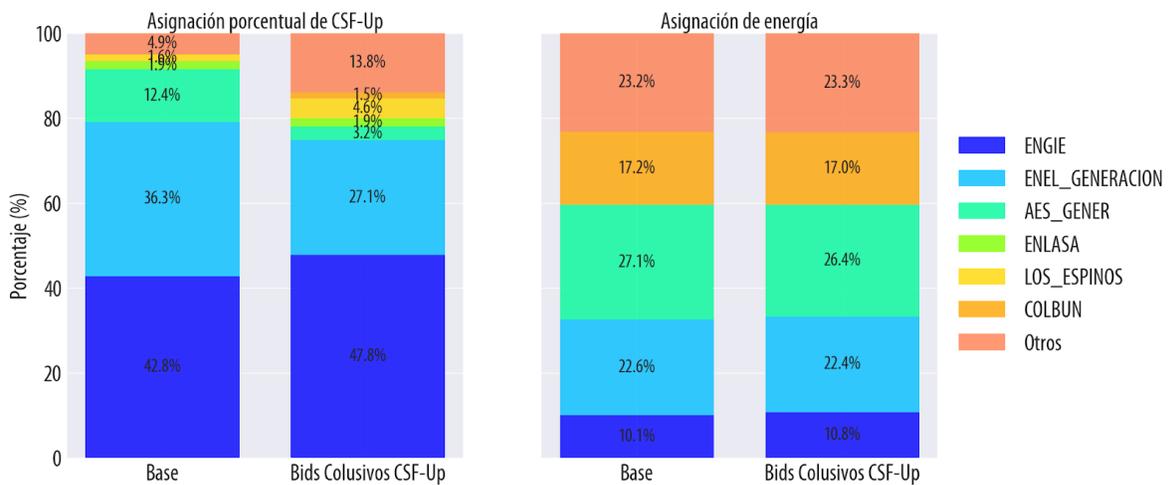


Figura B15. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

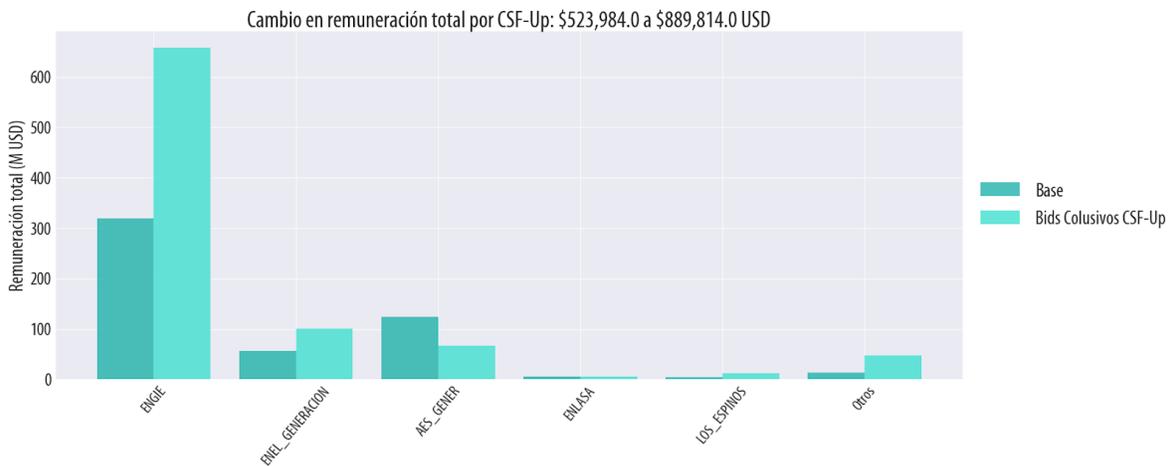


Figura B16. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

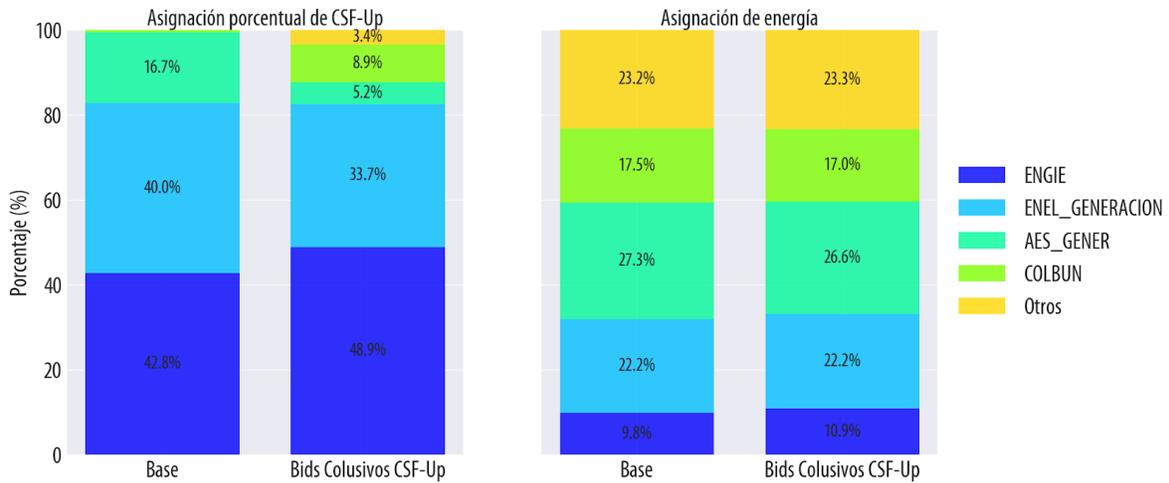


Figura B17. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

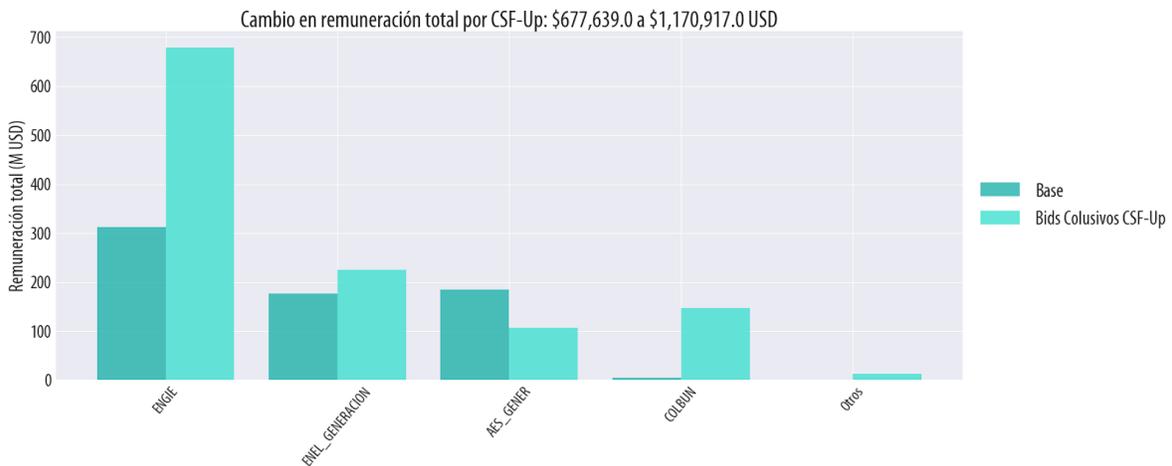


Figura B18. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Octubre

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CSF-Up en el mes de Octubre, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

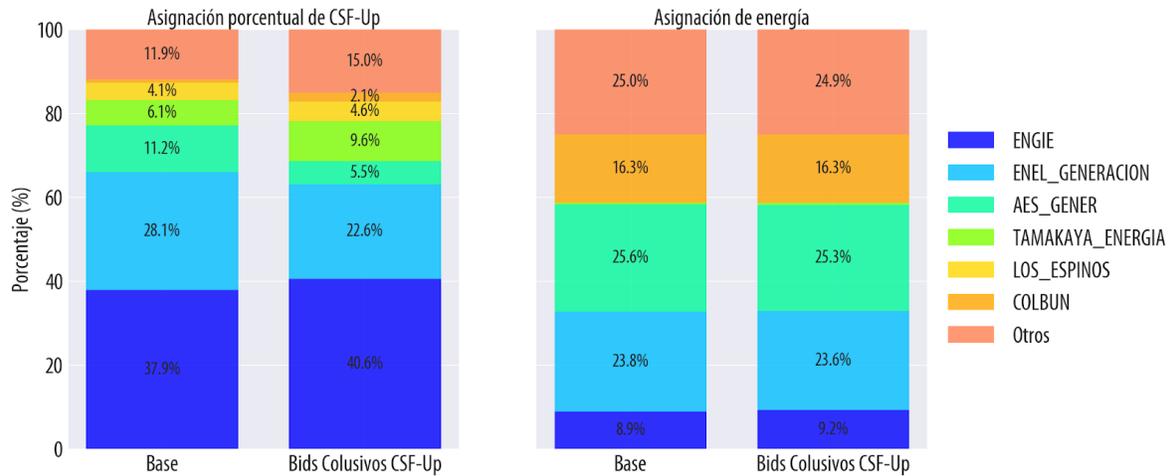


Figura B19. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

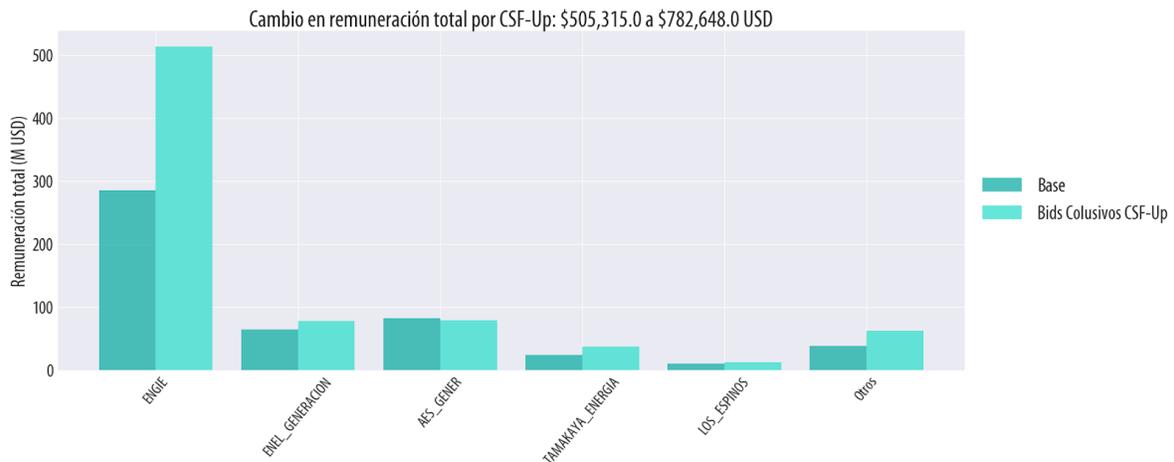


Figura B20. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

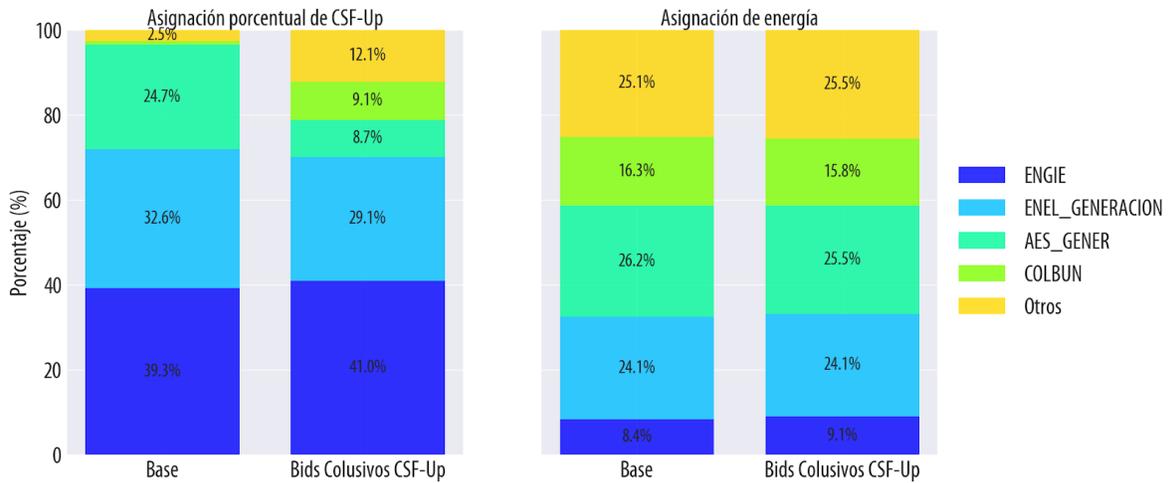


Figura B21. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

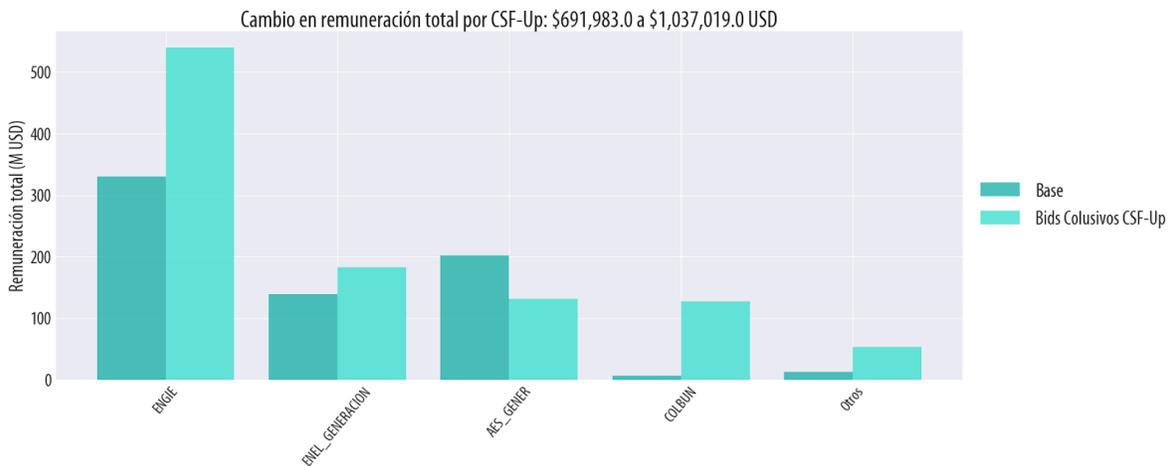


Figura B22. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

**CTF**

**Abril**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF en el mes de Abril, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

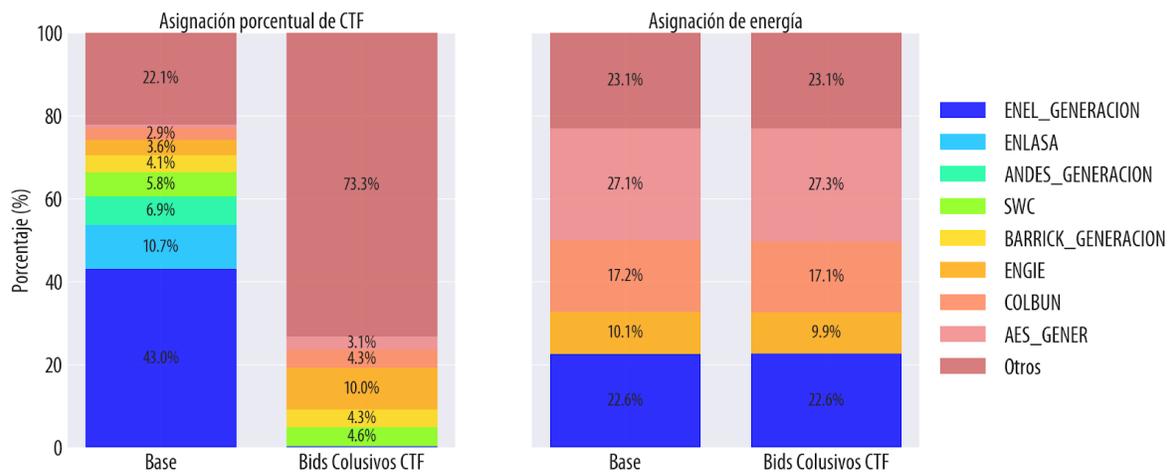


Figura B23. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

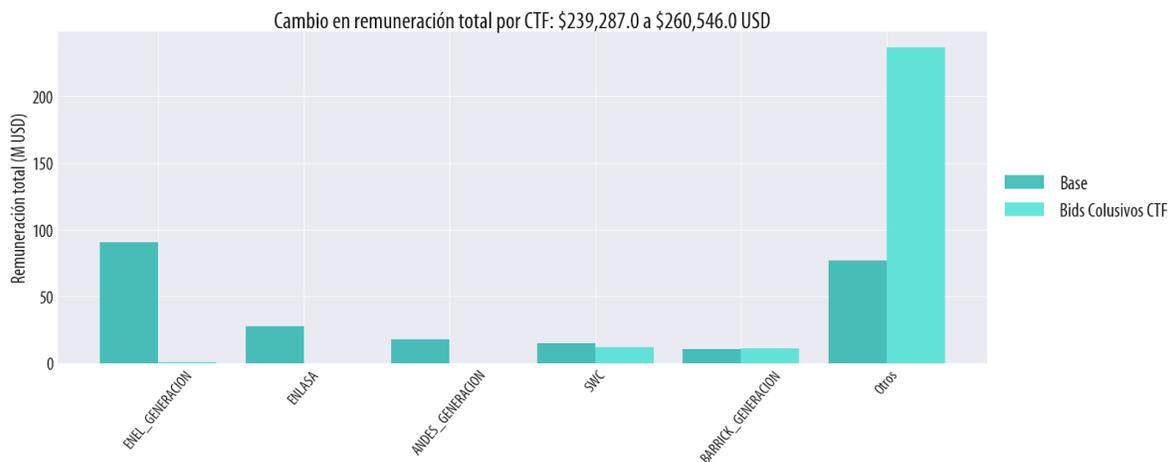


Figura B24. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

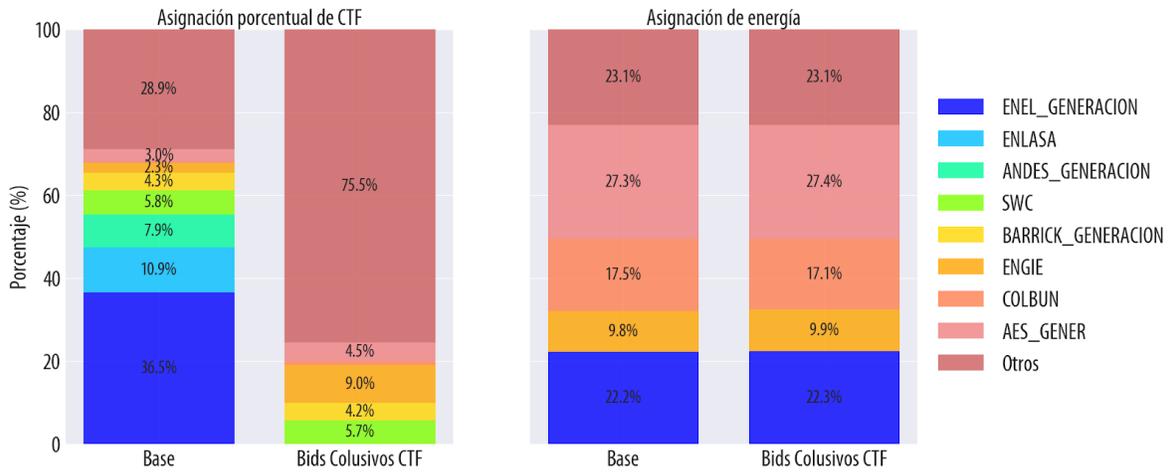


Figura B25. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

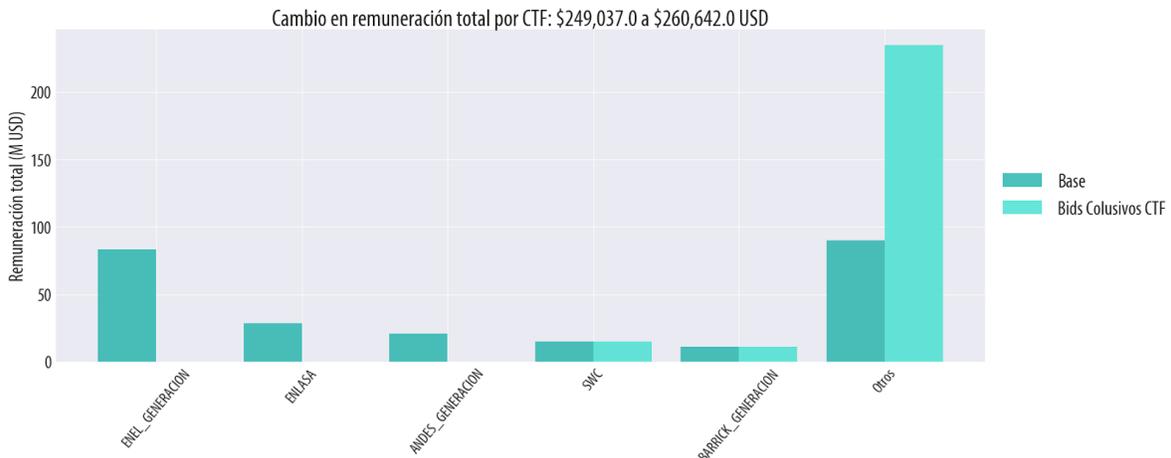


Figura B26. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Octubre

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de las principales 3 empresas para CTF en el mes de Octubre, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

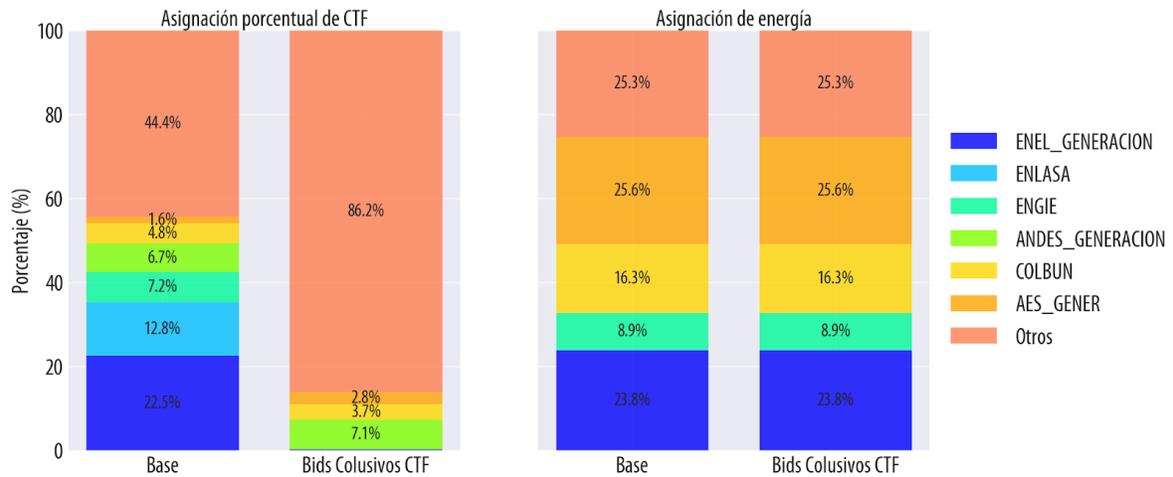


Figura B27. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

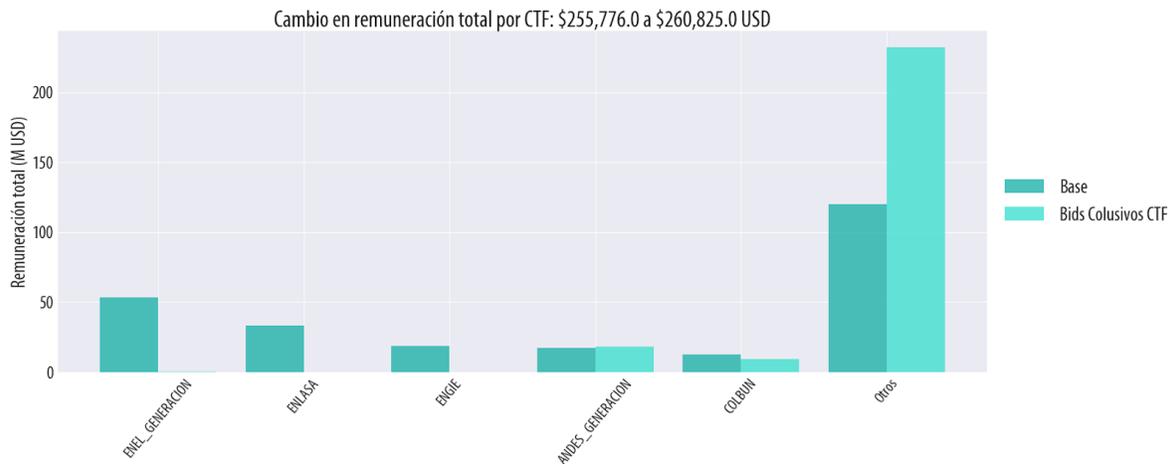


Figura B28. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

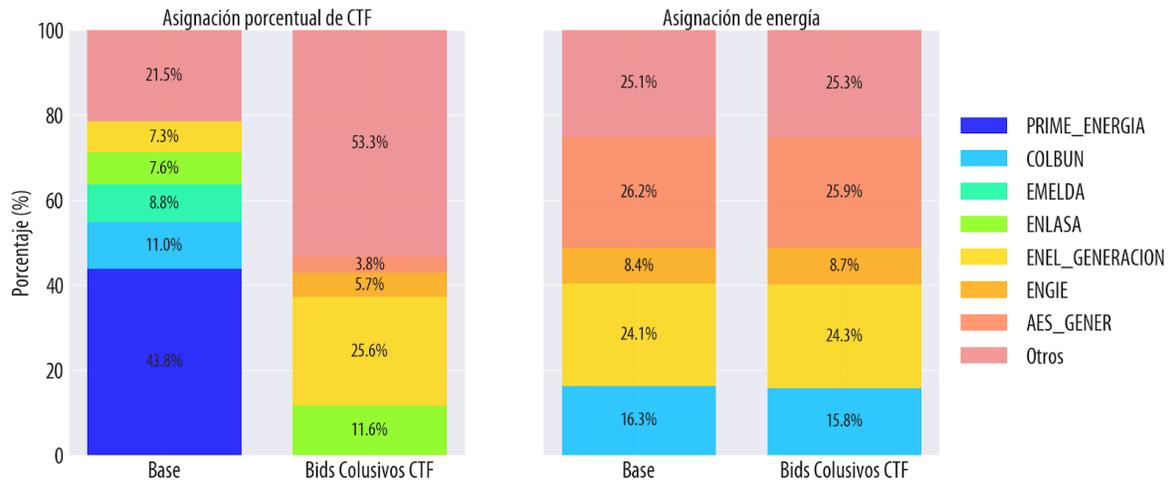


Figura B29. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

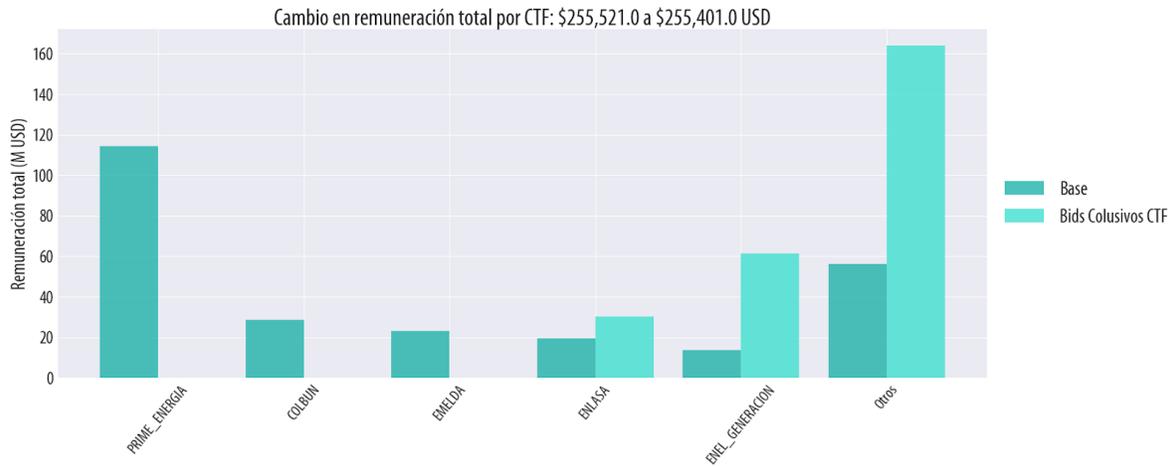


Figura B30. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

### B.3 Sensibilidad al comportamiento colusivo para cuatro compañías

#### CSF-Down

#### Abril

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de para cuatro compañías, para CSF-Down en el mes de Abril, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

#### Capacidad Disponible

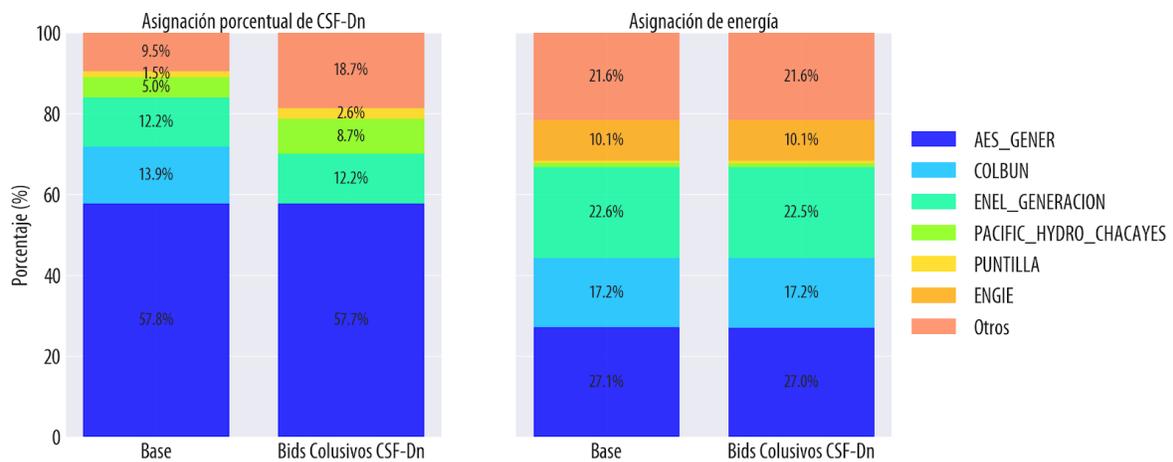


Figura B31. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

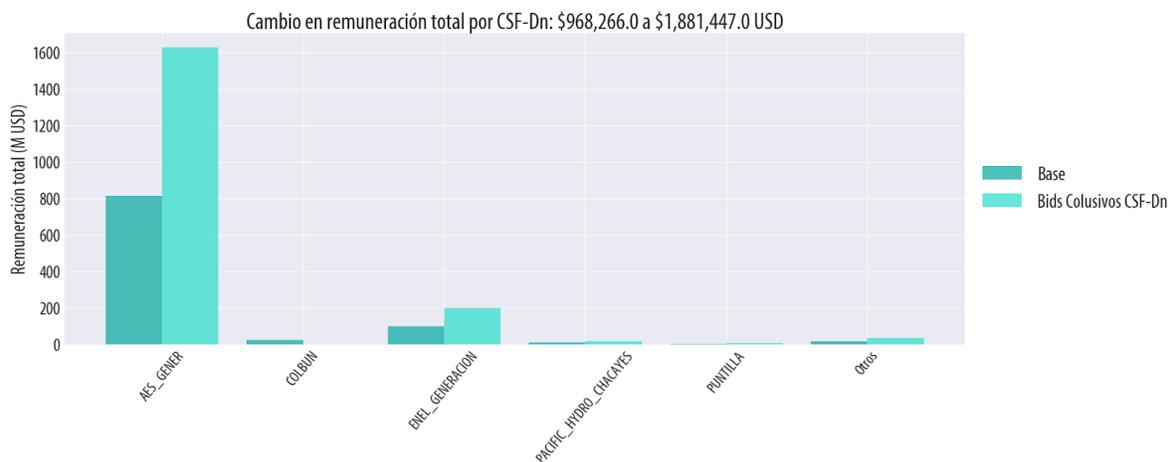


Figura B32. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

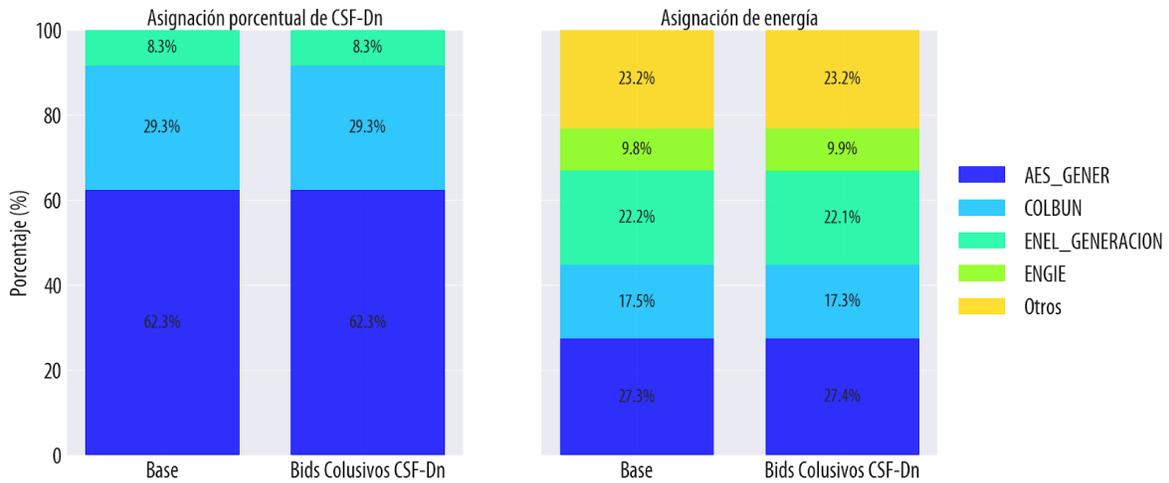


Figura B33. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

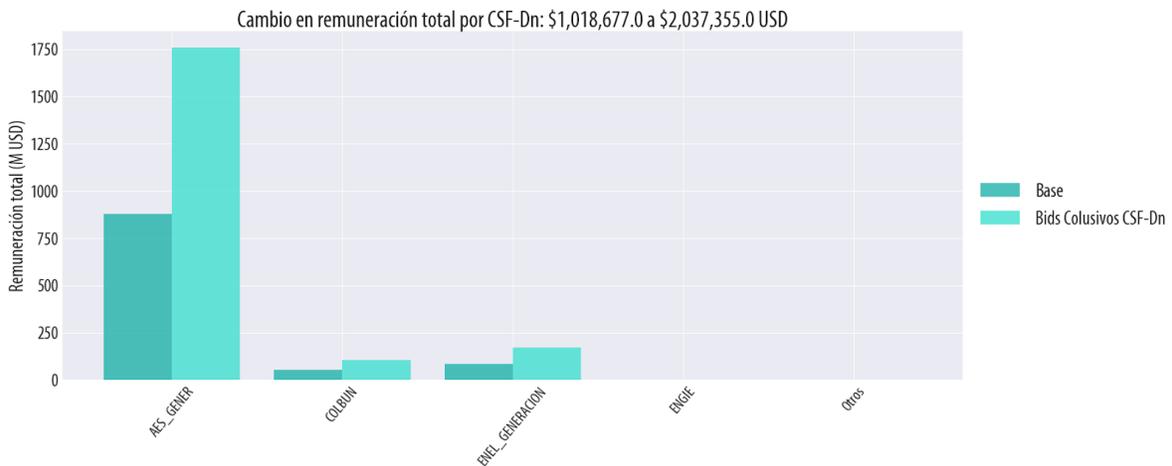


Figura B34. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Octubre

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de para cuatro compañías, para CSF-Down en el mes de Octubre, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

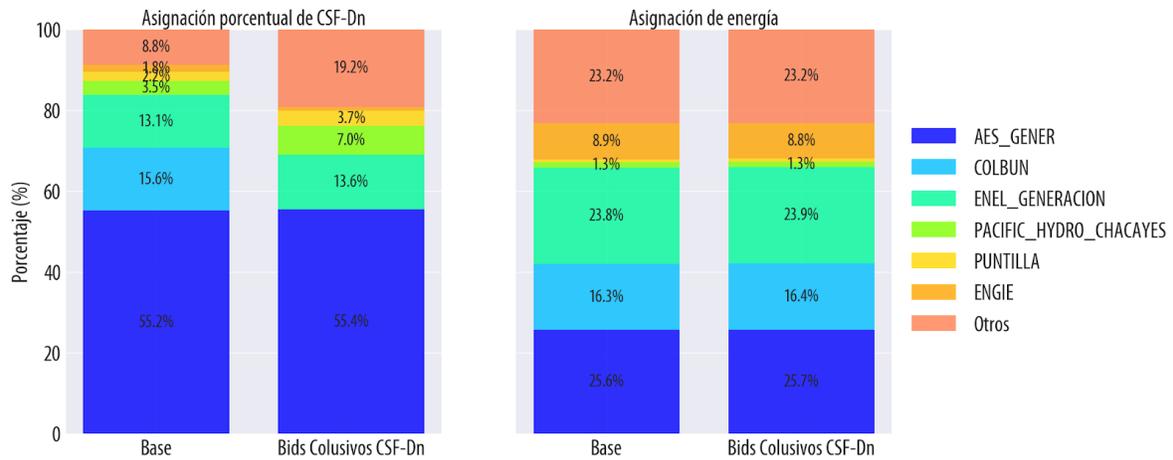


Figura B35. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

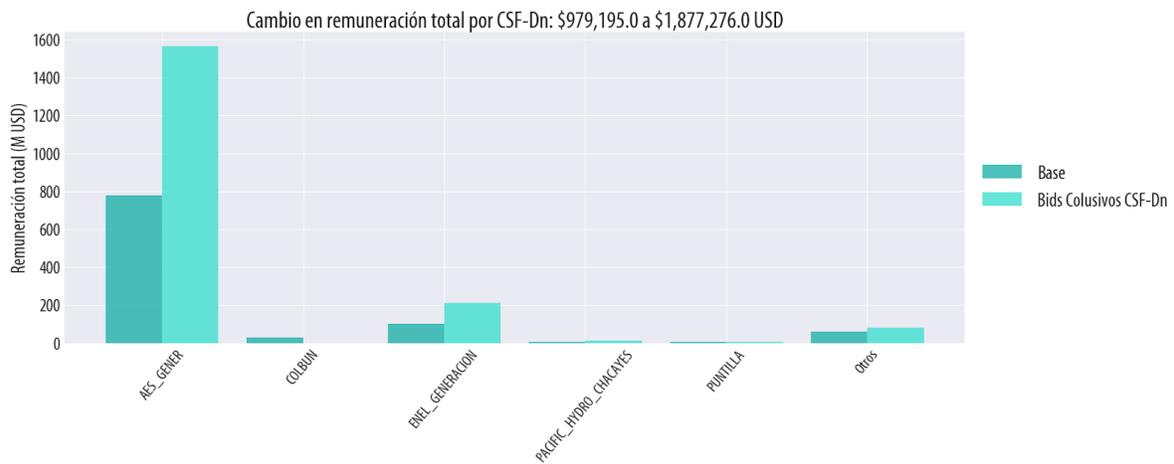


Figura B36. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

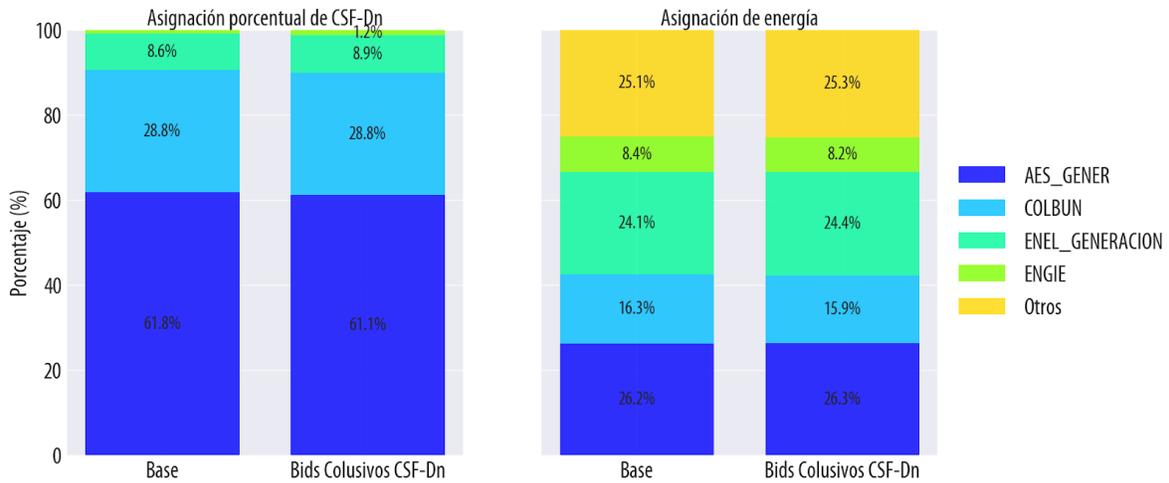


Figura B37. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

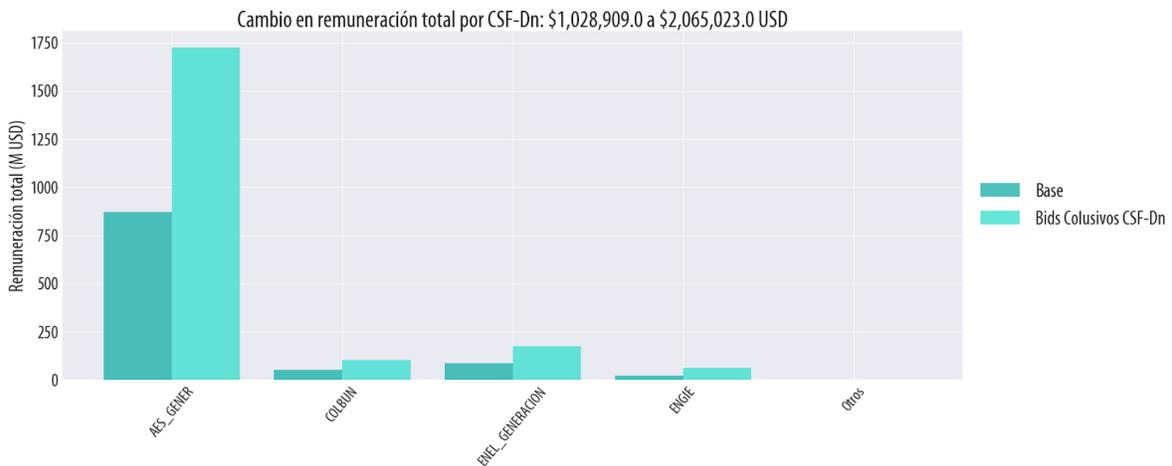


Figura B38. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

**CSF-Up**

**Abril**

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de para cuatro compañías, para CSF-Up en el mes de Abril, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

**Capacidad Disponible**

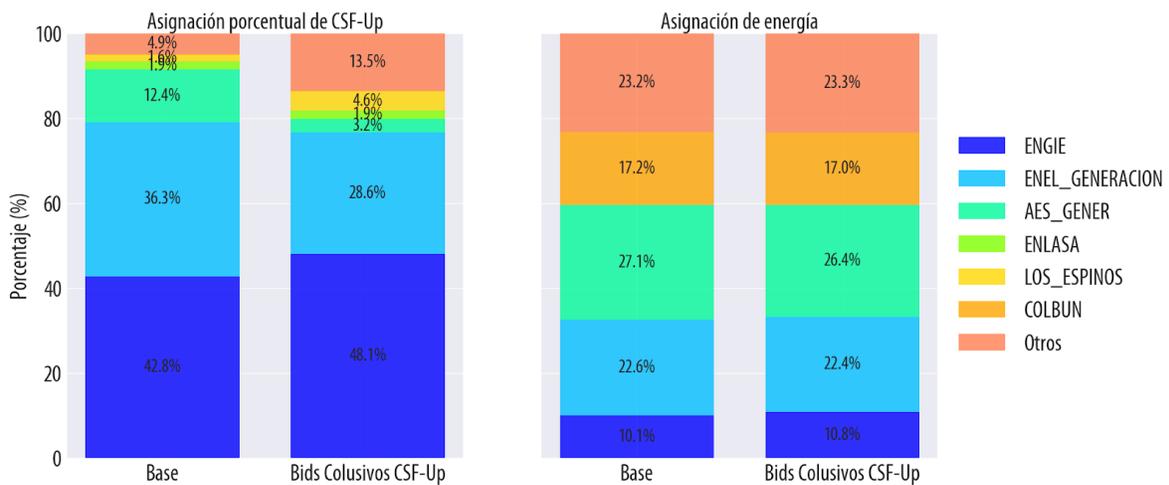


Figura B39. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

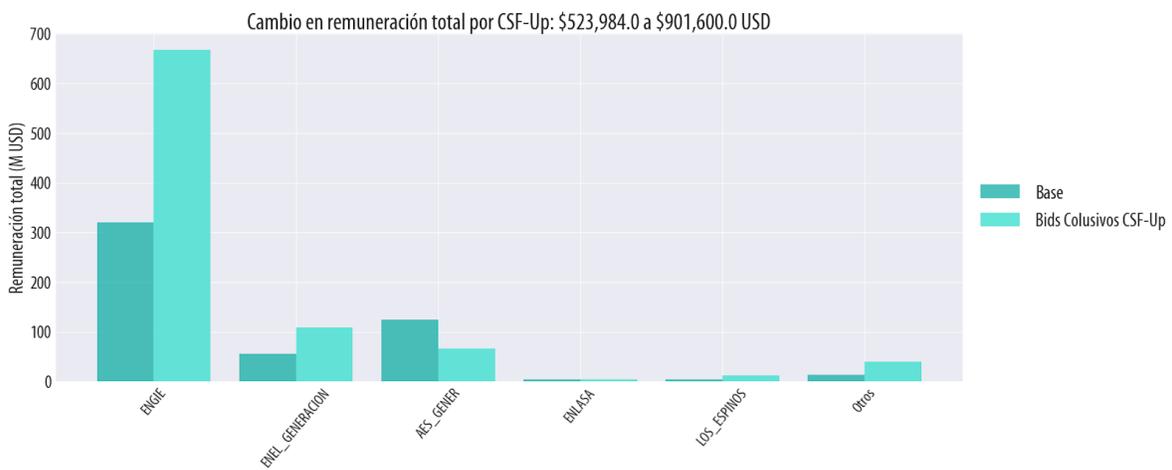


Figura B40. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

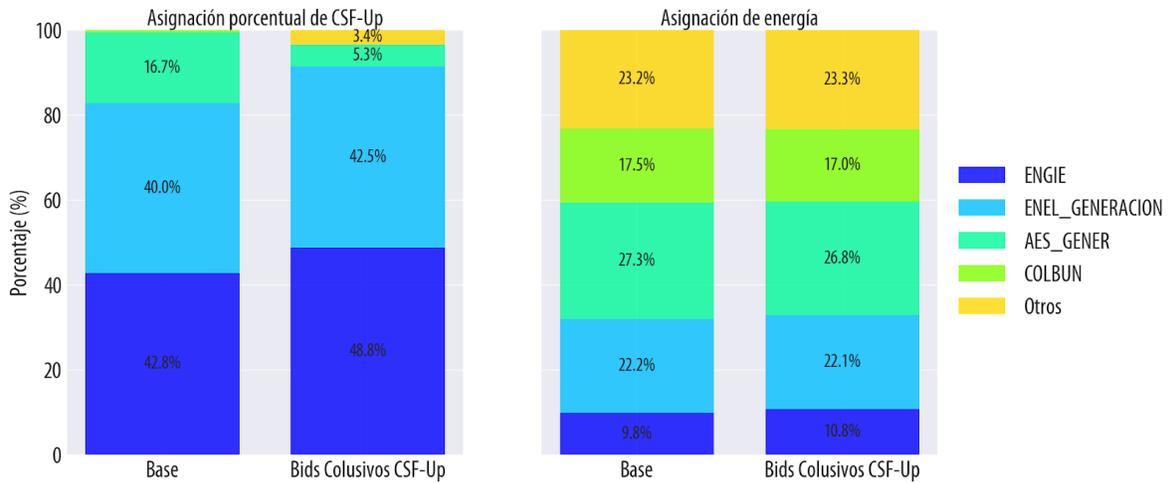


Figura B41. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

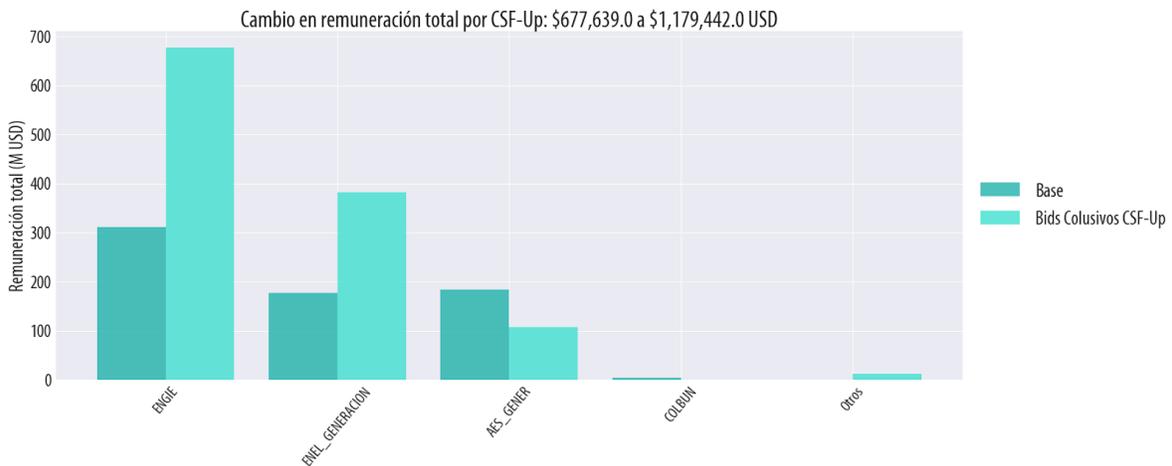


Figura B42. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Octubre

A continuación se presentan los resultados de la sensibilidad al comportamiento colusivo de para cuatro compañías, para CSF-Up en el mes de Octubre, considerando separadamente los recursos disponibles o recursos habilitados para la provisión de SSCC.

Capacidad Disponible

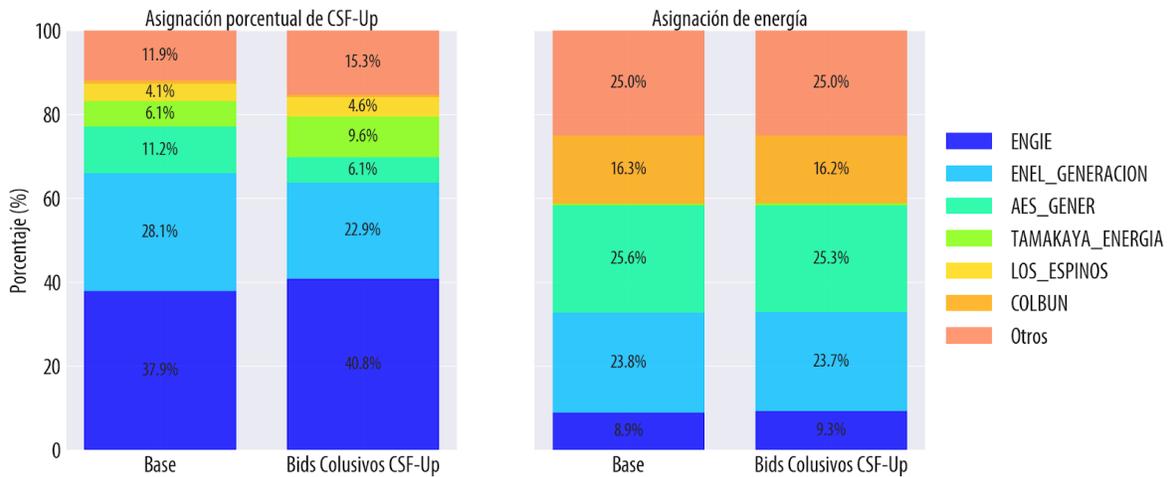


Figura B43. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

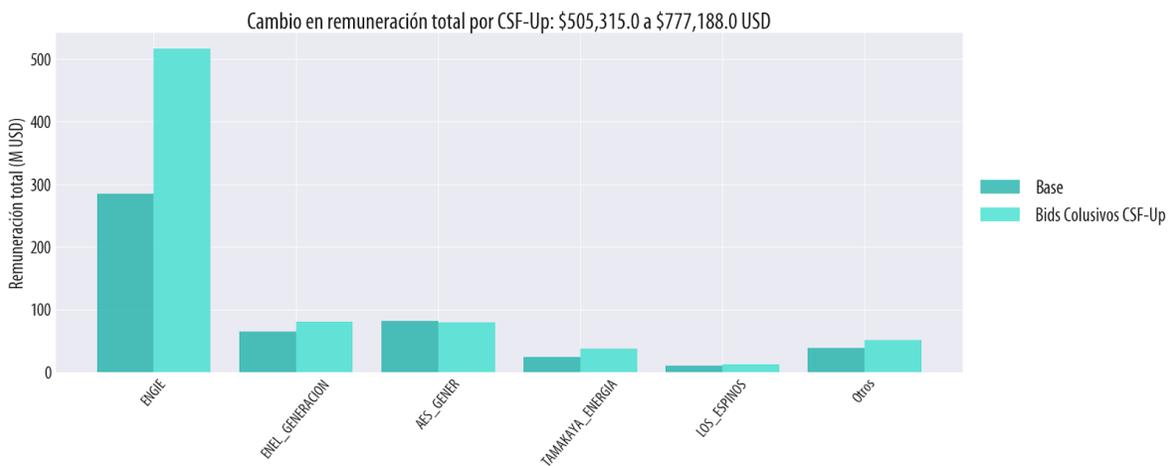


Figura B44. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

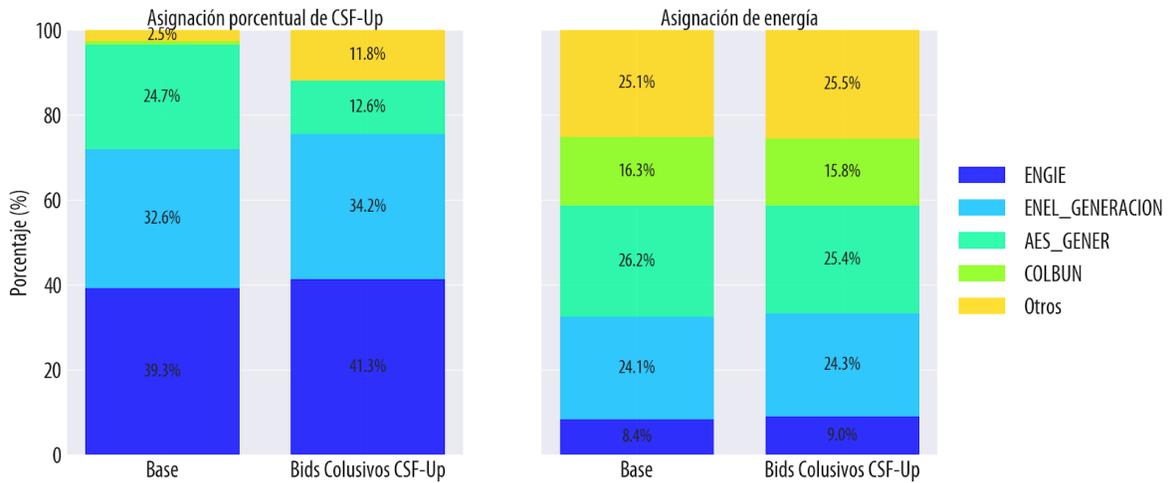


Figura B45. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

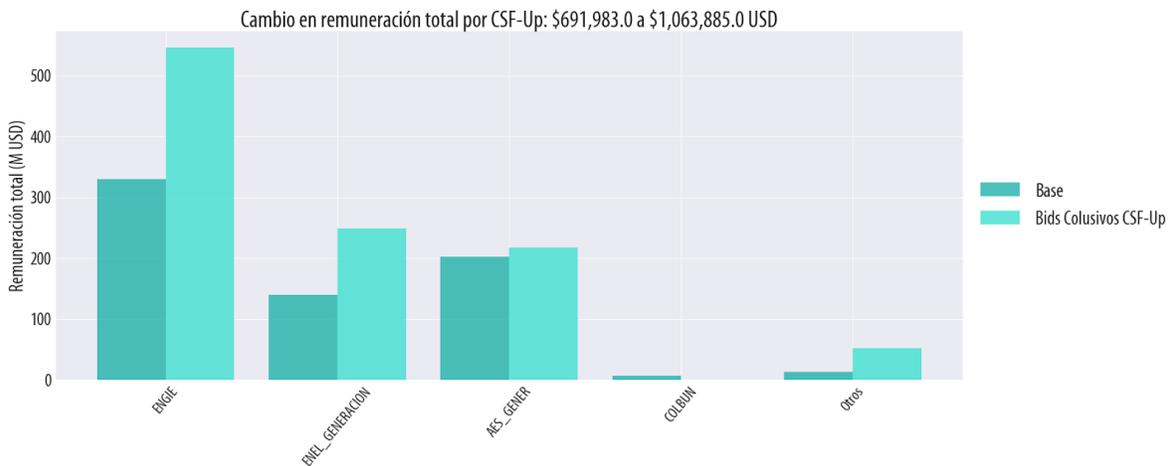


Figura B46. Diferencia en remuneración a nivel de compañía

### B.4 Sensibilidad de bids duplicados

#### CSF-Down

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CSF-Down por cada agente relevante para las semana de Abril y Octubre, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

#### Abril

#### Capacidad Disponible

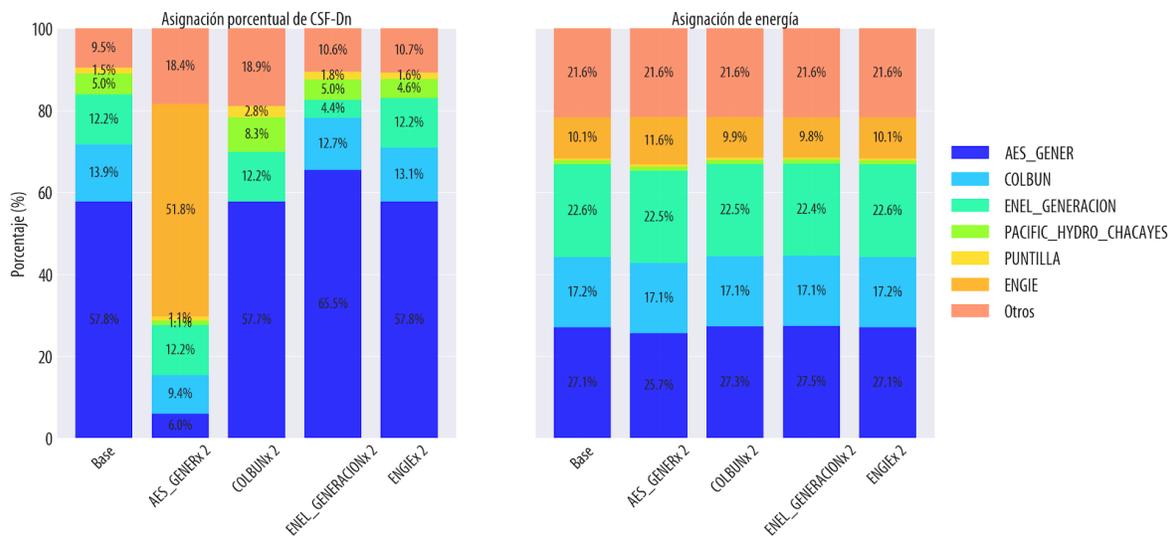


Figura B47. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

#### Capacidad Habilitada

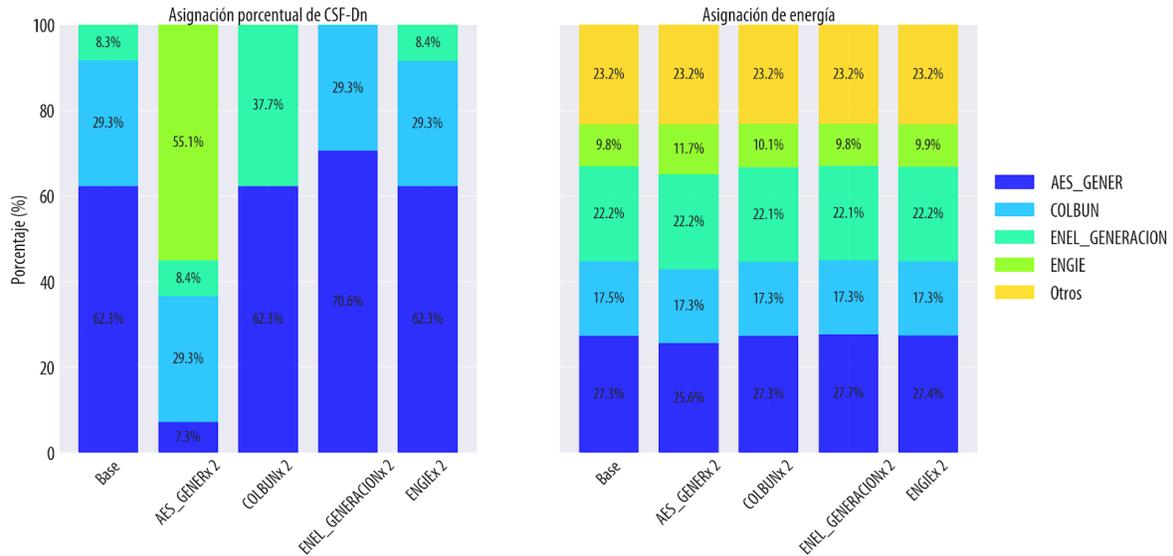


Figura B48. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

Capacidad Disponible

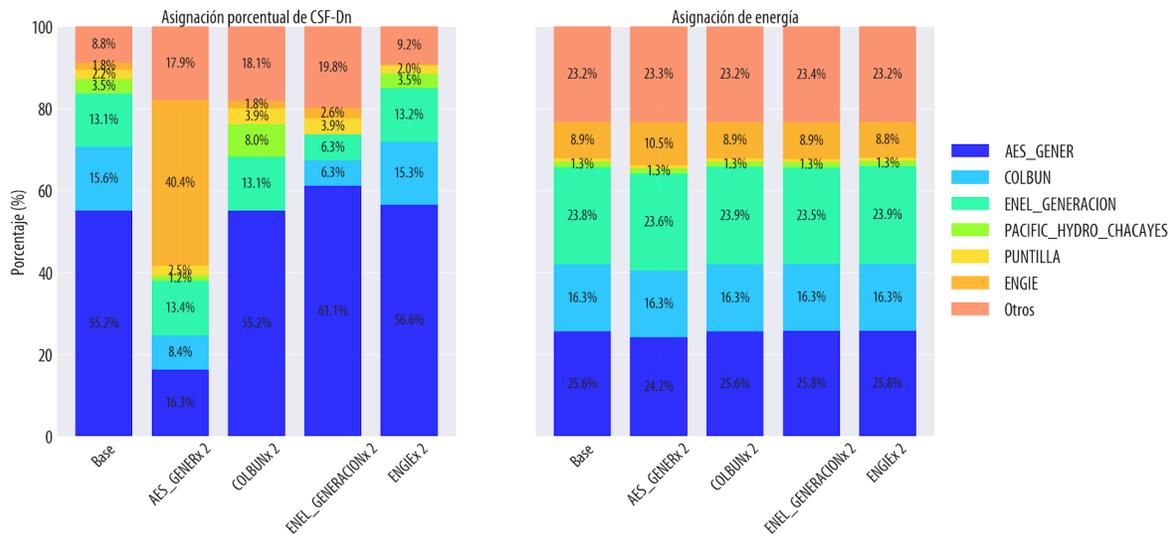


Figura B49. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

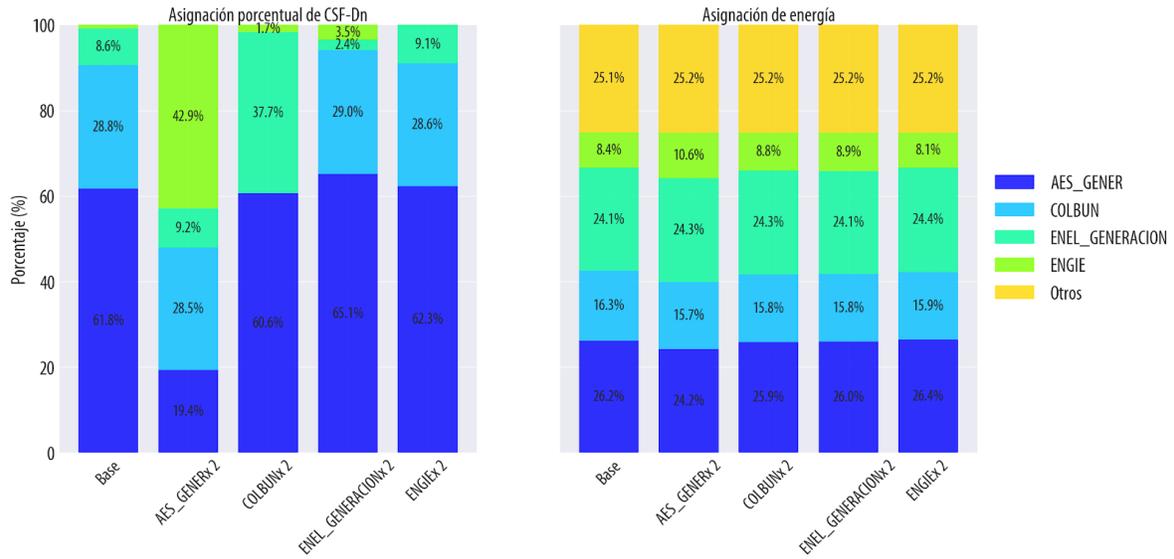


Figura B50. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

### CSF Up

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* duplicados para CSF-Up por cada agente relevante para las semana de Abril y Octubre, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

#### Abril

##### Capacidad Disponible

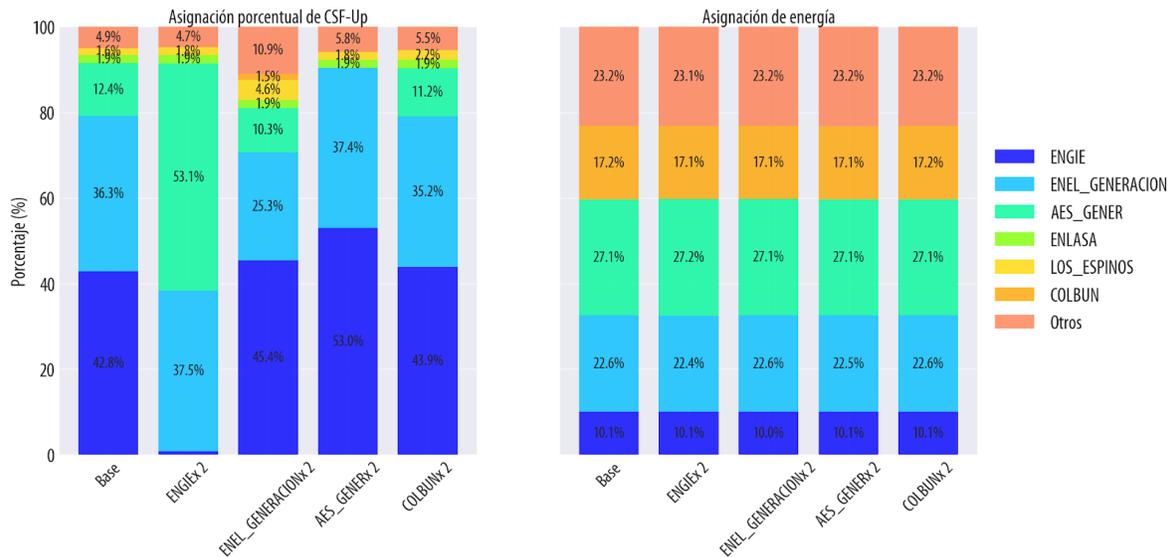


Figura B51. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

##### Capacidad Habilitada

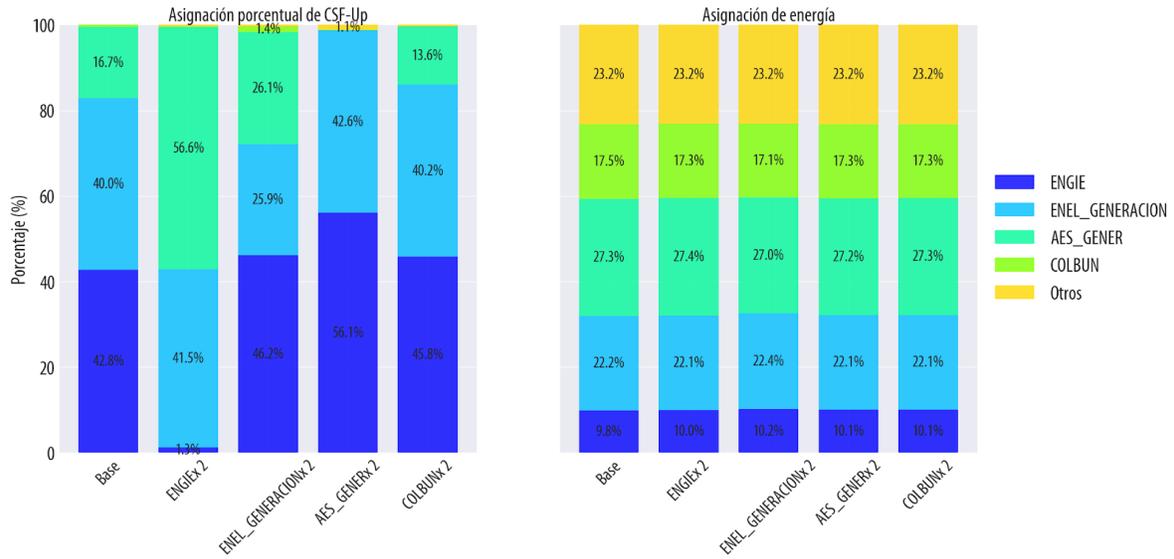


Figura B52. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

Capacidad Disponible

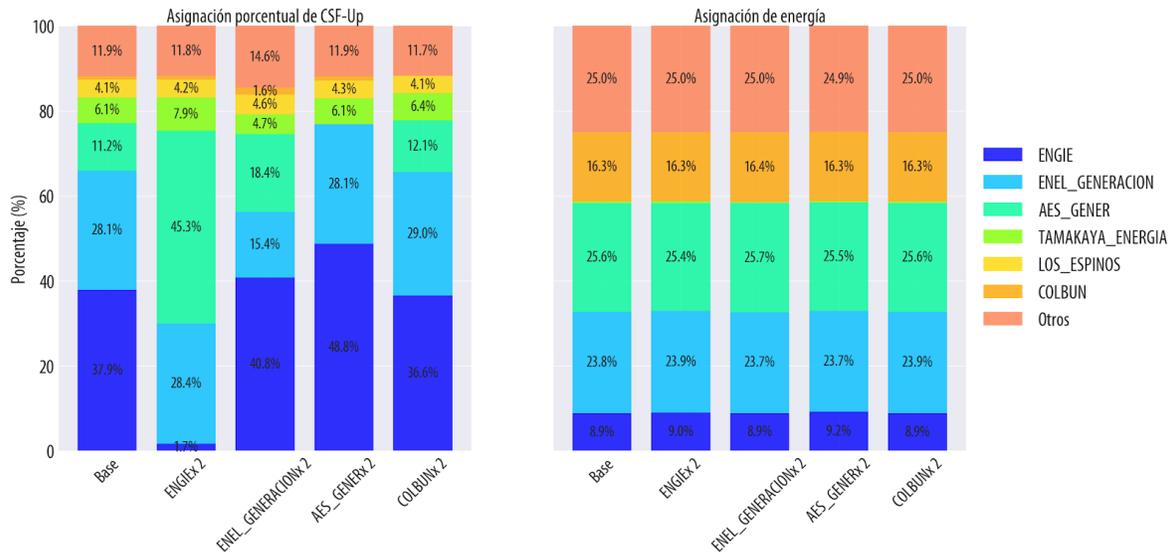


Figura B53. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

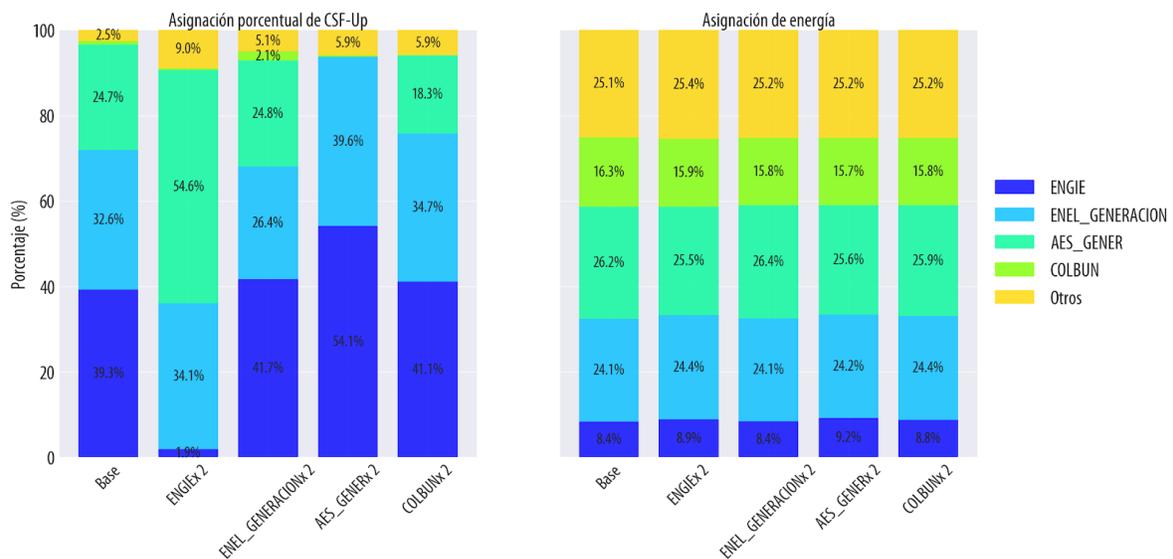


Figura B54. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

### B.5 Sensibilidad de bids con valor cero

#### CSF-Down

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CSF-Down por cada agente relevante para las semana de Abril y Octubre, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

#### Abril

#### Capacidad Disponible

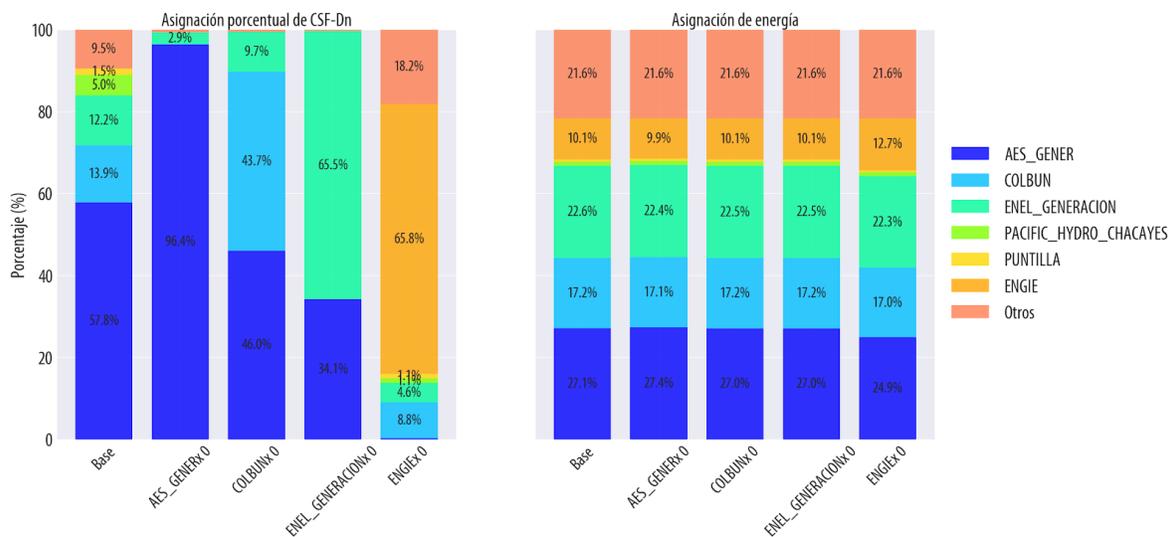


Figura B55. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

#### Capacidad Habilitada

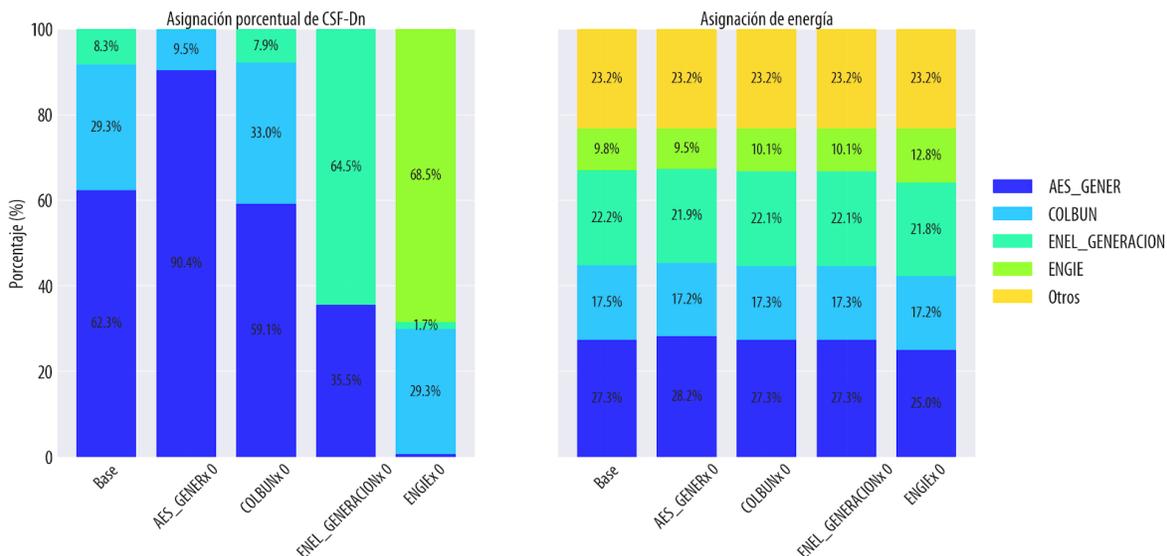


Figura B56. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

Capacidad Disponible

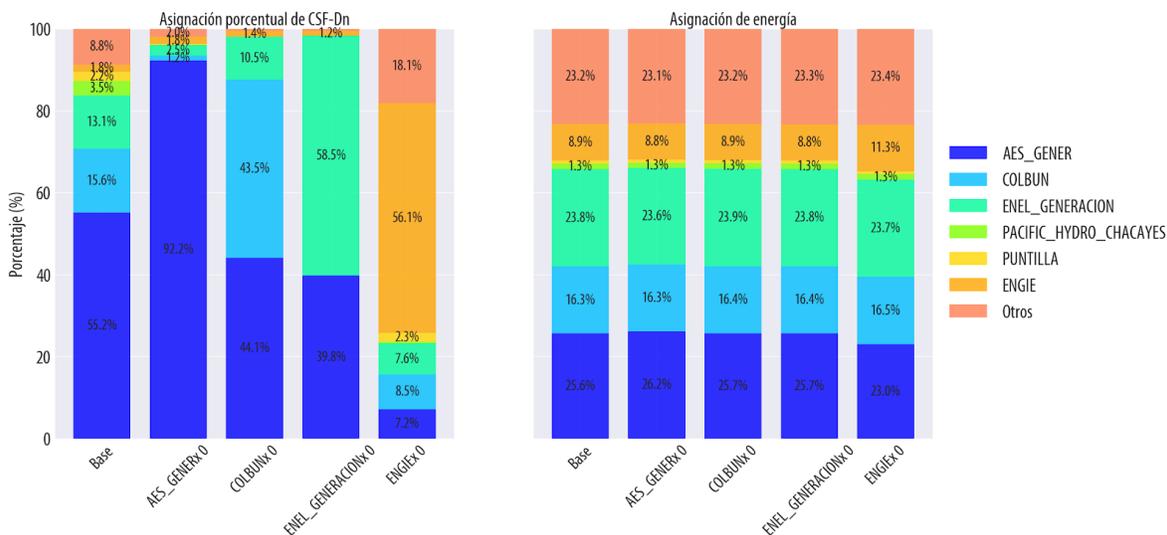


Figura B57. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

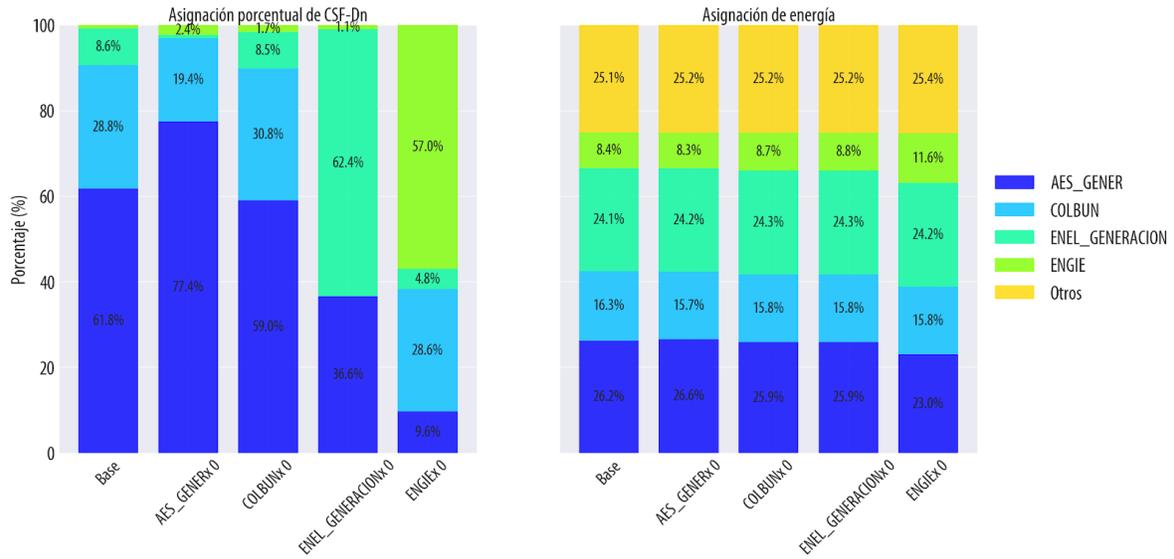


Figura B58. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

### CSF Up

Se presentan a continuación los resultados de las simulaciones considerando *bids* de valor cero para CSF-Up por cada agente relevante para las semana de Abril y Octubre, considerando separadamente la capacidad disponible o capacidad habilitada para la provisión de SSCC.

### Abril

#### Capacidad Disponible

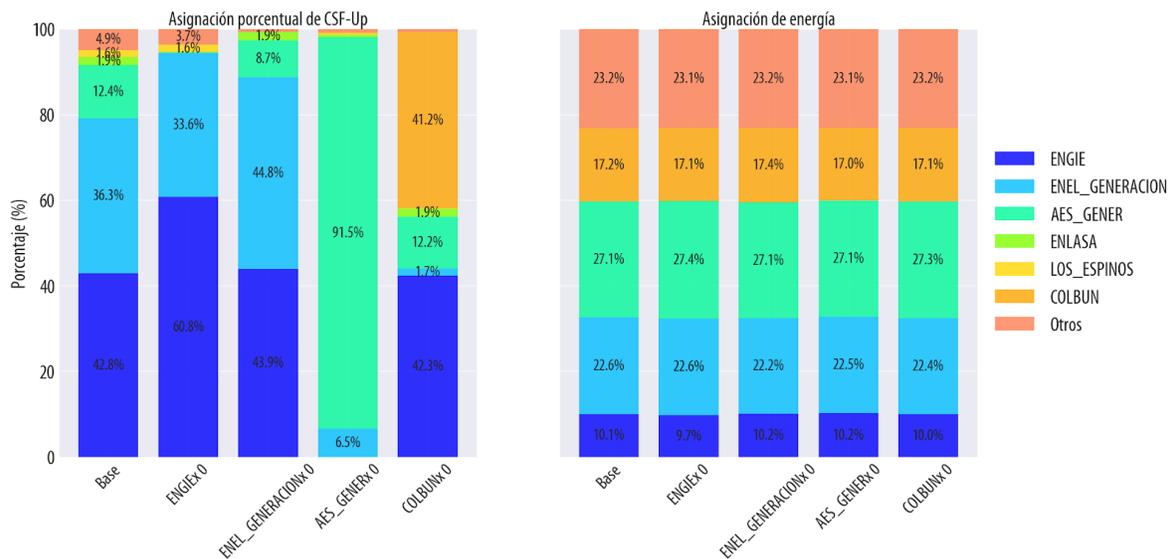


Figura B59. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

#### Capacidad Habilitada

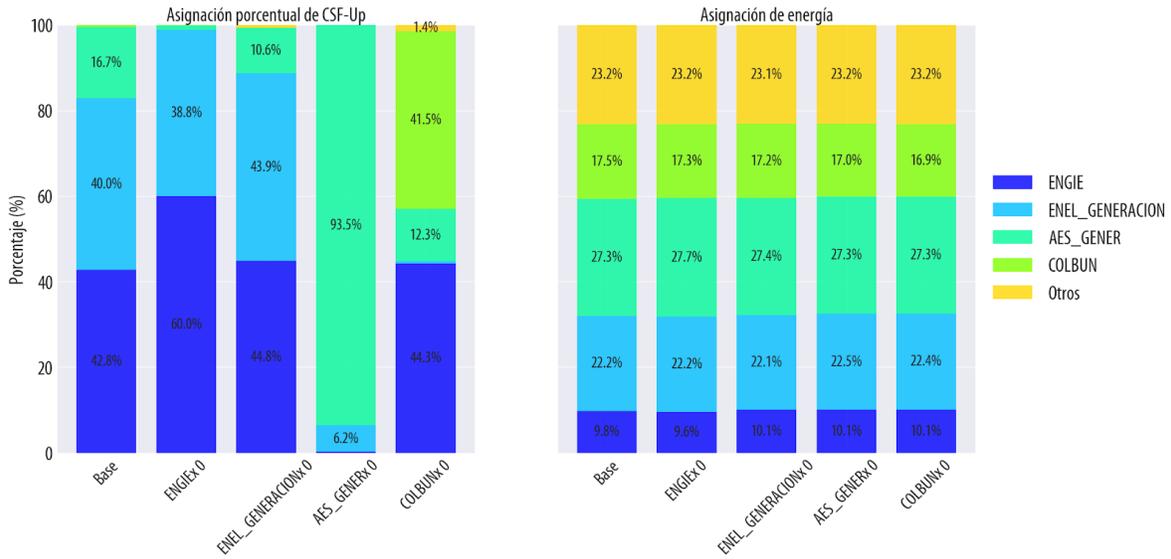


Figura B60. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

Capacidad Disponible

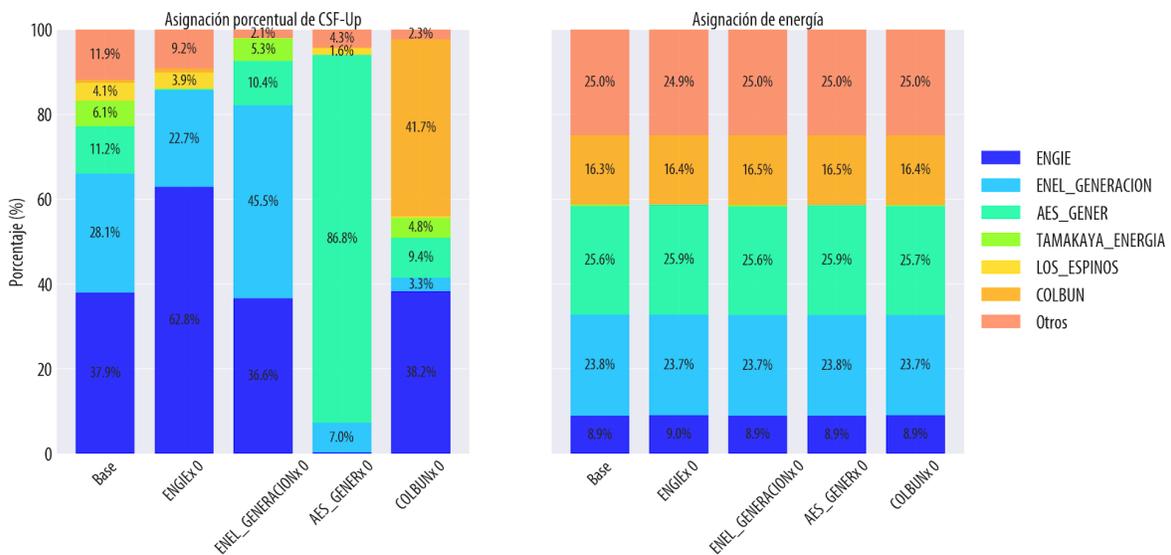


Figura B61. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Capacidad Habilitada

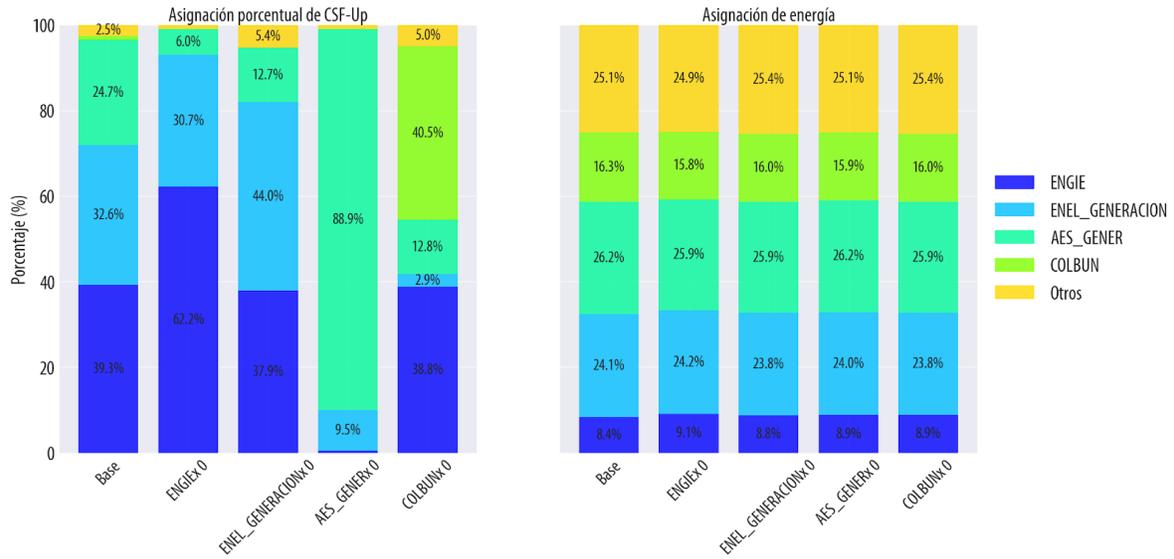


Figura B62. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

## B.6 Sensibilidad hidrológicas

### Enero

Se presentan a continuación la asignación de reserva por compañías para una semana representativa de Enero, para las distintas hidrológicas consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Además se presenta la composición tecnológica de la asignación de reservas y despachos de energía.

#### Compañías

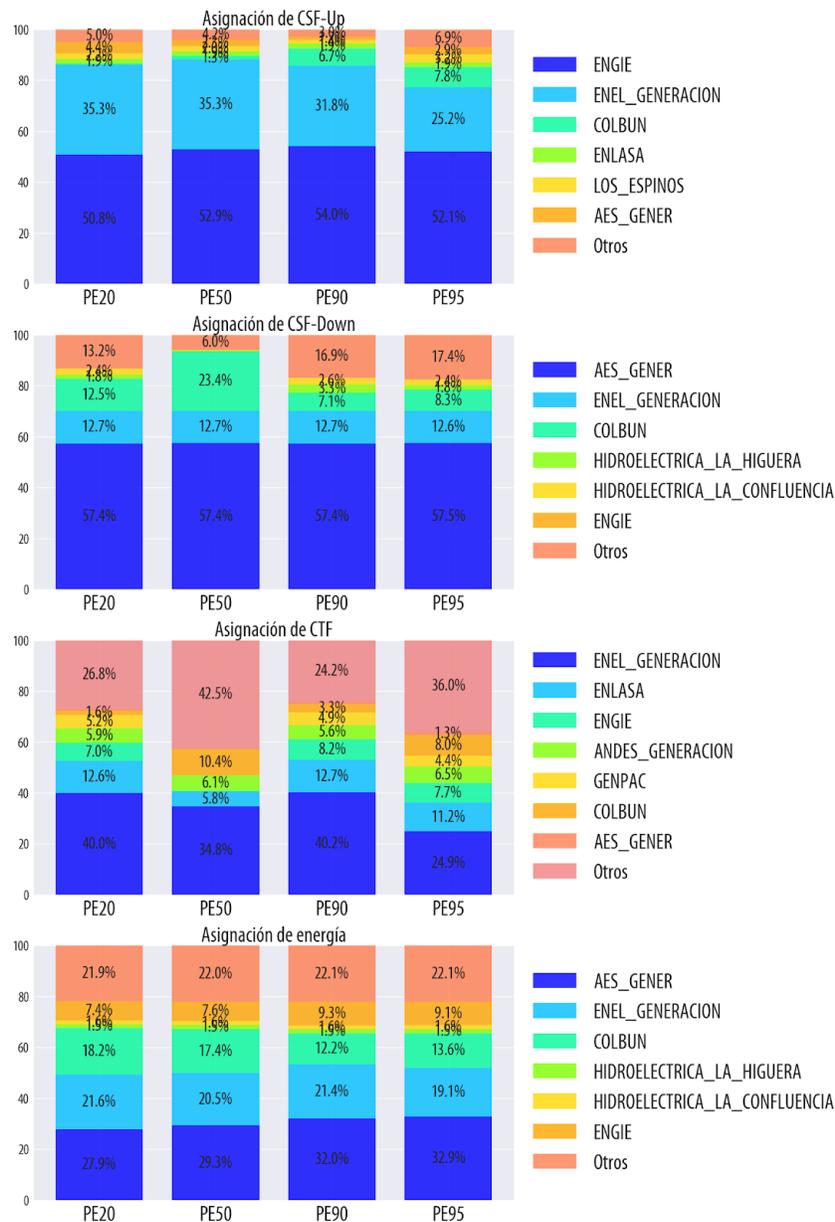


Figura B63. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Tecnologías

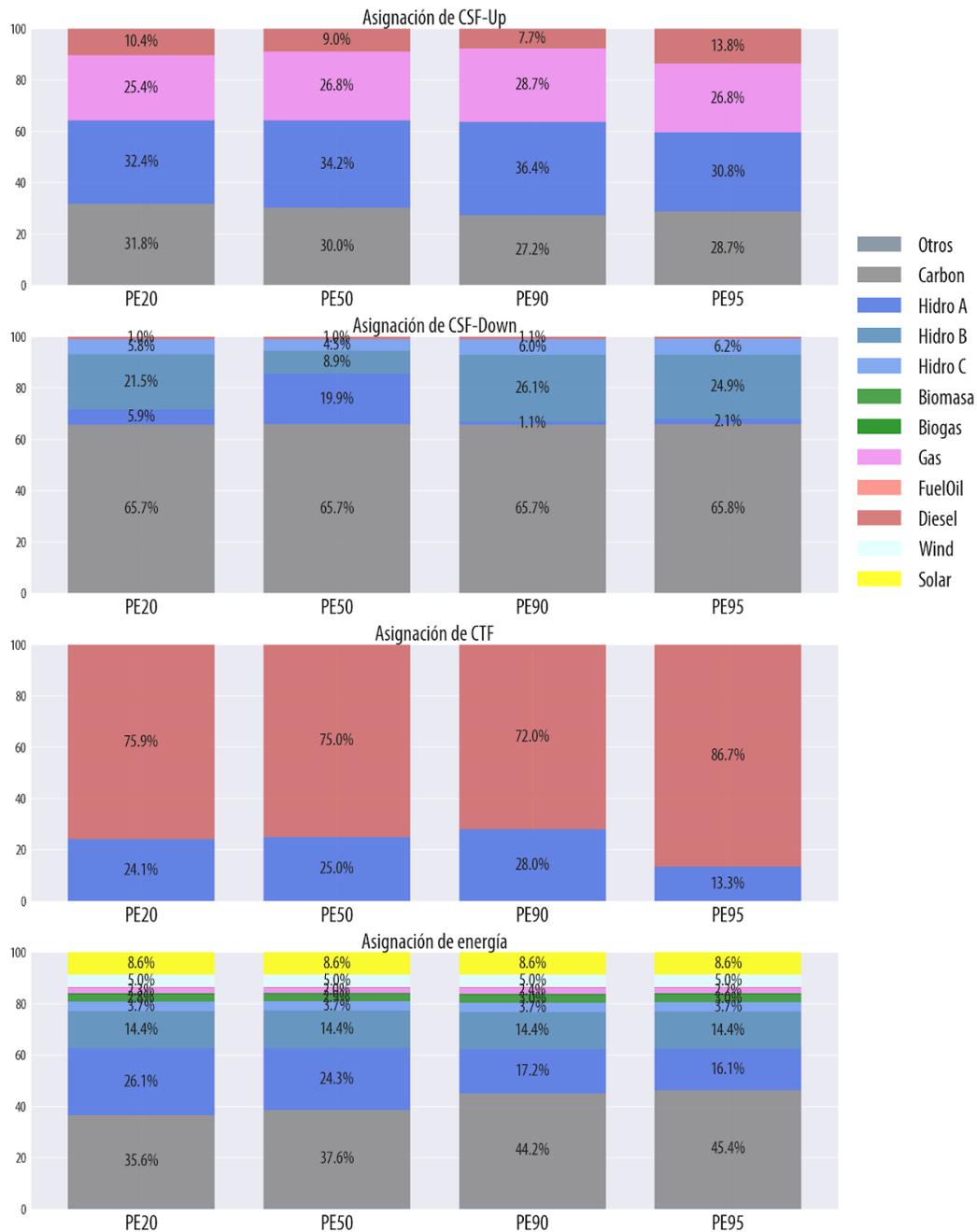


Figura B64. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

**Abril**

Se presentan a continuación la asignación de reserva por compañías para una semana representativa de Abril, para las distintas hidrologías consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Además se presenta la composición tecnológica de la asignación de reservas y despachos de energía.

**Compañías**

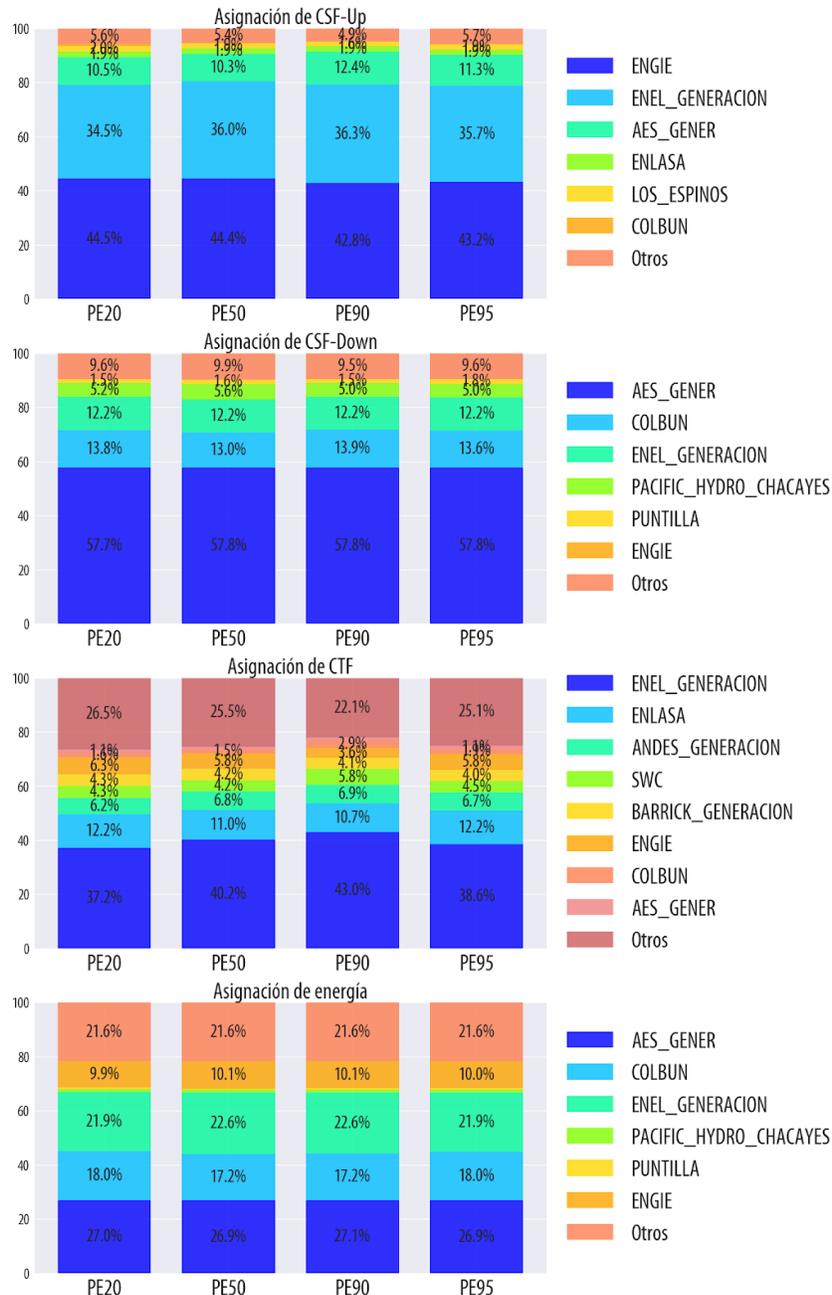


Figura B65. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Tecnologías

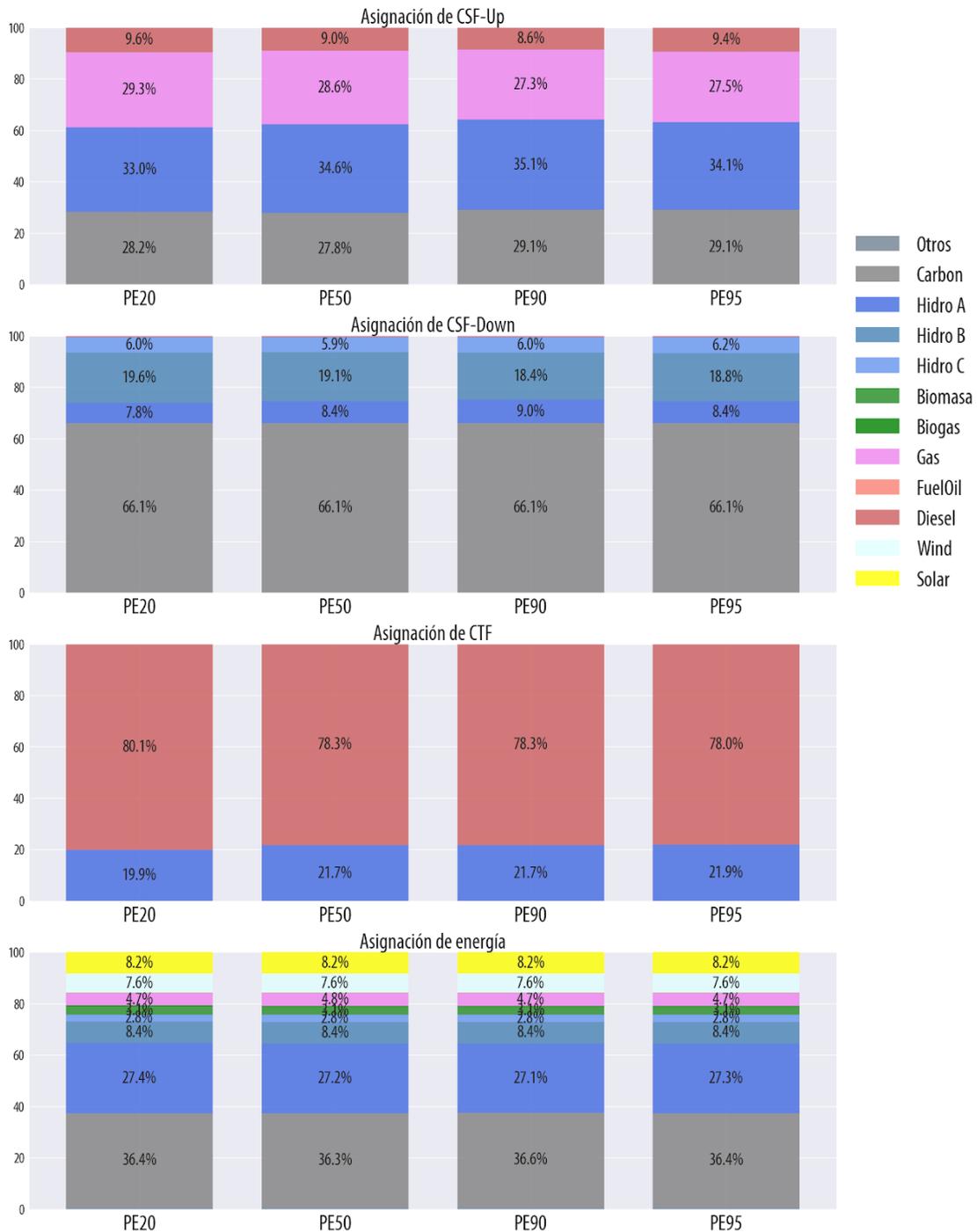


Figura B66. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

**Julio**

Se presentan a continuación la asignación de reserva por compañías para una semana representativa de Julio, para las distintas hidrologías consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Además se presenta la composición tecnológica de la asignación de reservas y despachos de energía.

**Compañías**

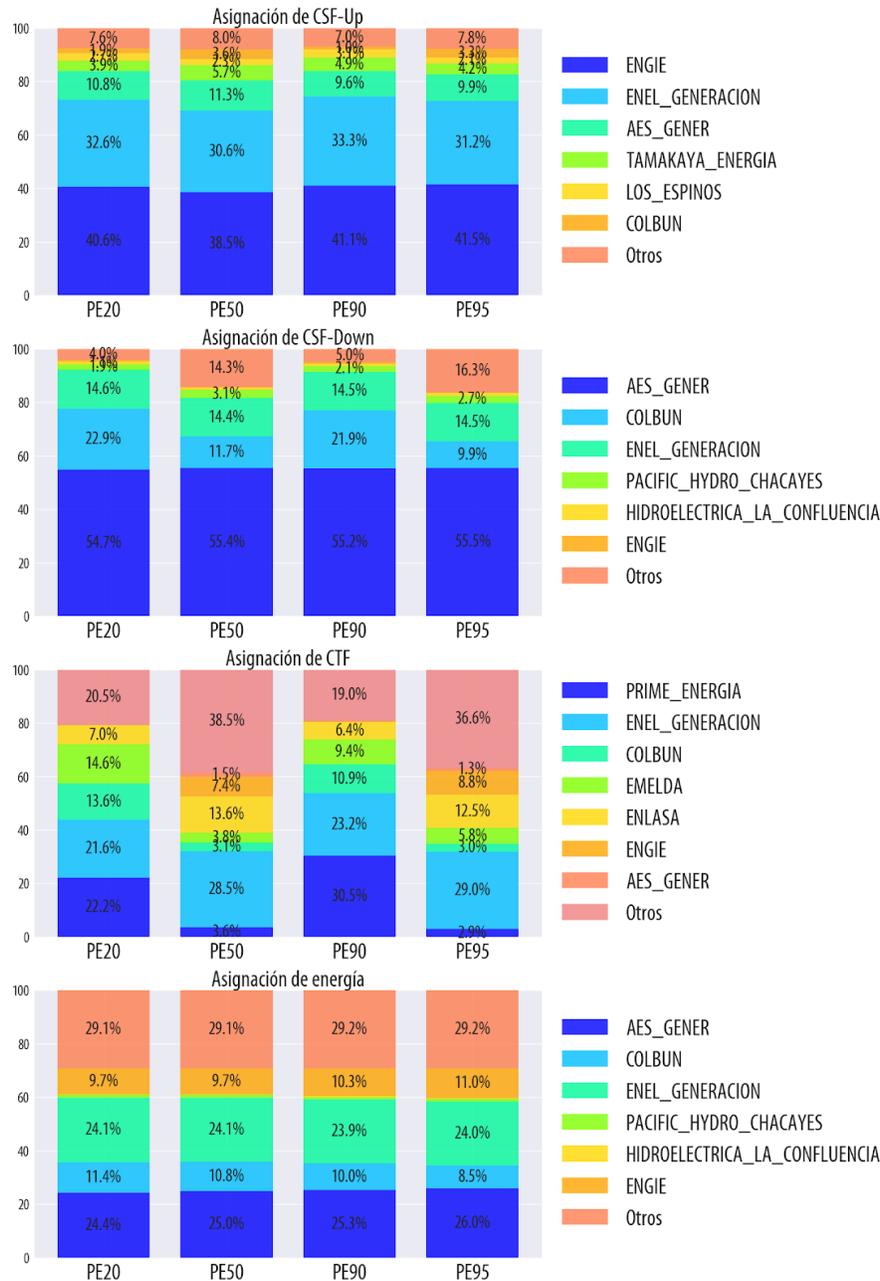


Figura B67. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Tecnologías

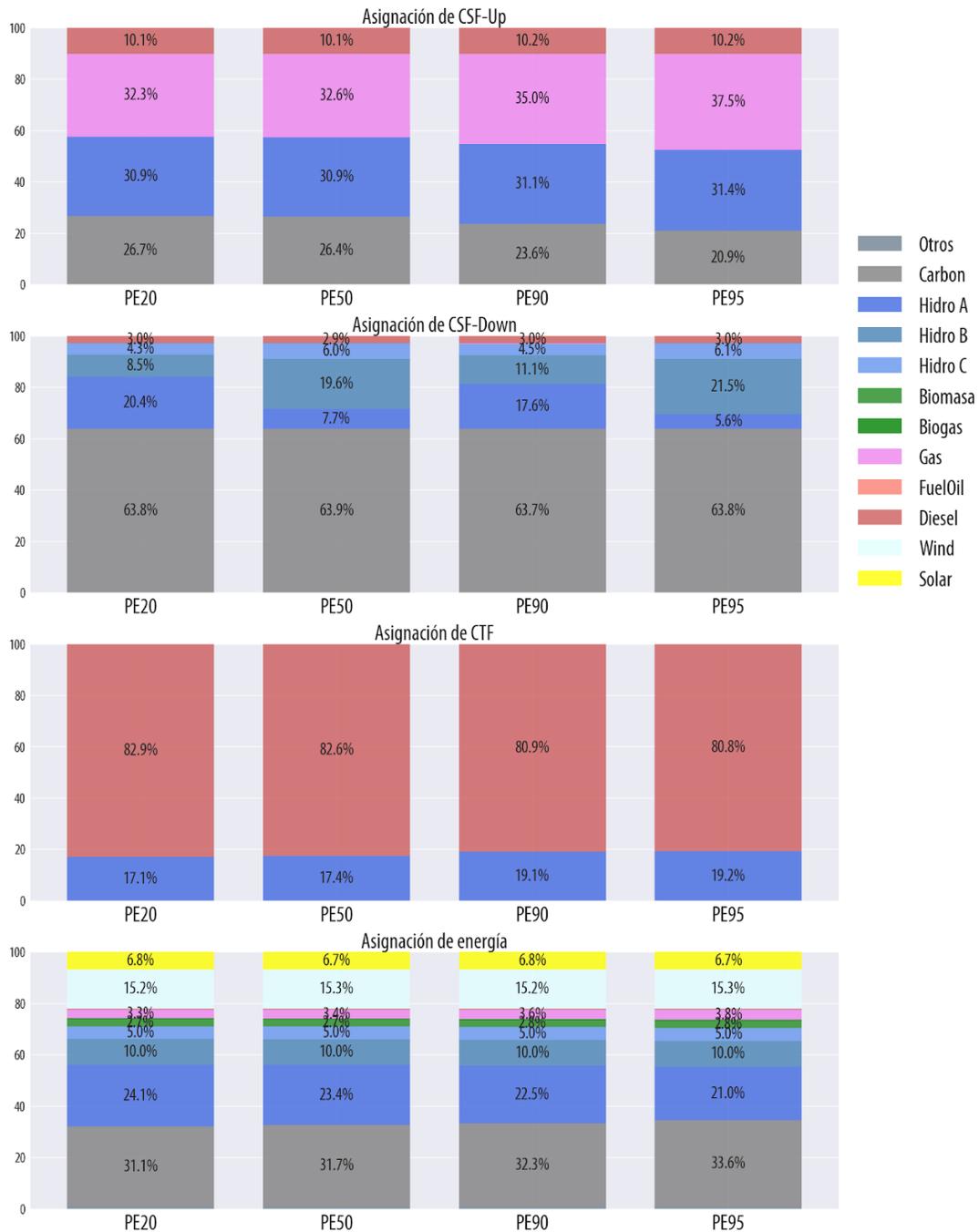


Figura B68. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

**Octubre**

Se presentan a continuación la asignación de reserva por compañías para una semana representativa de Octubre, para las distintas hidrologías consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC. Además se presenta la composición tecnológica de la asignación de reservas y despachos de energía.

**Compañías**

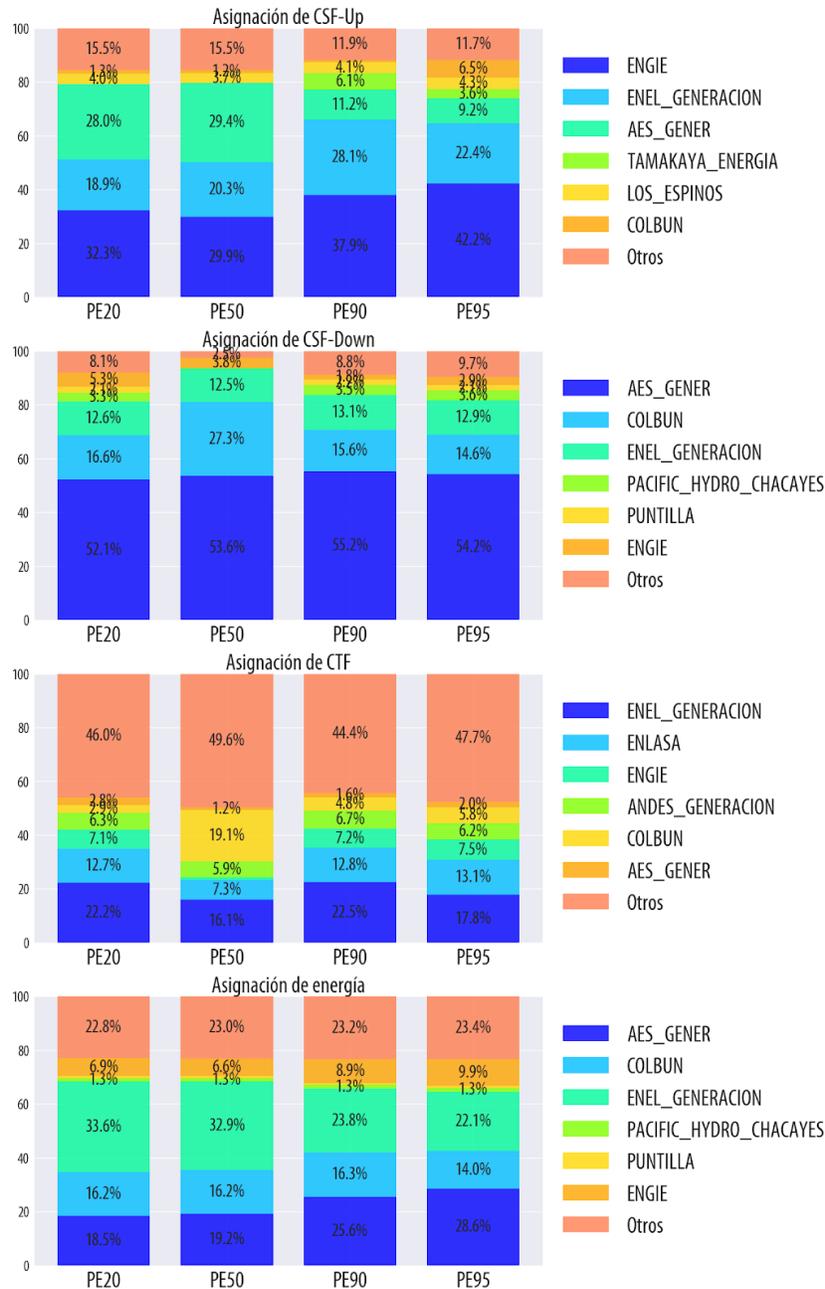


Figura B69. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

**Análisis Técnico Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSCC Integrado con el Mercado de Energía y Determinación de Reglas Específicas de Subastas y Licitaciones**

Tecnologías

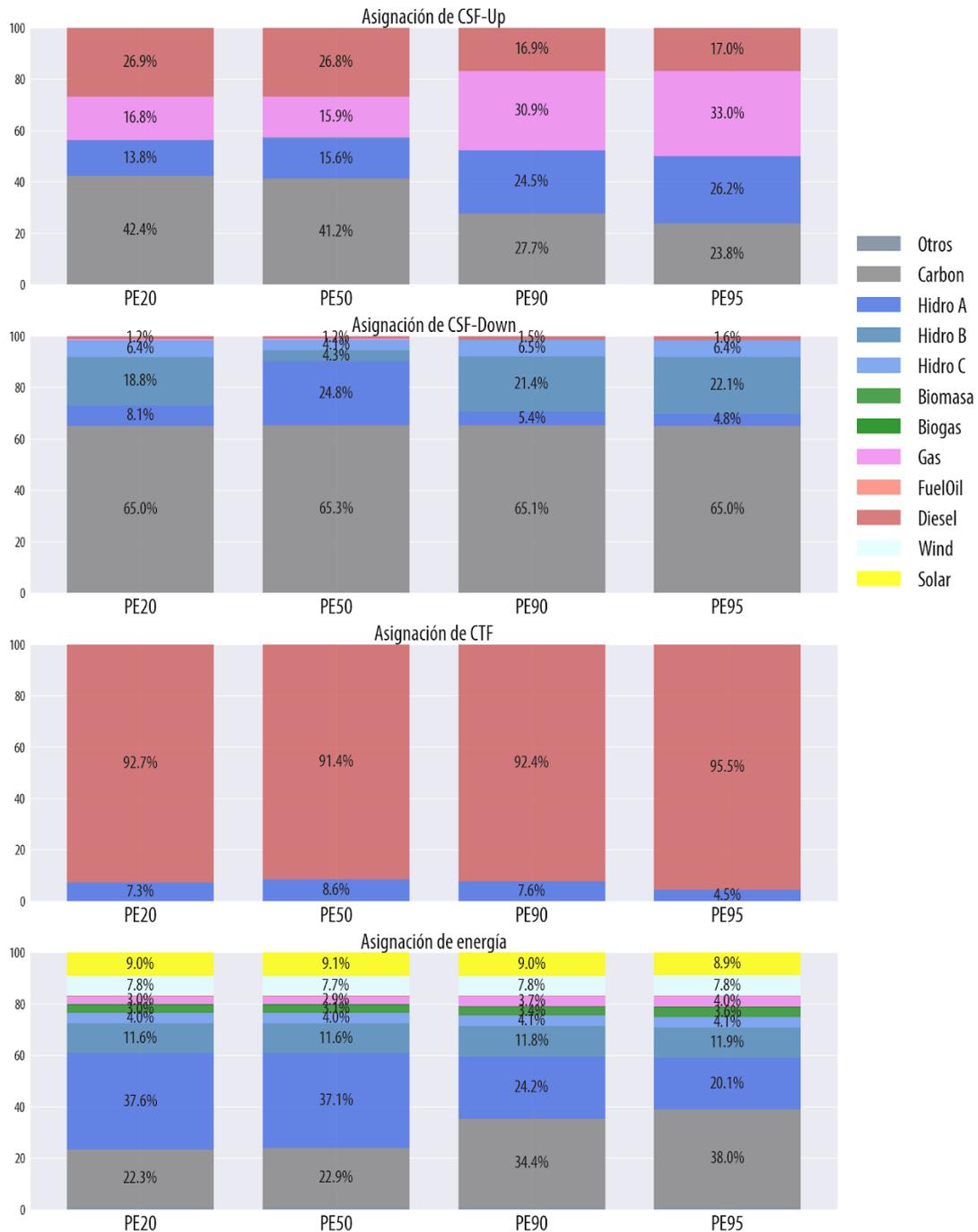


Figura B70. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

### B.7 Sensibilidad futuros desacoples

Se presentan a continuación la asignación de reservas para las semanas representativas para las sensibilidades de futuros desacoples consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de proyección del mercado.

#### Compañías

#### Enero

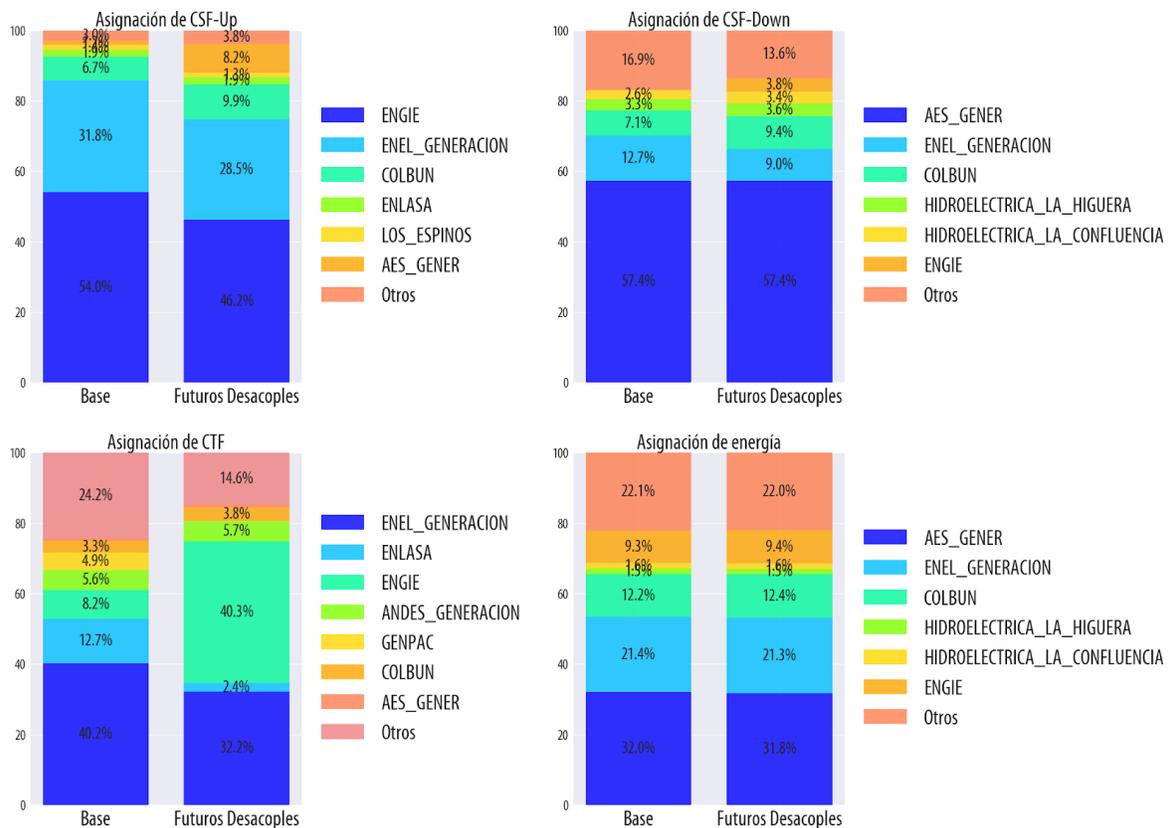


Figura B71. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Abril

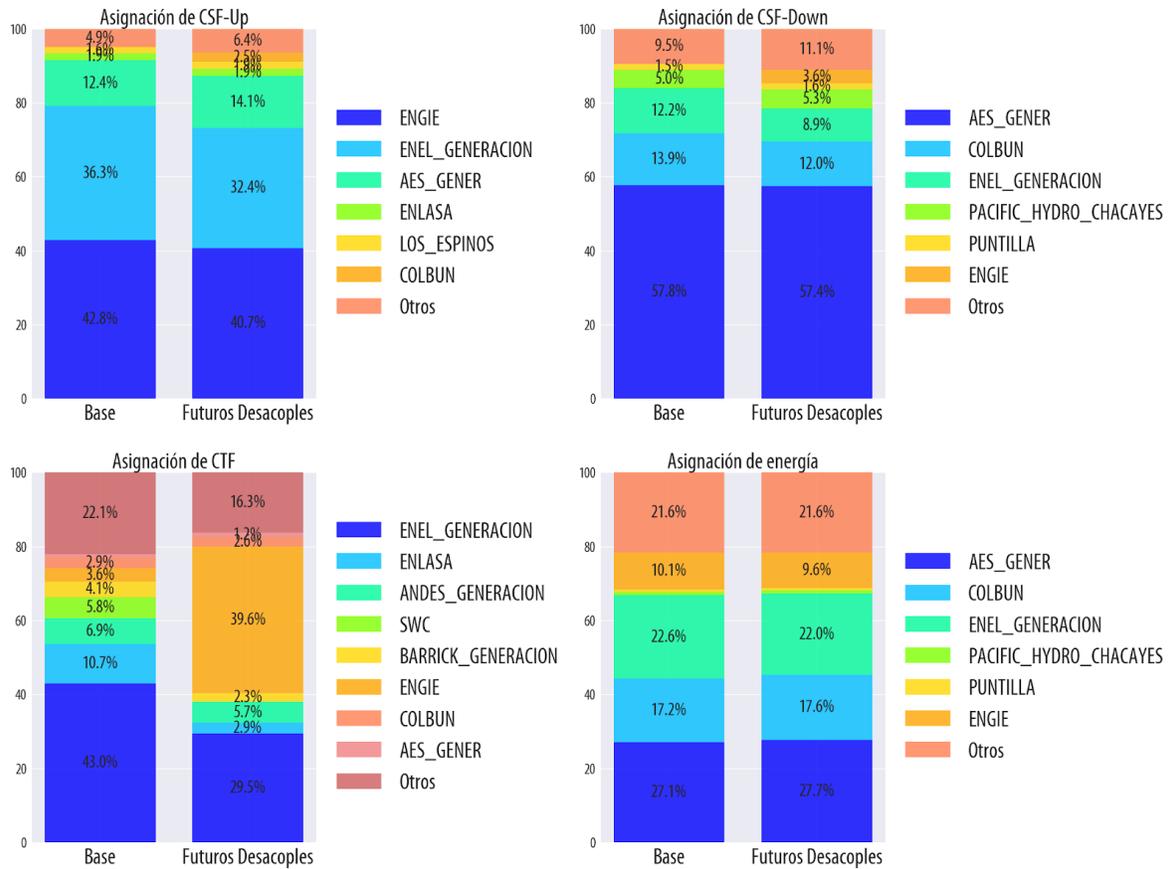


Figura B72. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Julio

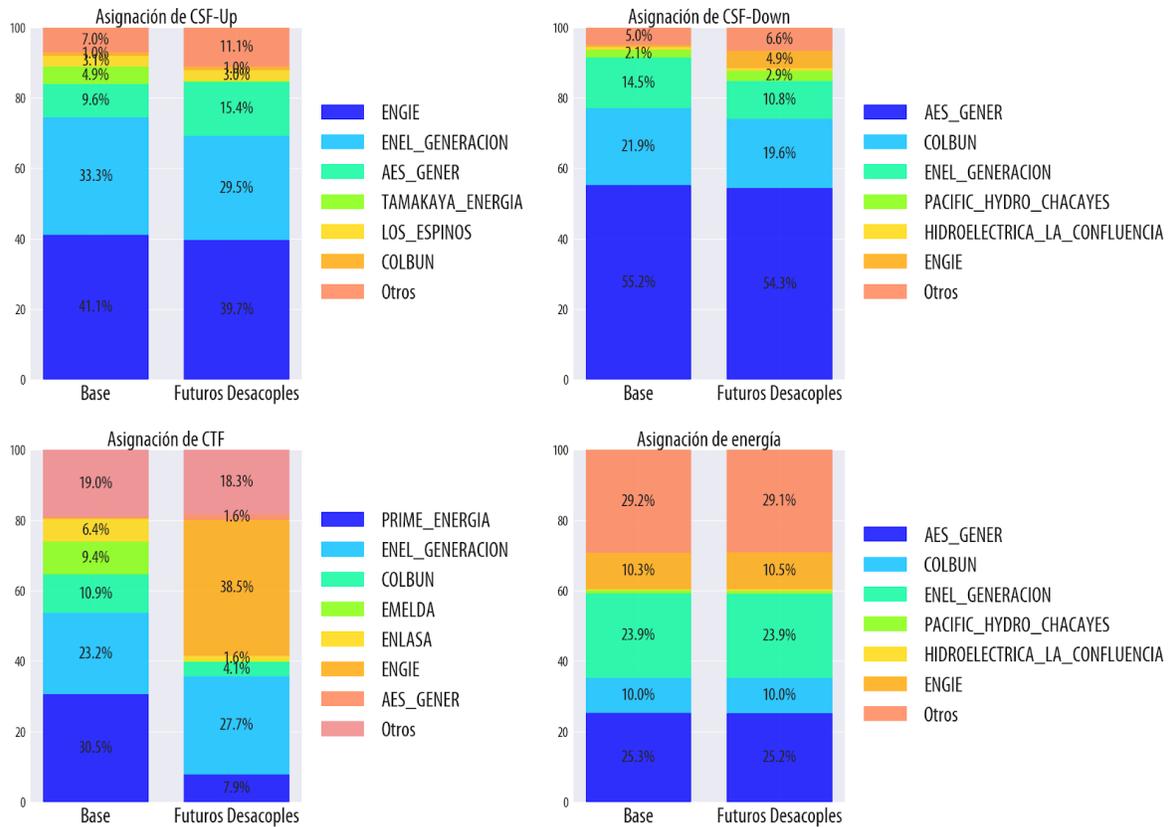


Figura B73. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

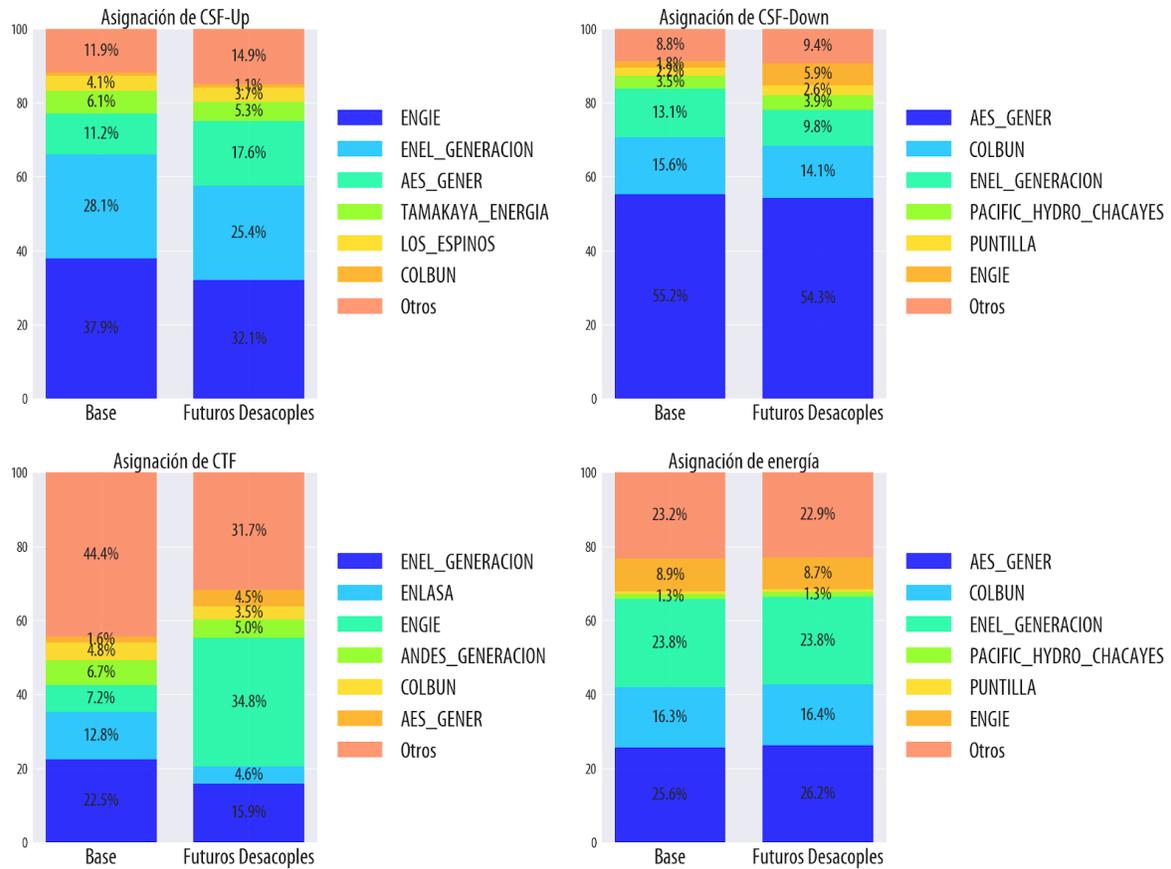


Figura B74. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

### Tecnologías

Se presentan a continuación la composición tecnológica para las semanas representativas para las sensibilidades de futuros desacoples consideradas en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

### Enero

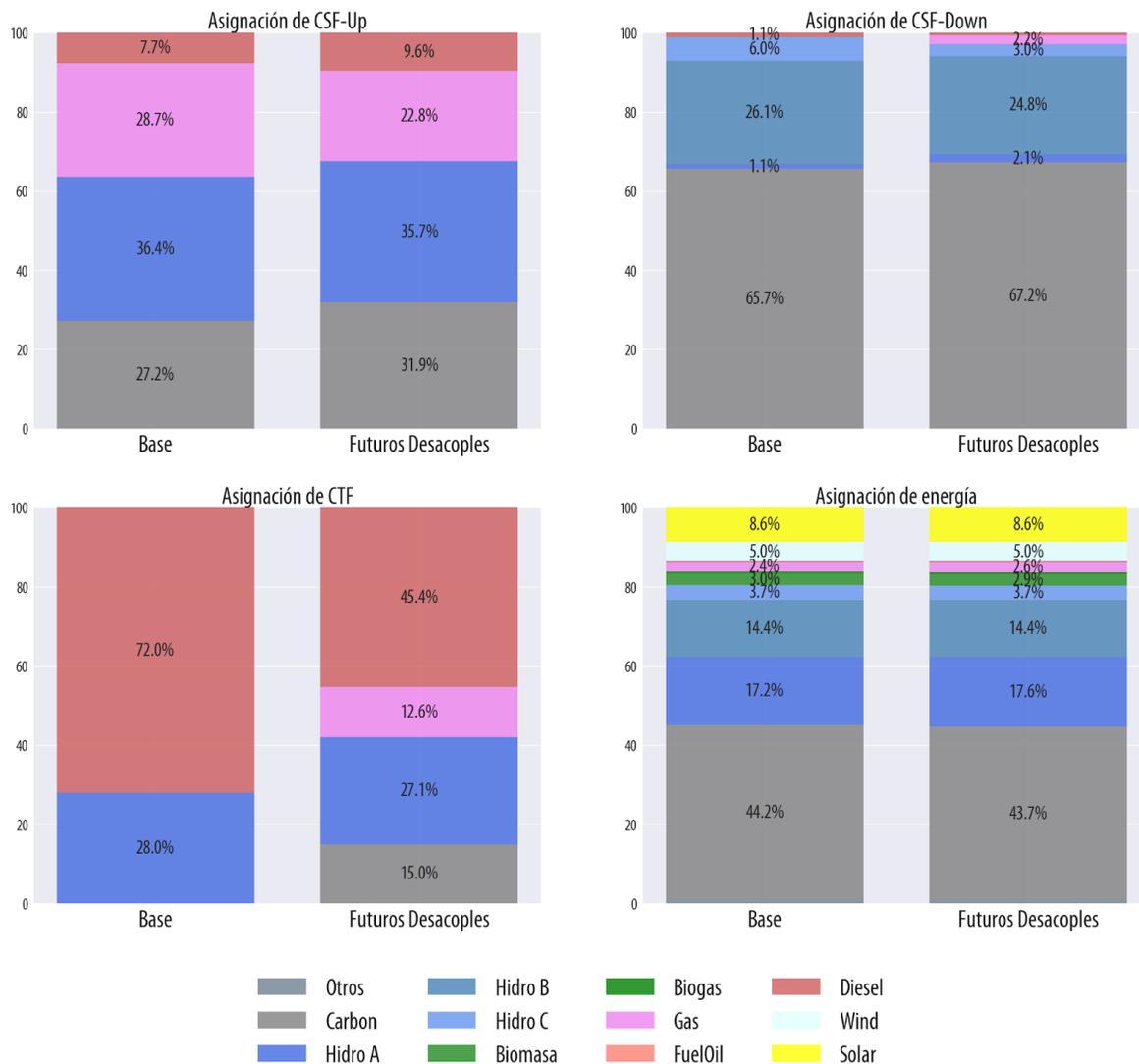


Figura B75. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Abril

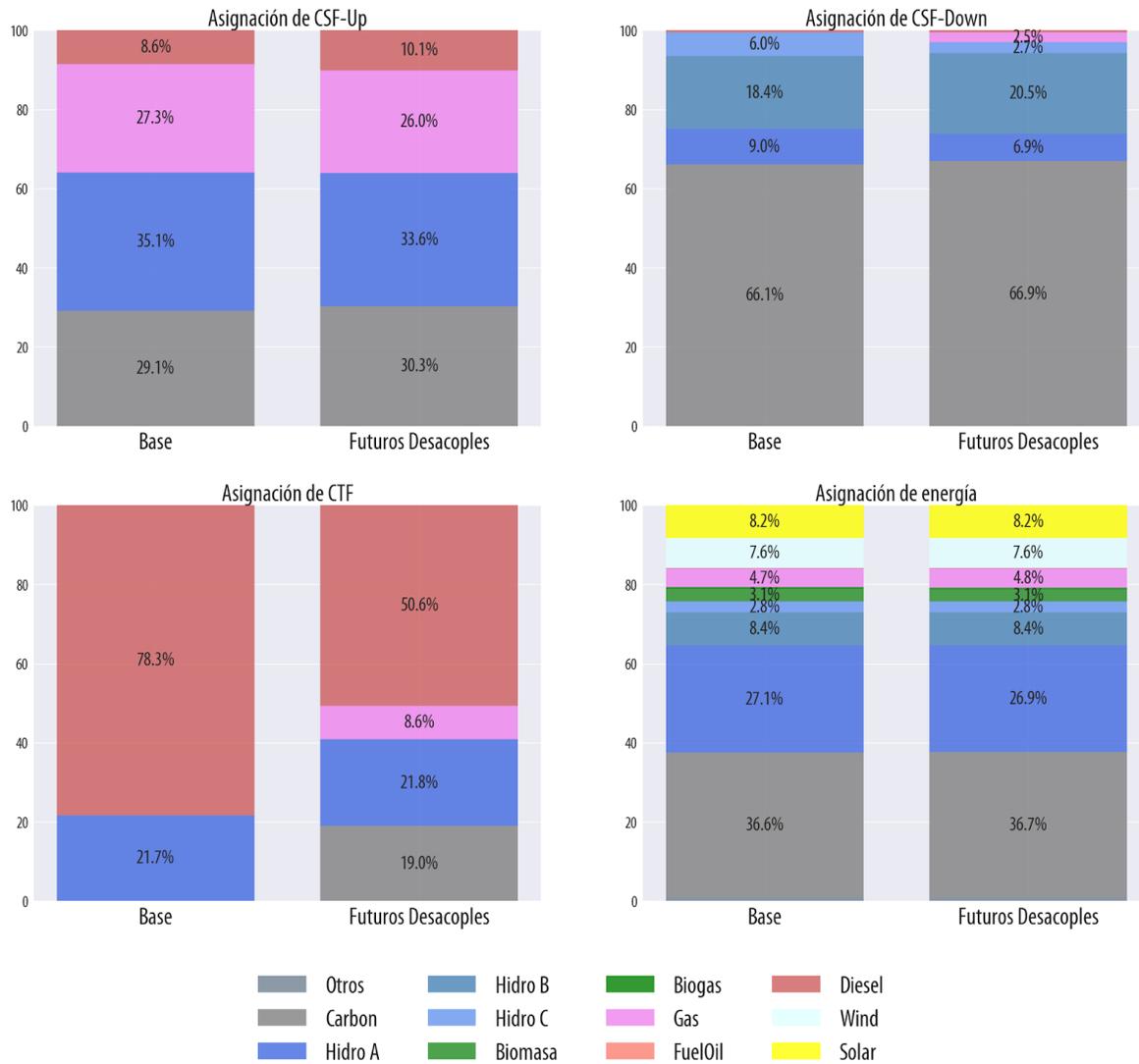


Figura B76. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Julio

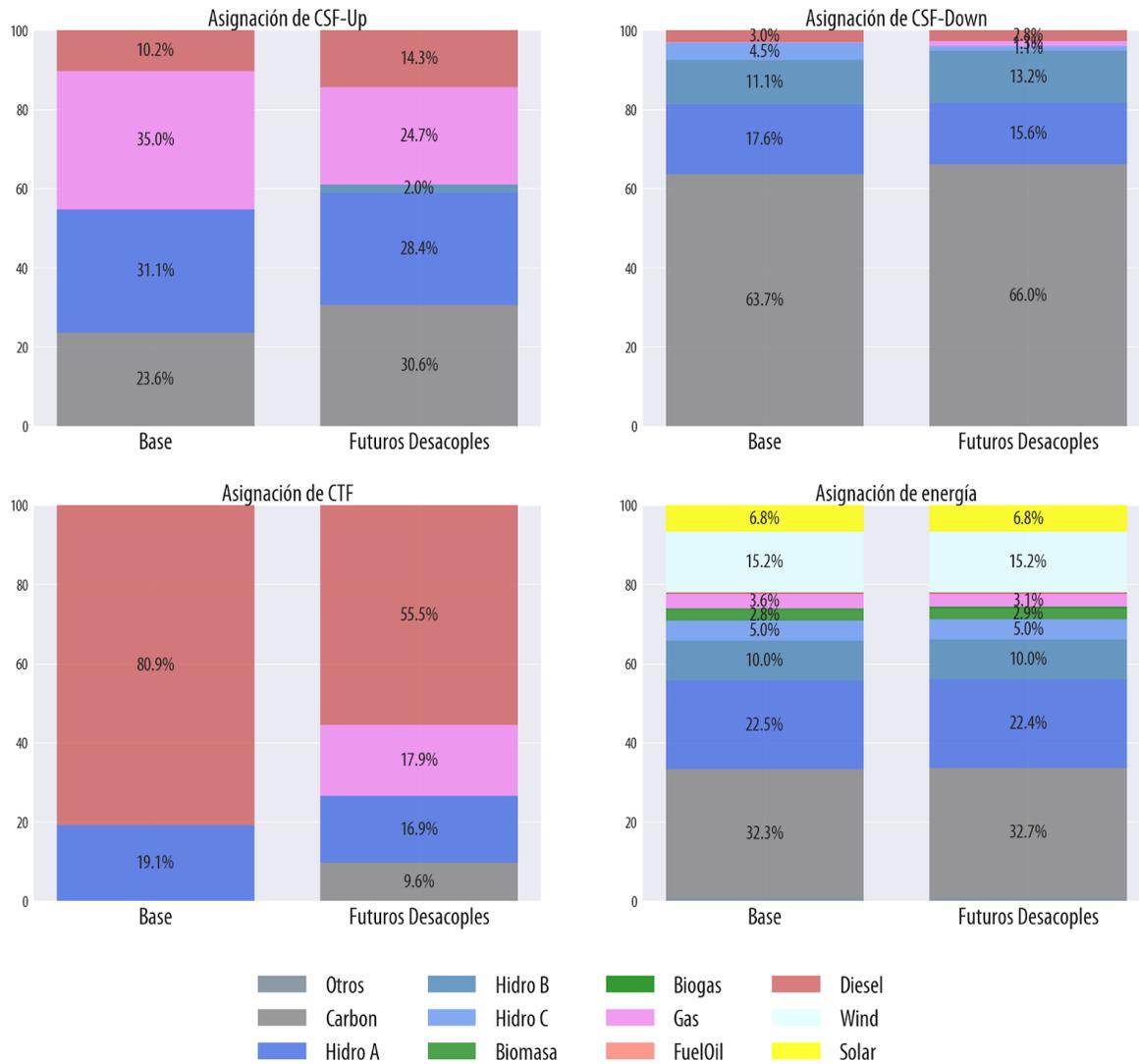


Figura B77. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Octubre

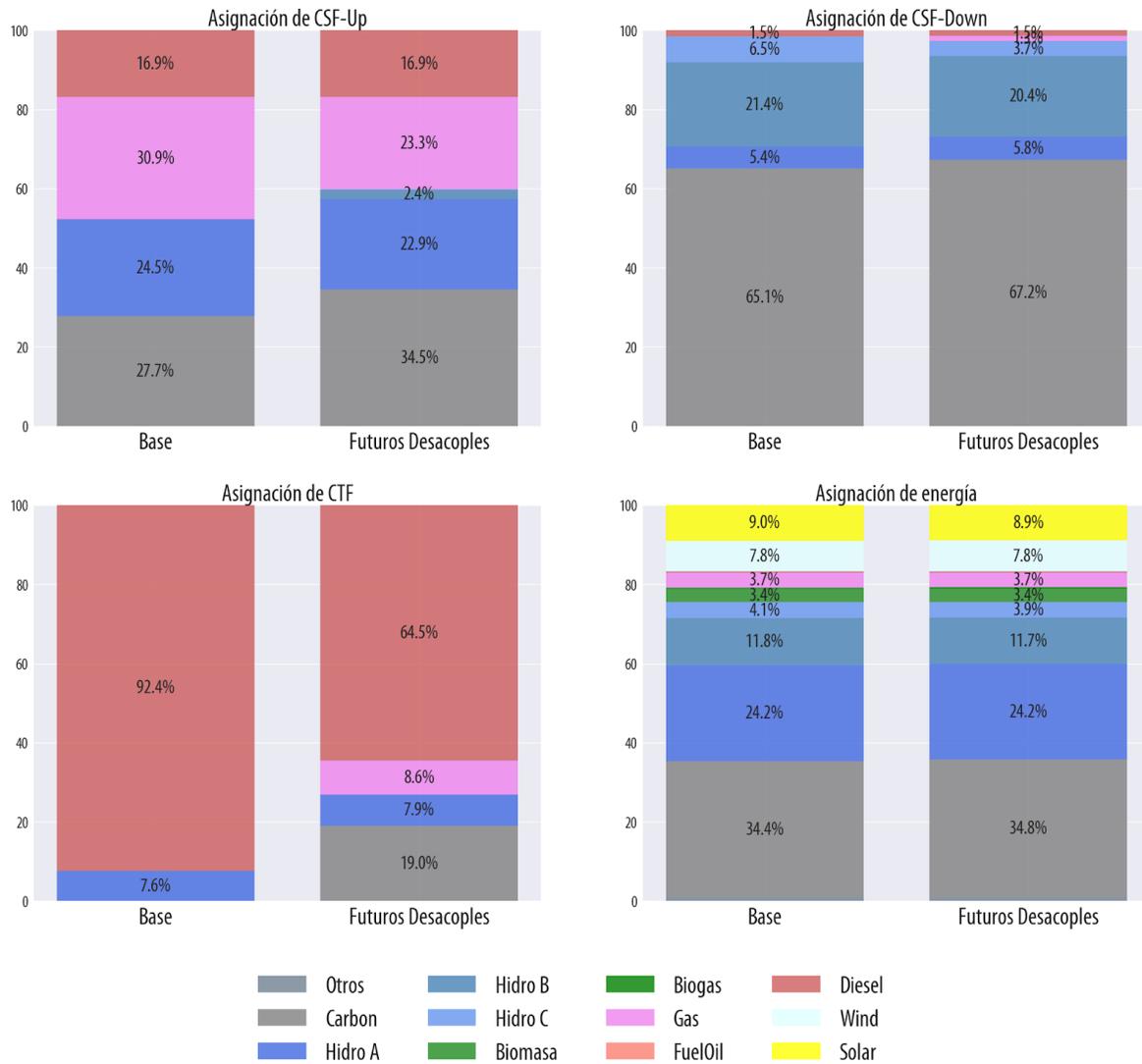


Figura B78. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

### B.8 Sensibilidad 2022

#### Compañías

Se presentan a continuación la asignación de reservas y participación en energía para las sensibilidades al 2022 en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

#### Enero

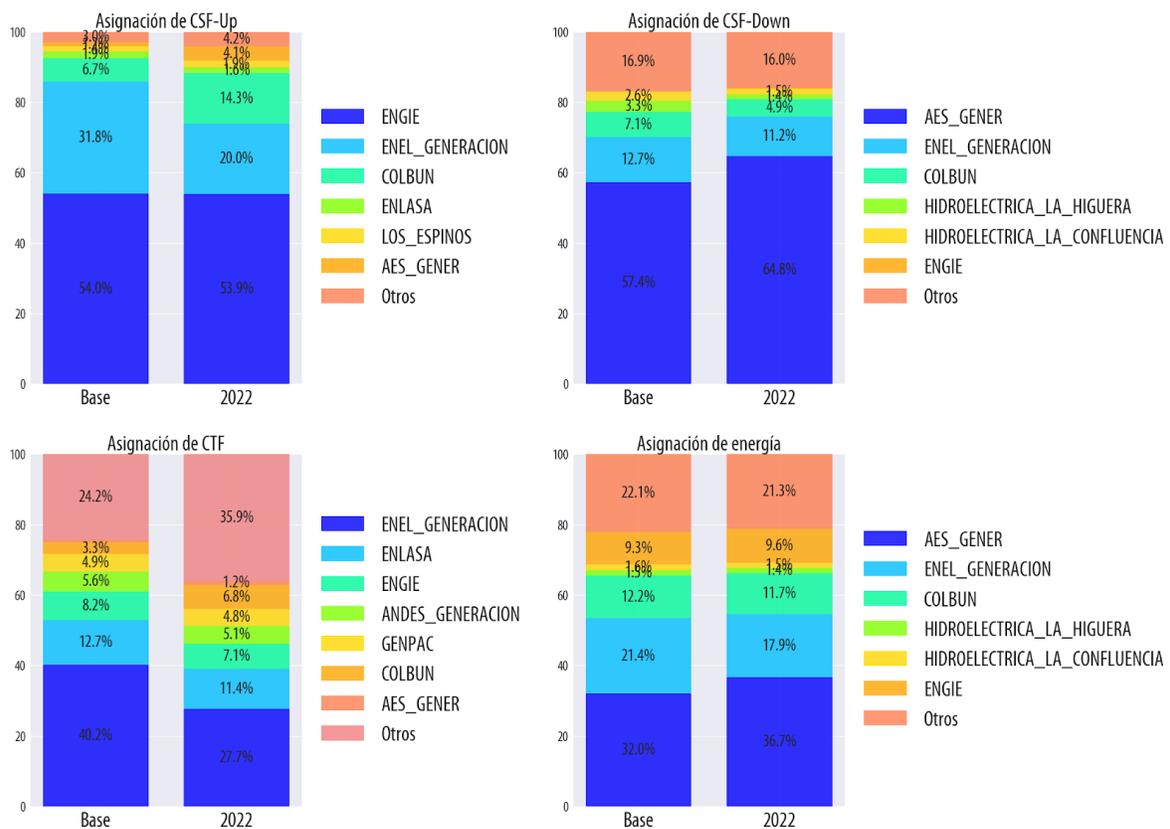


Figura B79. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Abril

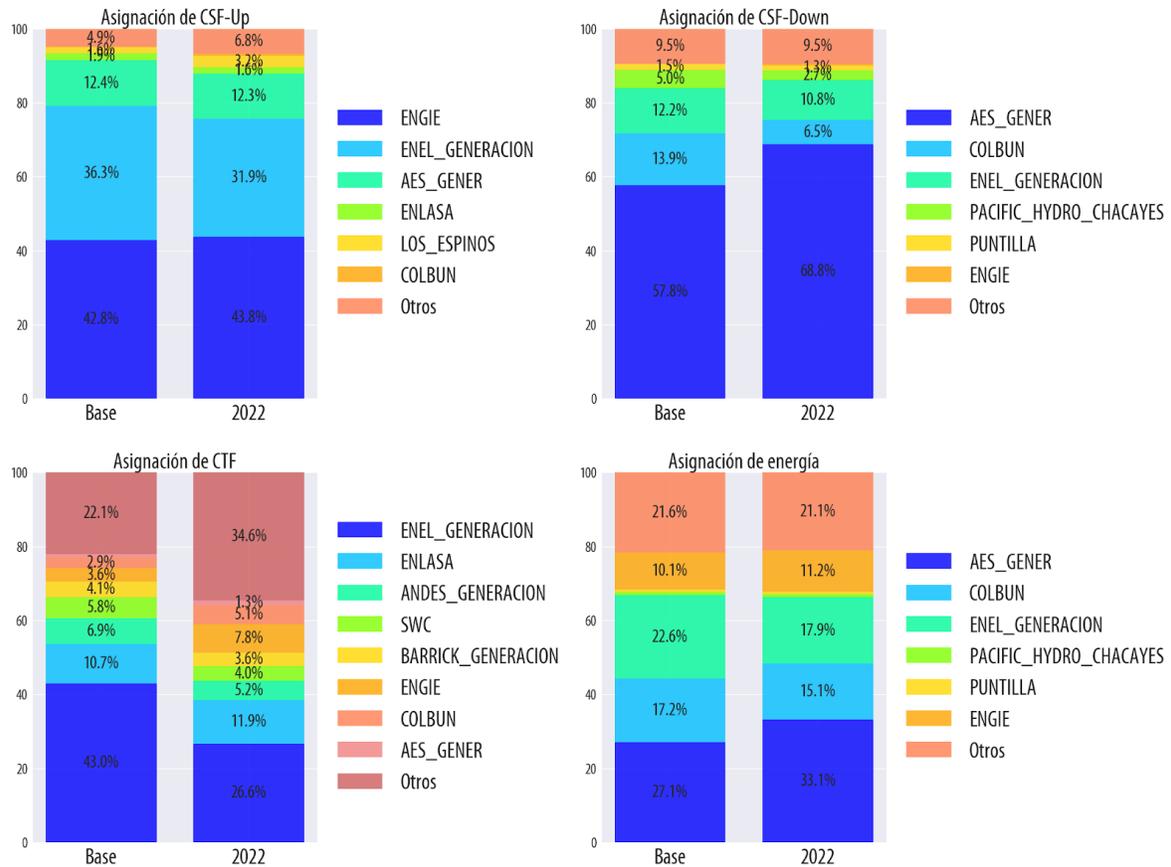


Figura B80. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Julio

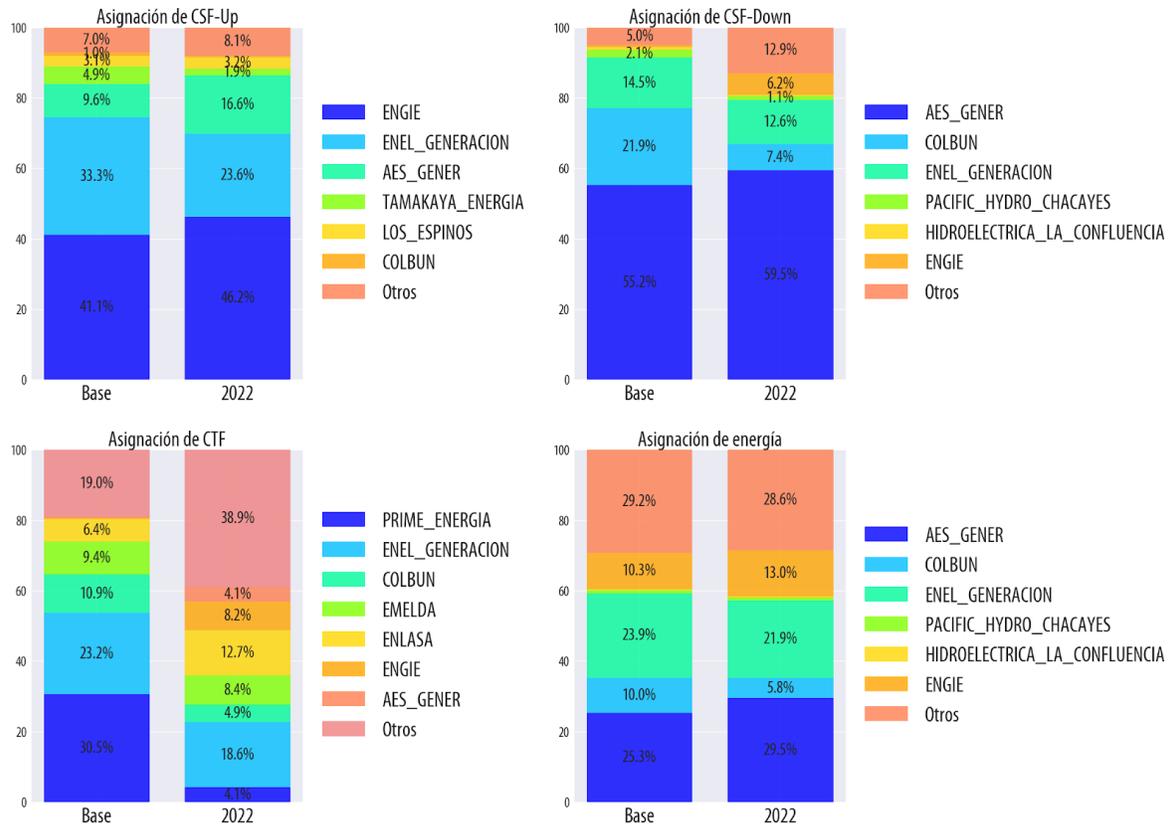


Figura B81. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

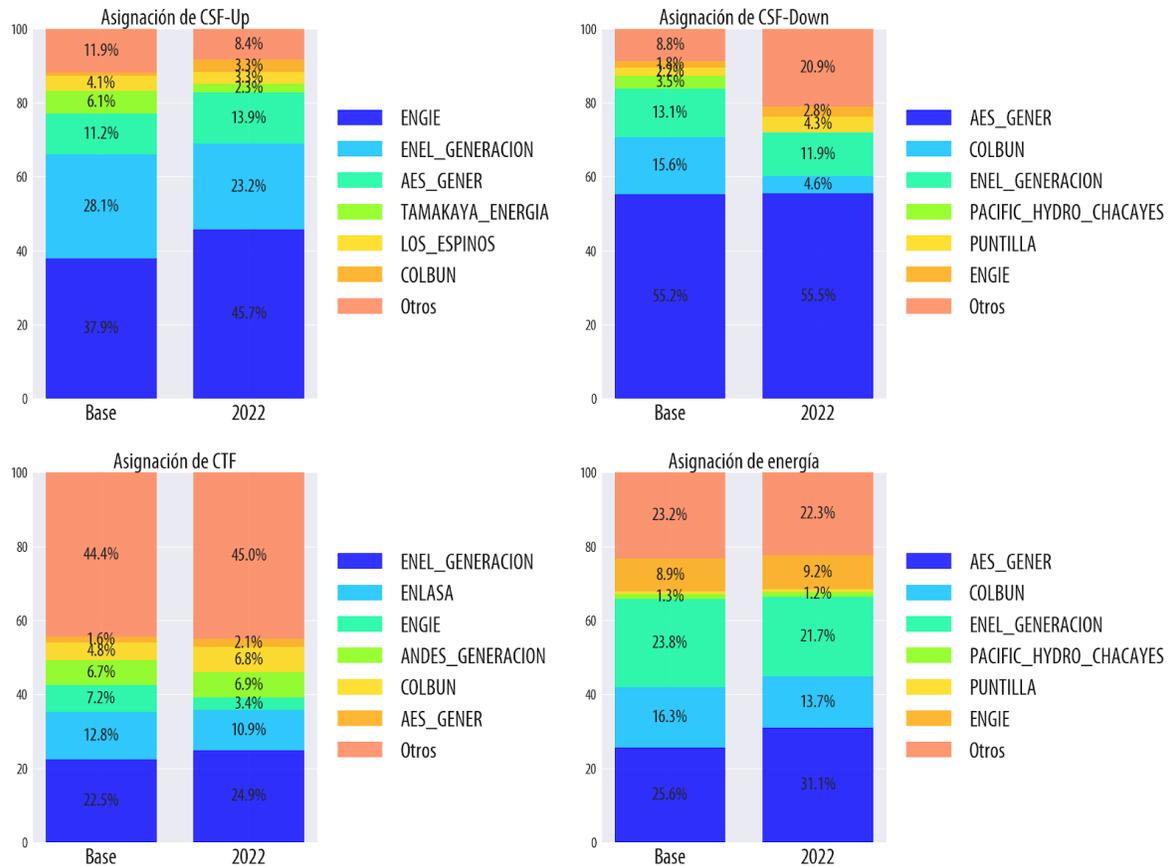


Figura B82. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

**Tecnologías**

Se presentan a continuación la composición tecnológica para las sensibilidades al 2022 en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

**Enero**

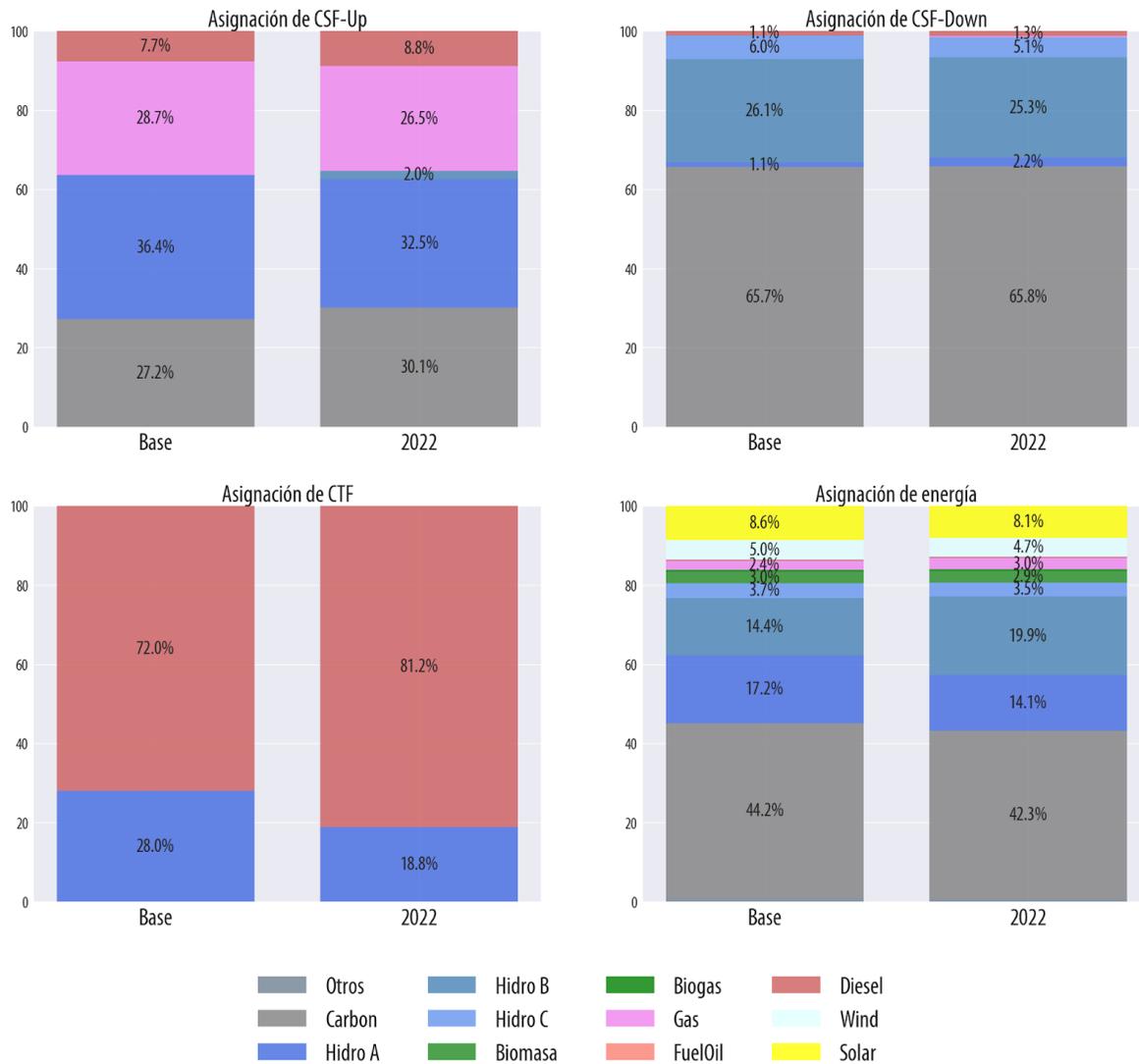


Figura B83. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Abril

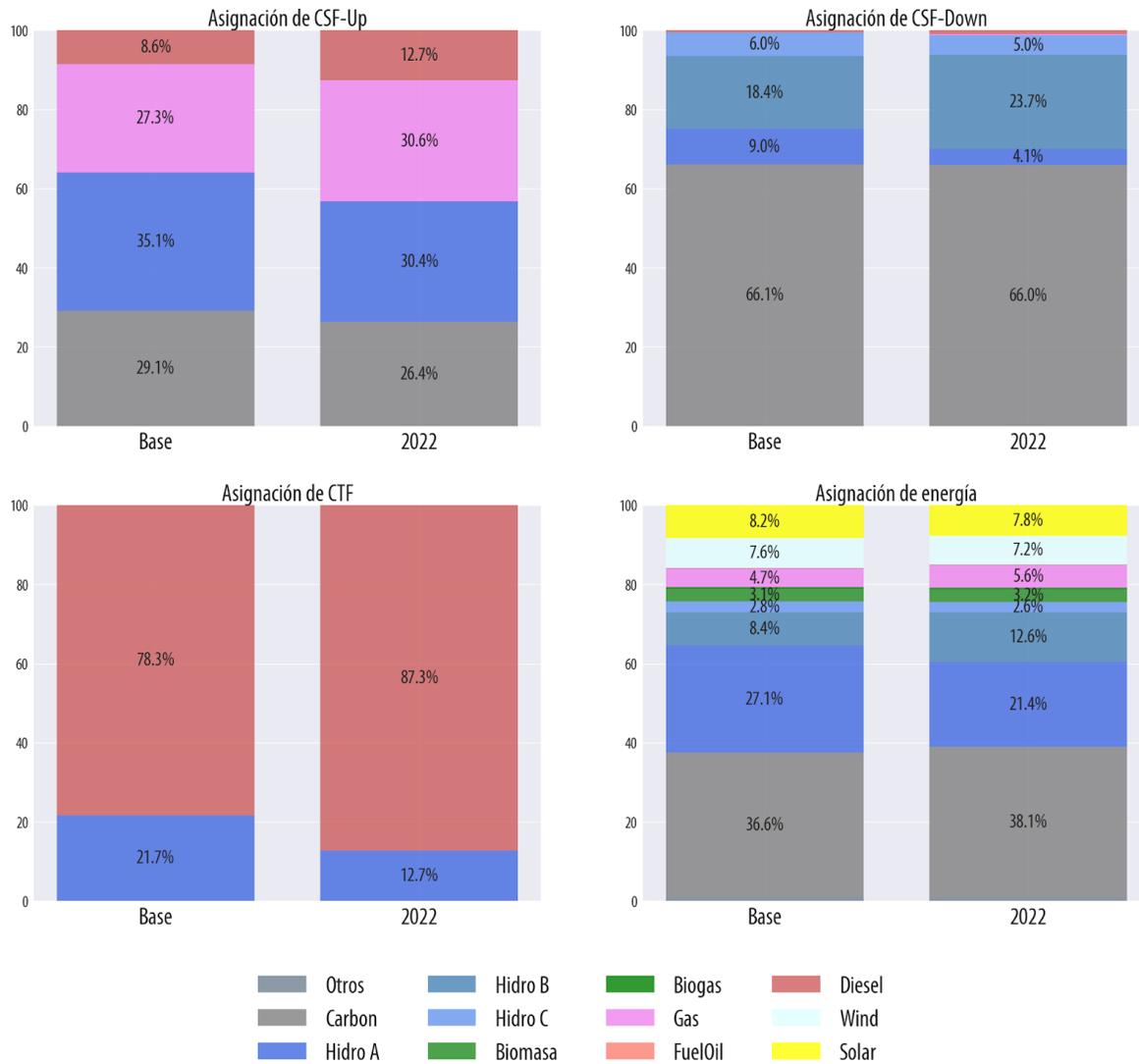


Figura B84. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Julio

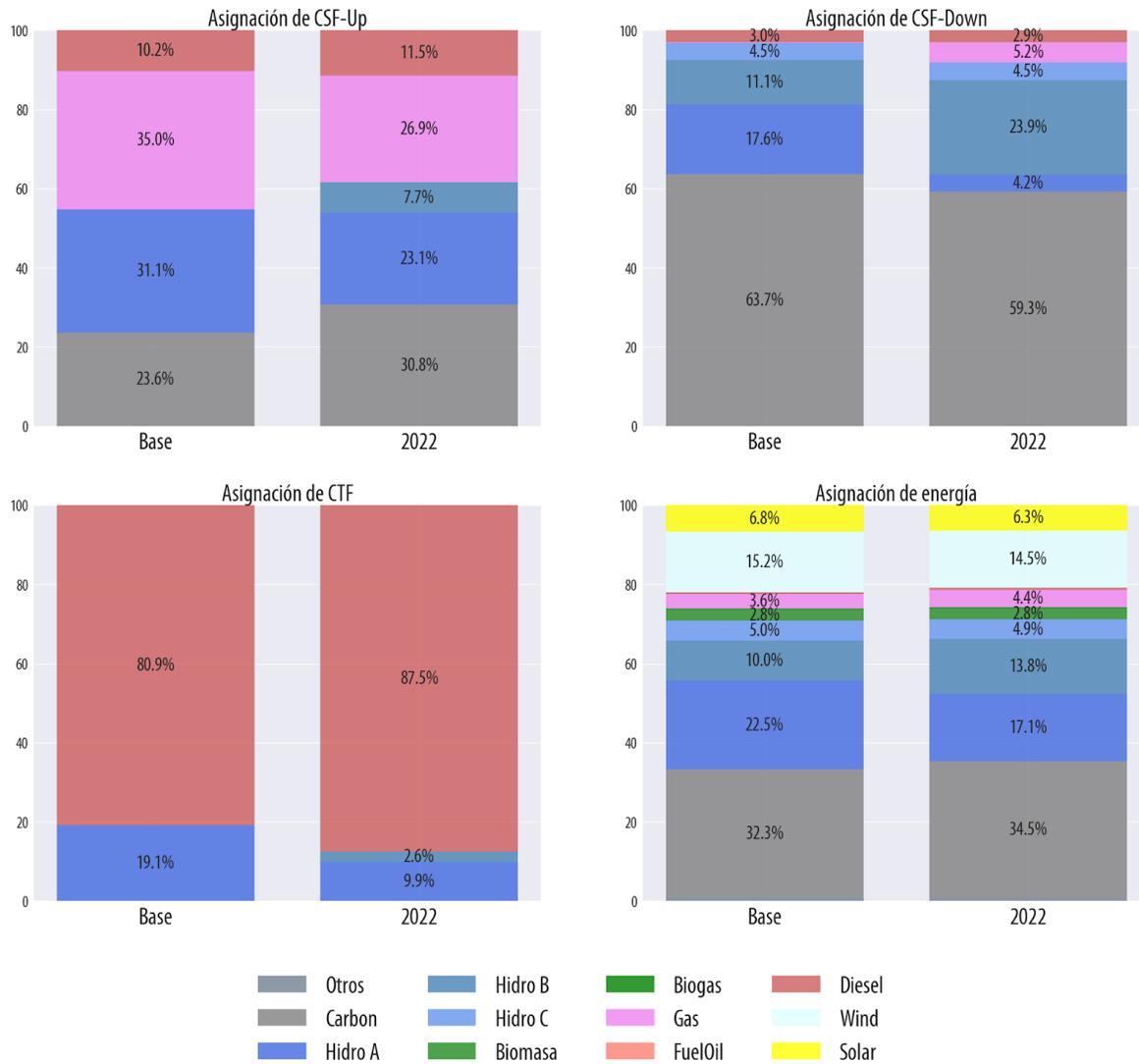


Figura B85. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Octubre

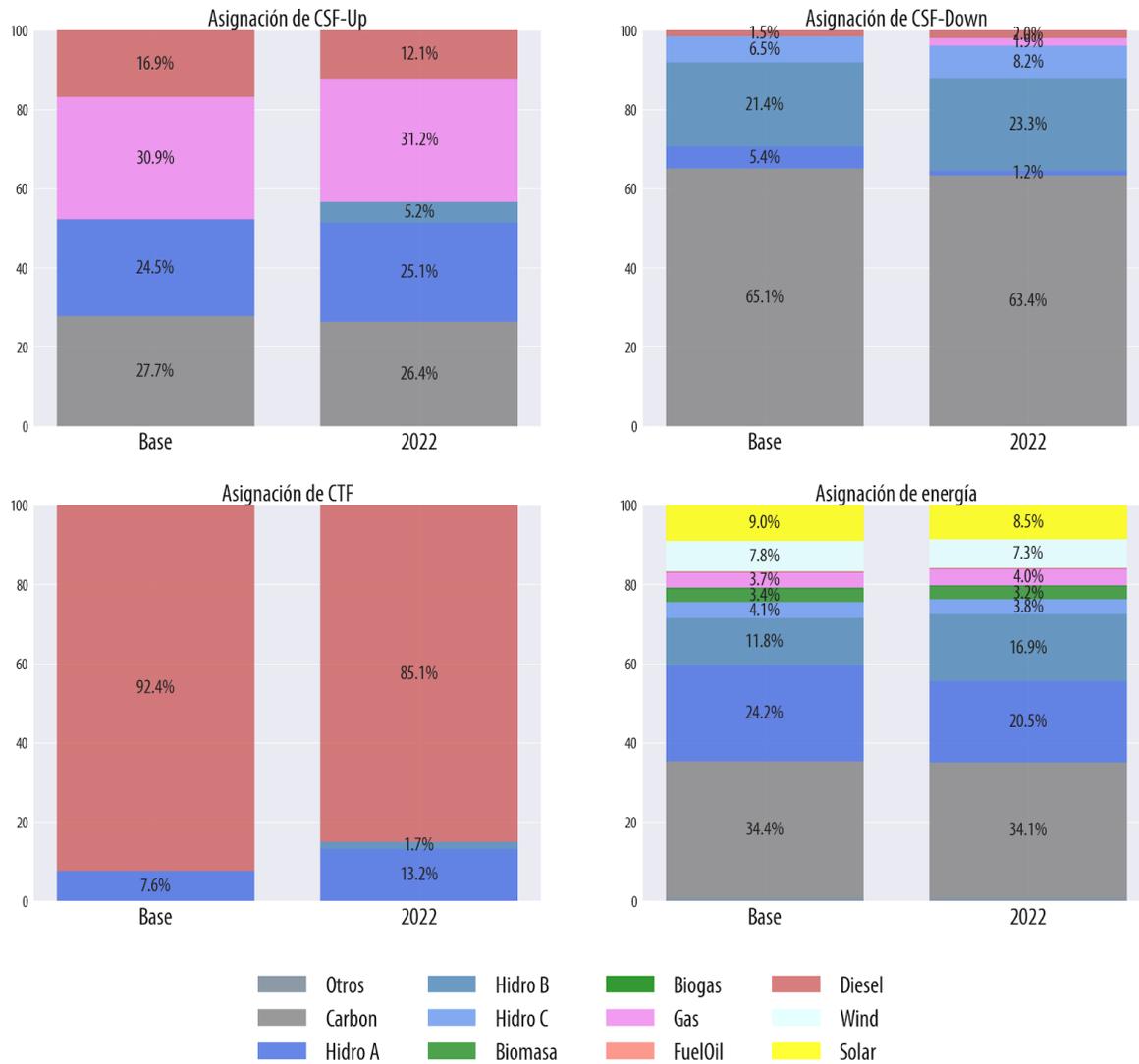


Figura B86. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

### B.9 Sensibilidad carbón-vapor

Se presentan a continuación la asignación de reservas y participación en energía para las sensibilidades considerando una menor participación de centrales carbón-vapor, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

#### Compañías

##### Enero

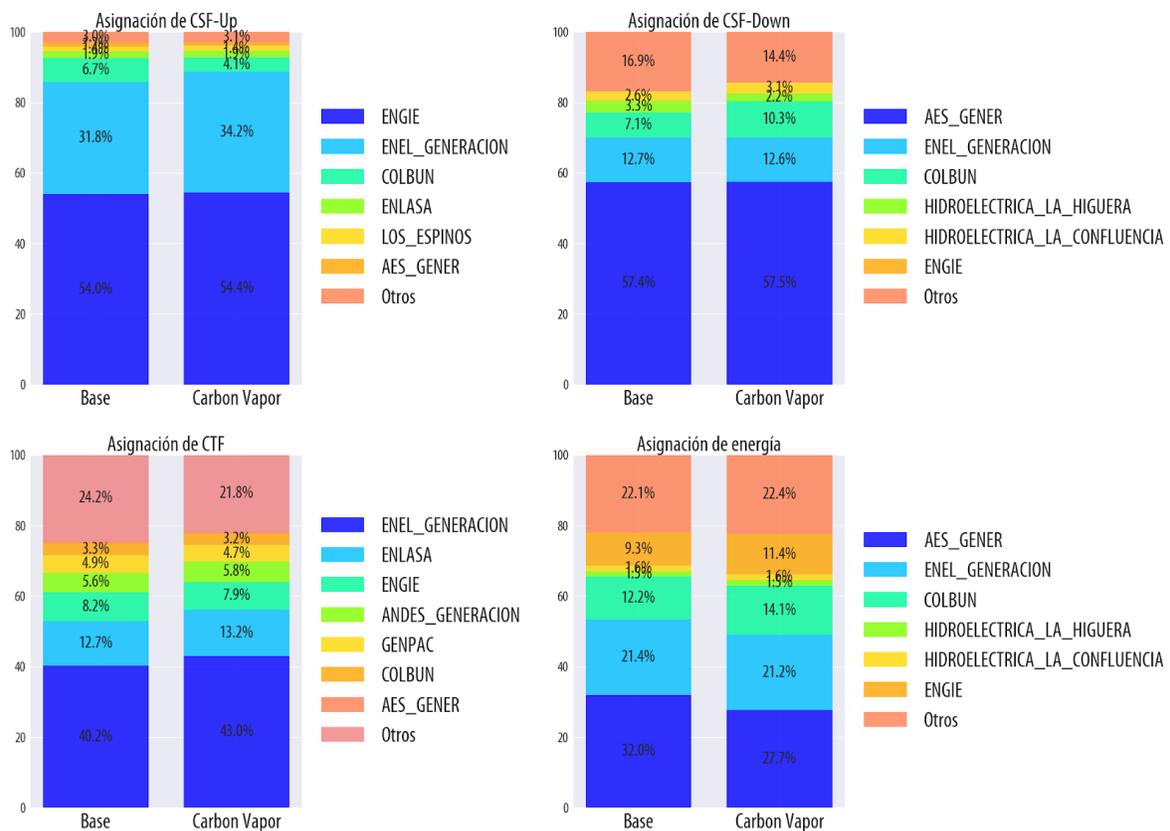


Figura B87. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Abril

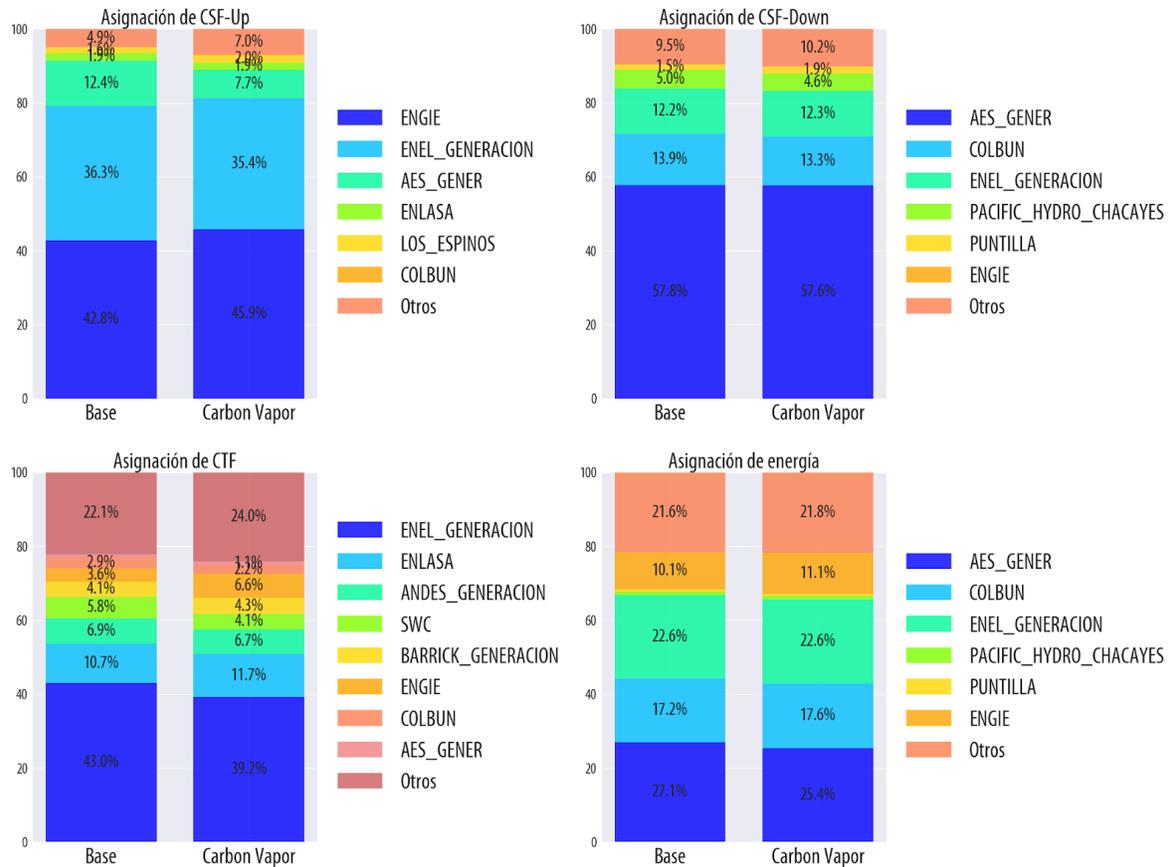


Figura B88. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Julio

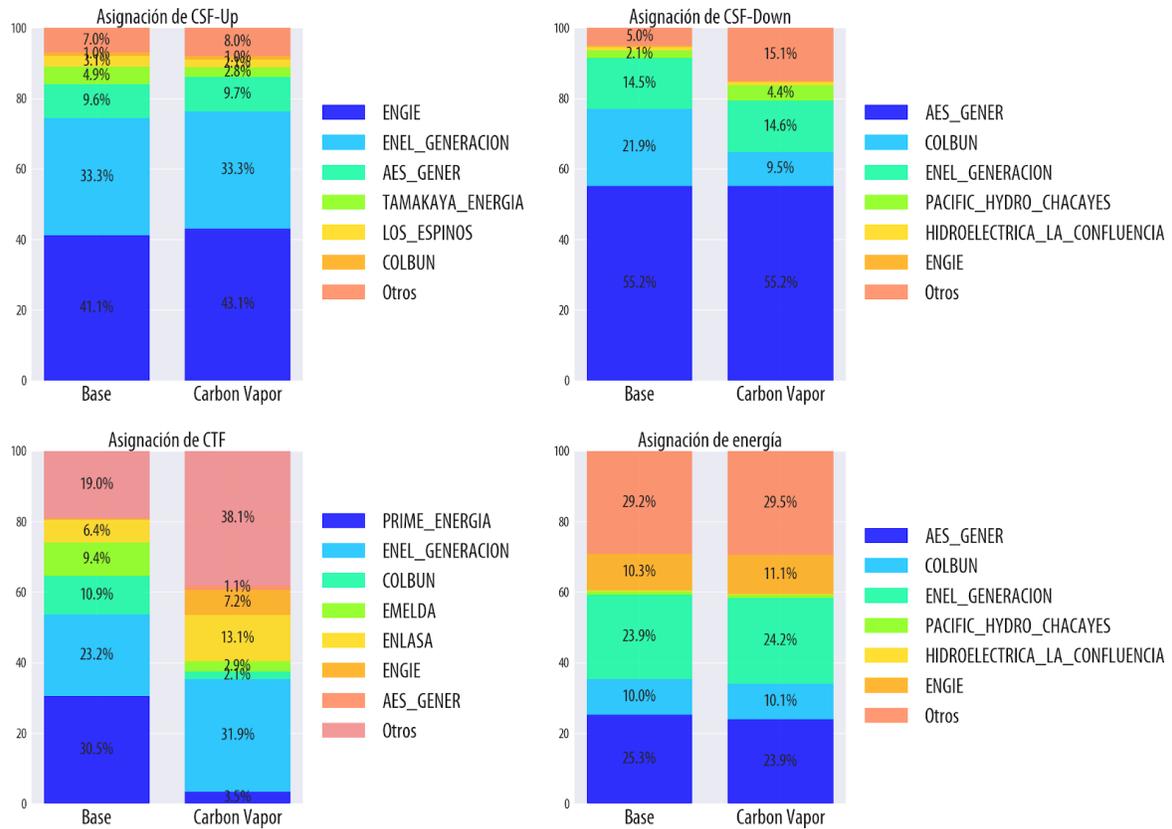


Figura B89. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

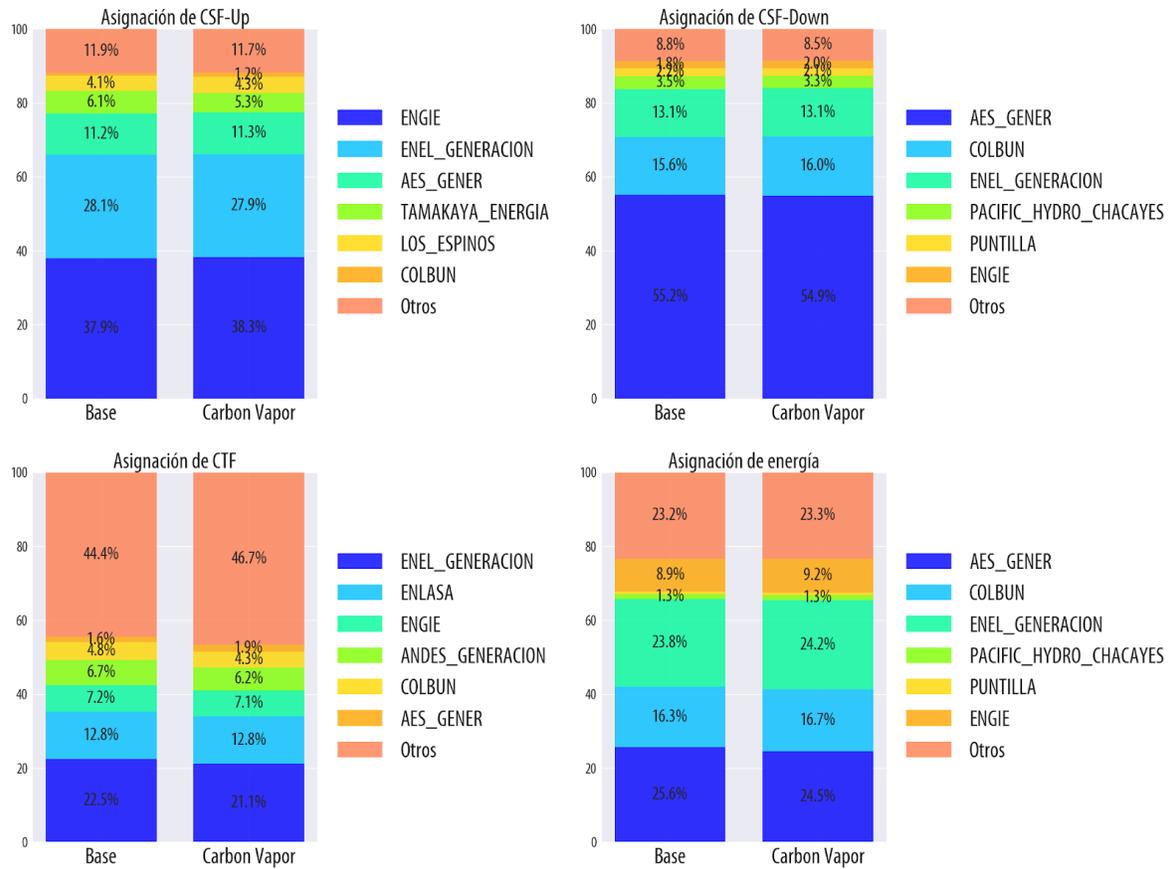


Figura B90. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

**Tecnologías**

Se presentan a continuación la composición tecnológica para las sensibilidades considerando una menor participación de centrales carbón-vapor, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

**Enero**

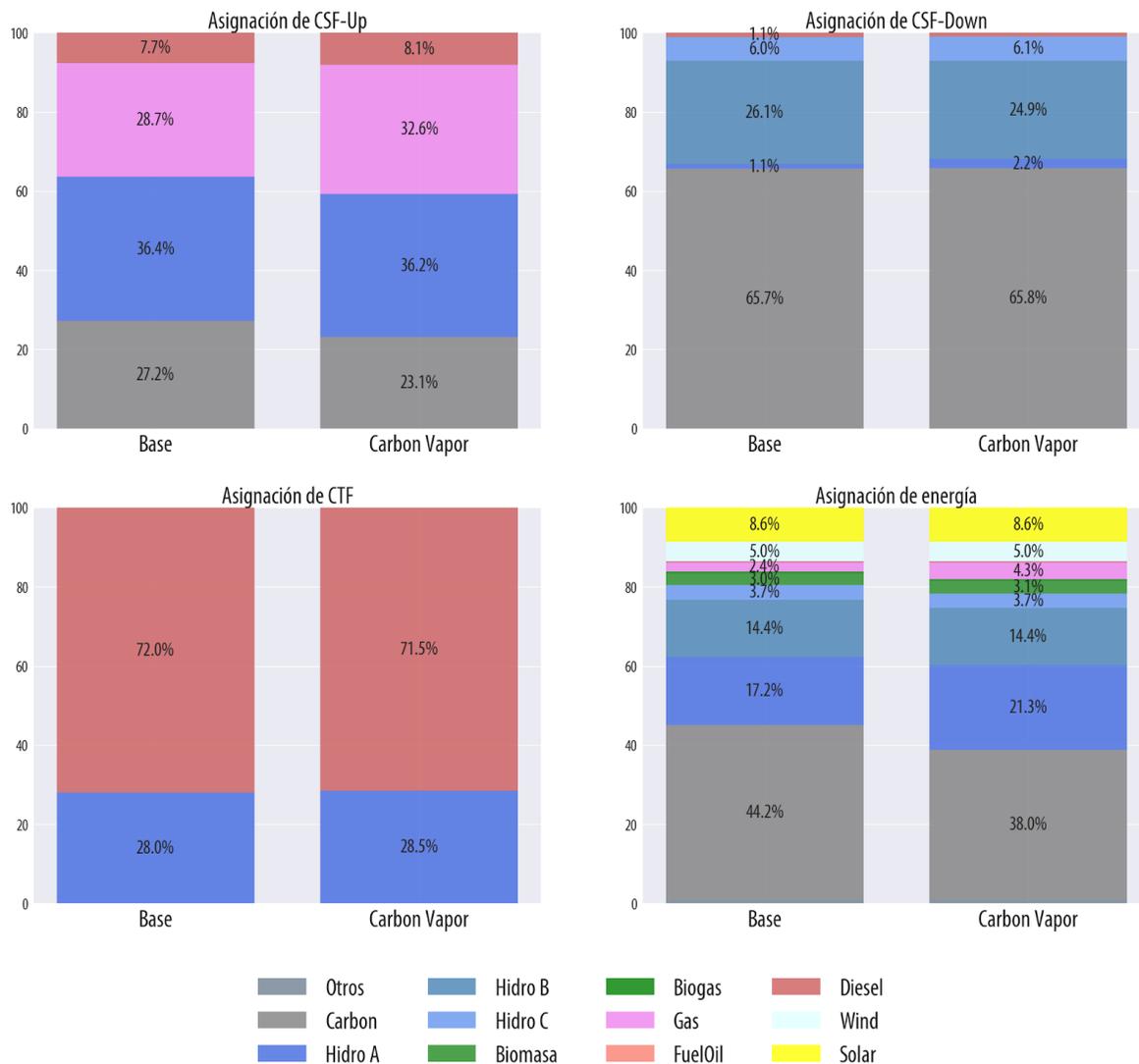


Figura B91. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Abril

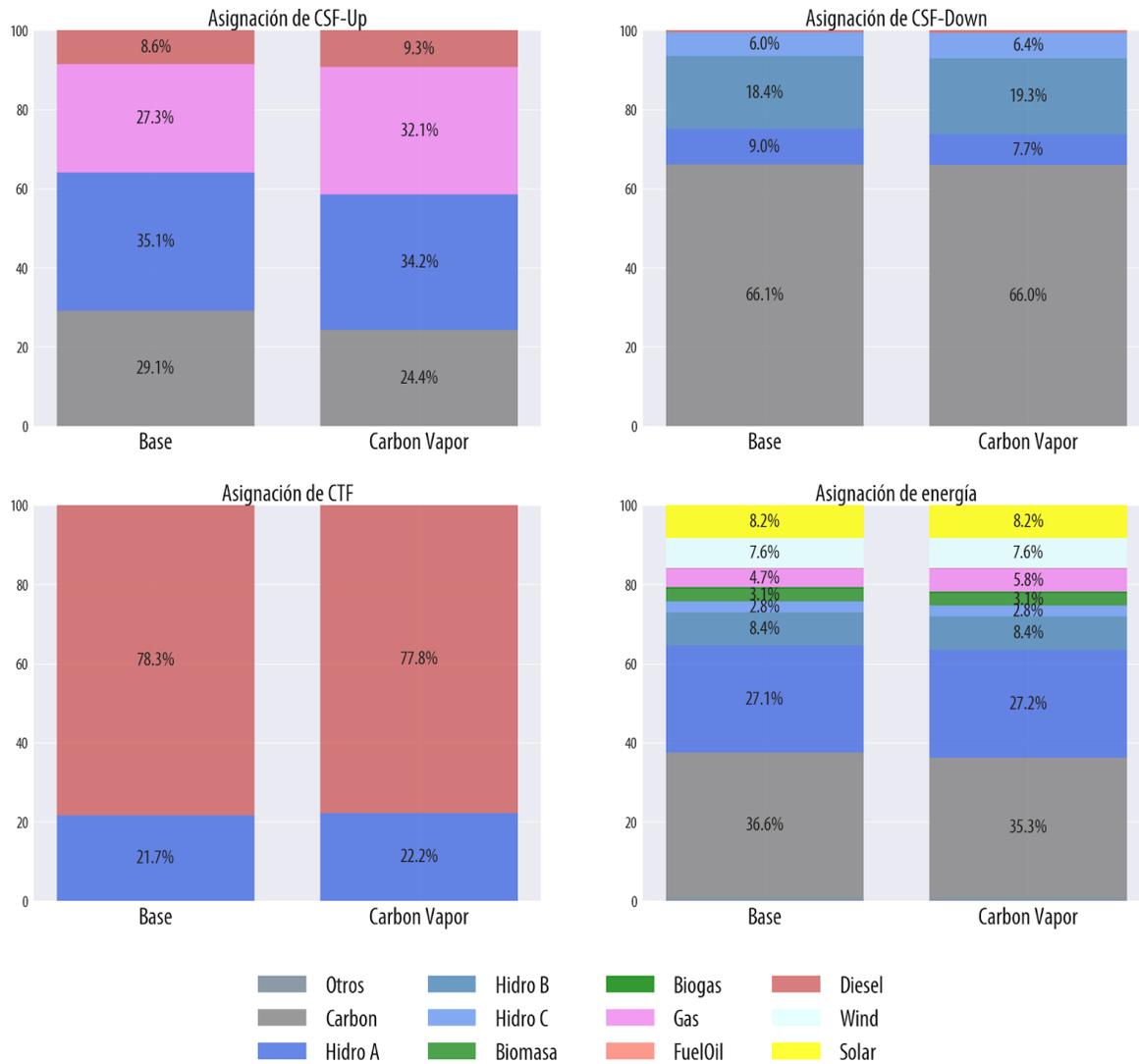


Figura B92. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Julio

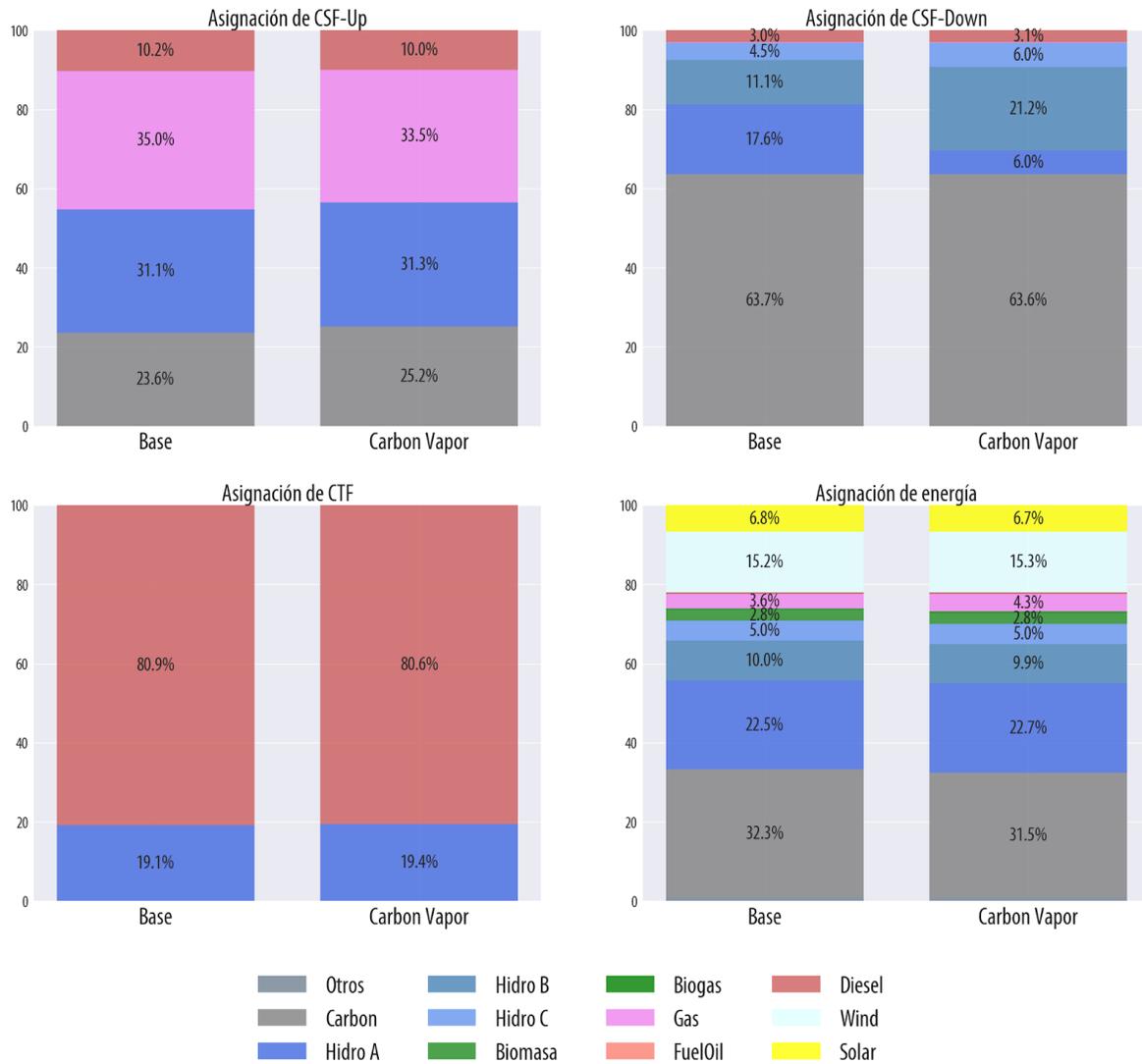


Figura B93. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Octubre

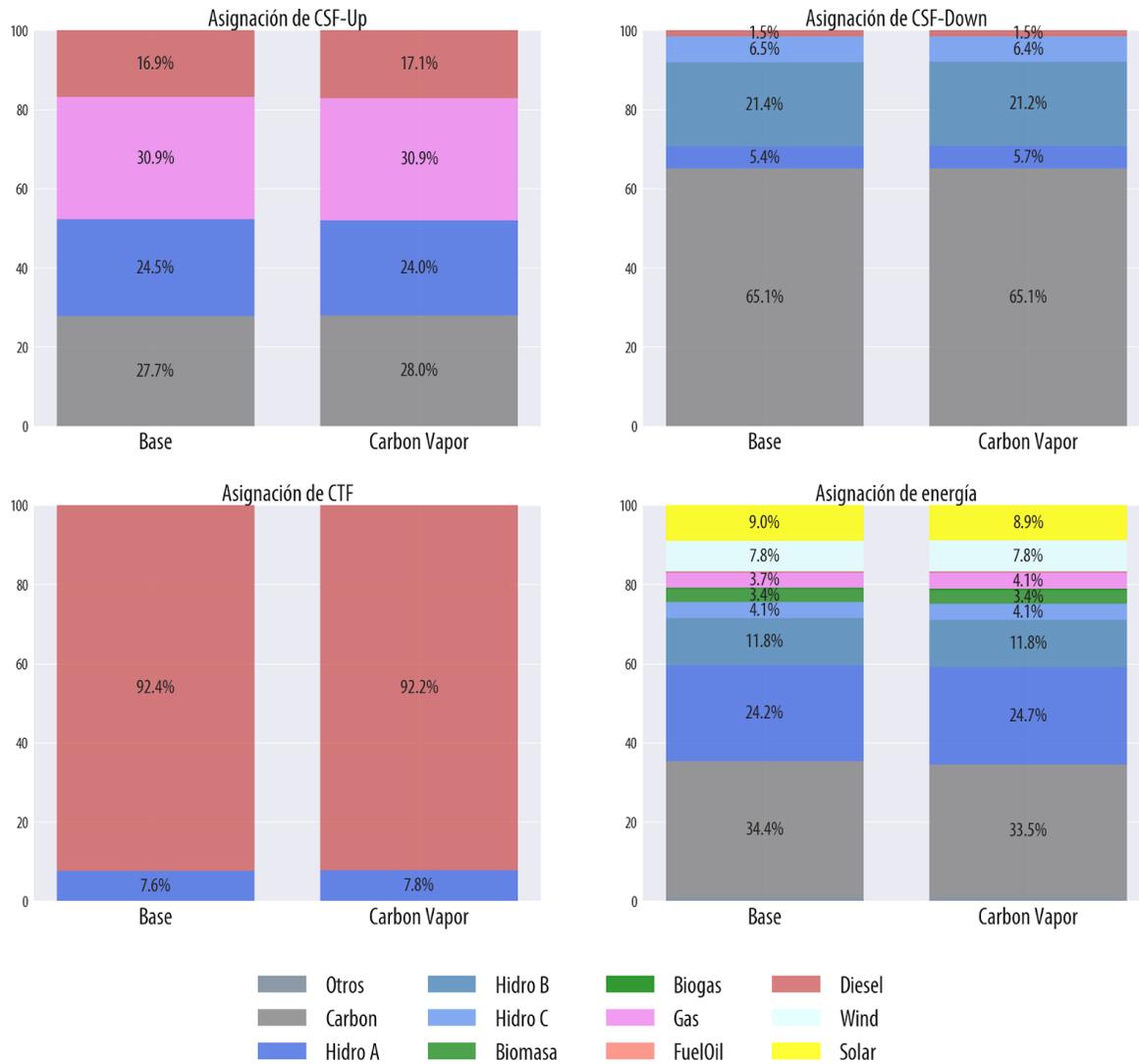


Figura B94. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

### B.10 Sensibilidad con requerimiento AGC

Se presentan a continuación la asignación de reservas y participación en energía para las sensibilidades considerando un requerimiento independiente de AGC, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de proyección del mercado.

#### Compañías

#### Enero

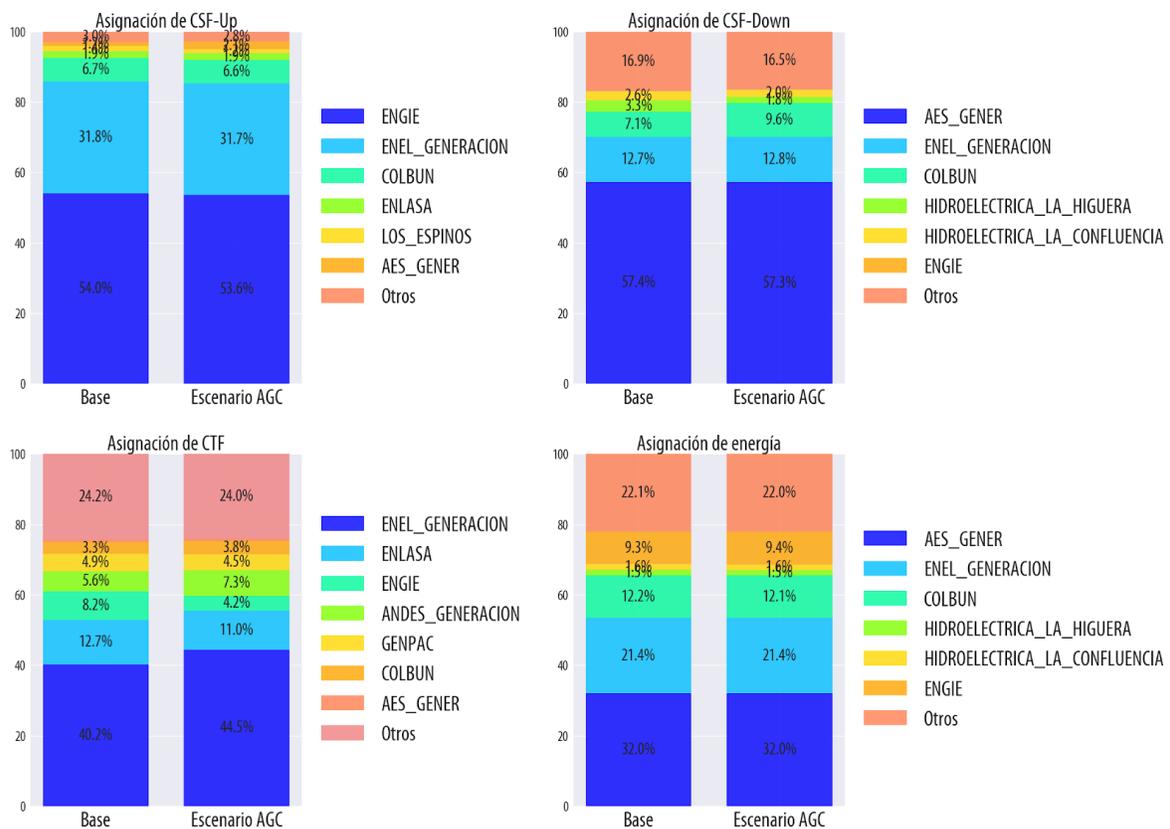


Figura B95. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Abril

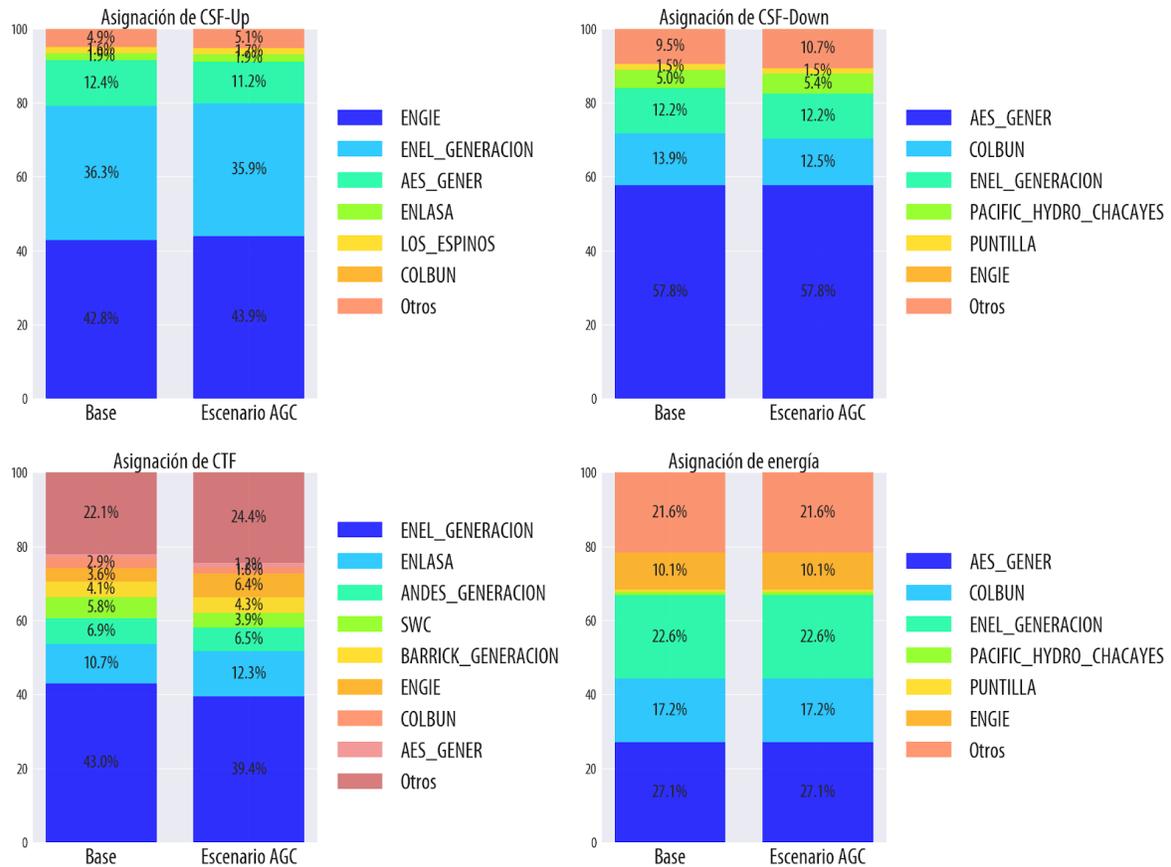


Figura B96. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Julio

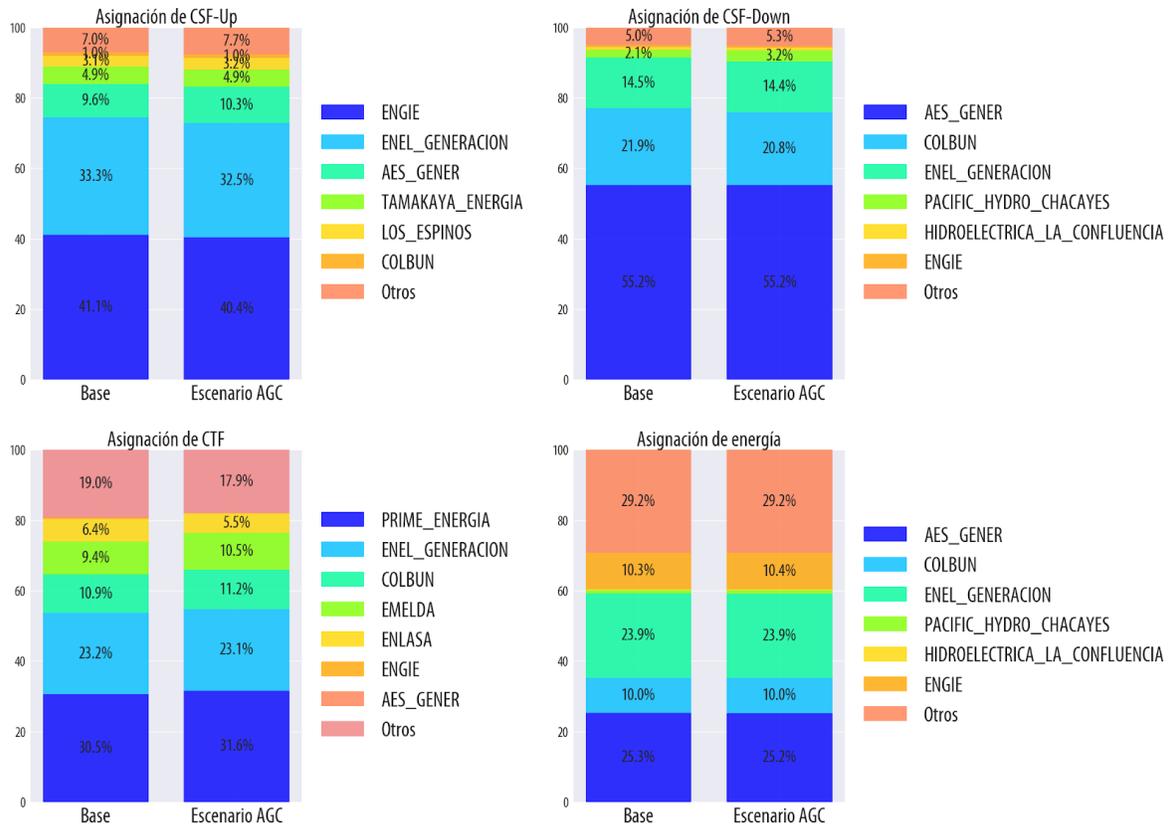


Figura B97. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

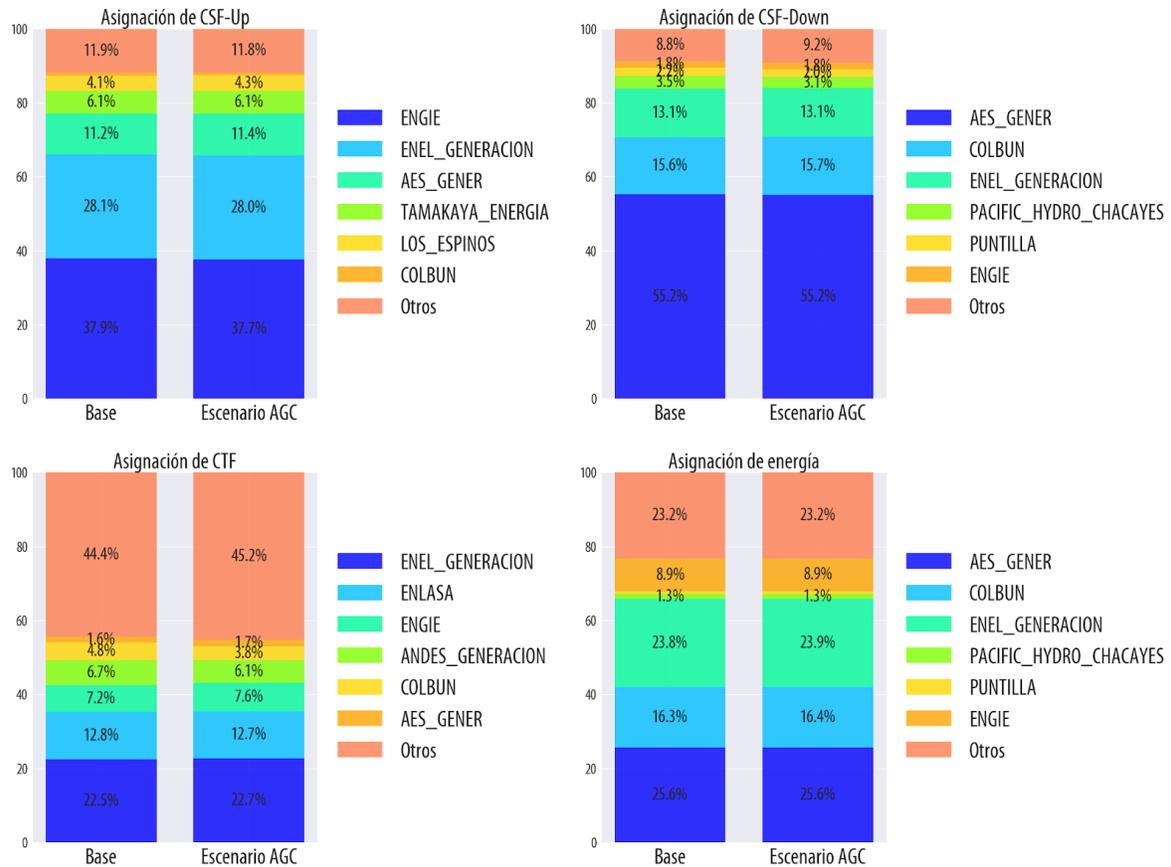


Figura B98. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

### Tecnologías

Se presentan a continuación la composición tecnológica para las sensibilidades considerando un requerimiento independiente de AGC, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

#### Enero

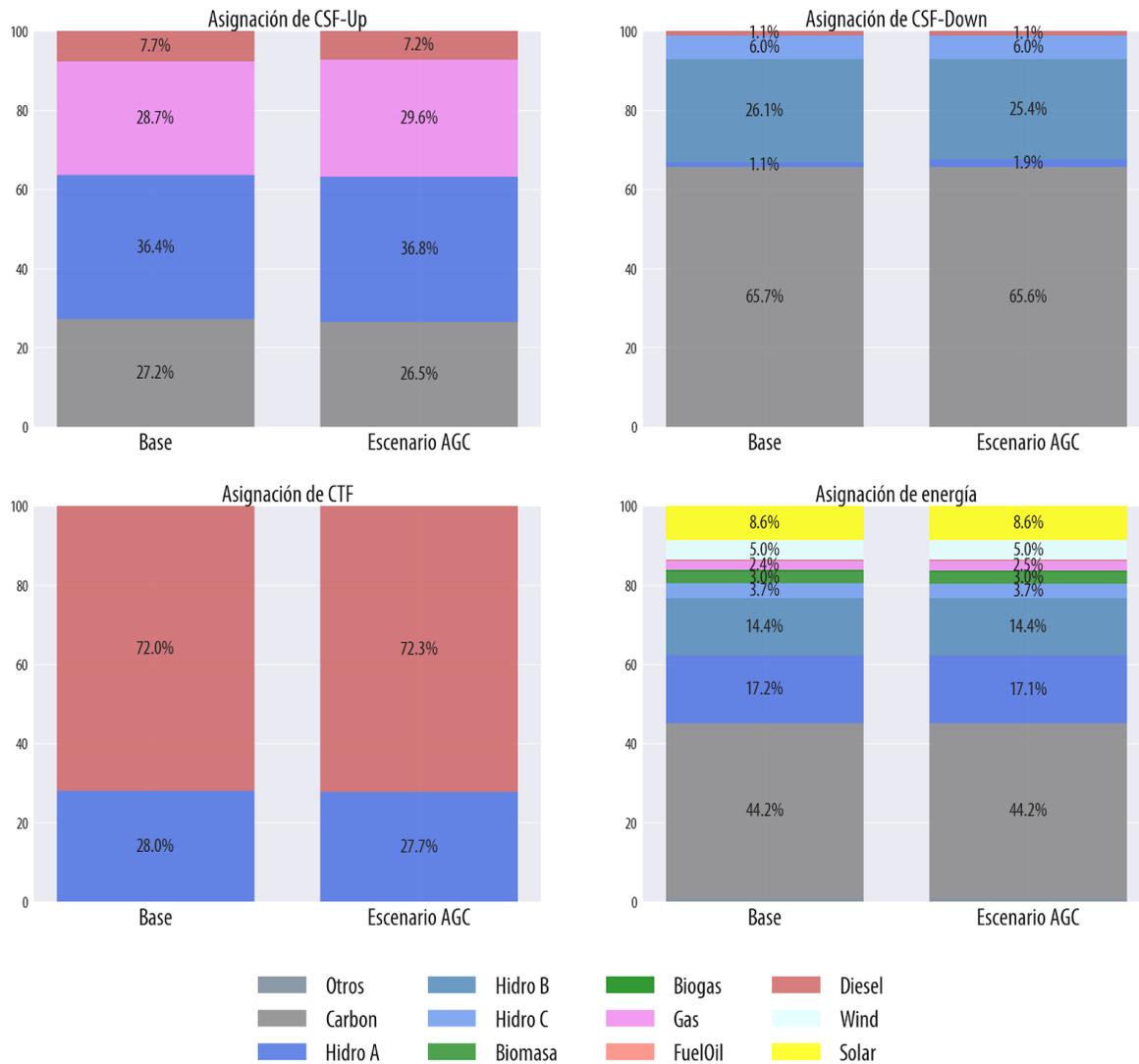


Figura B99. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Abril

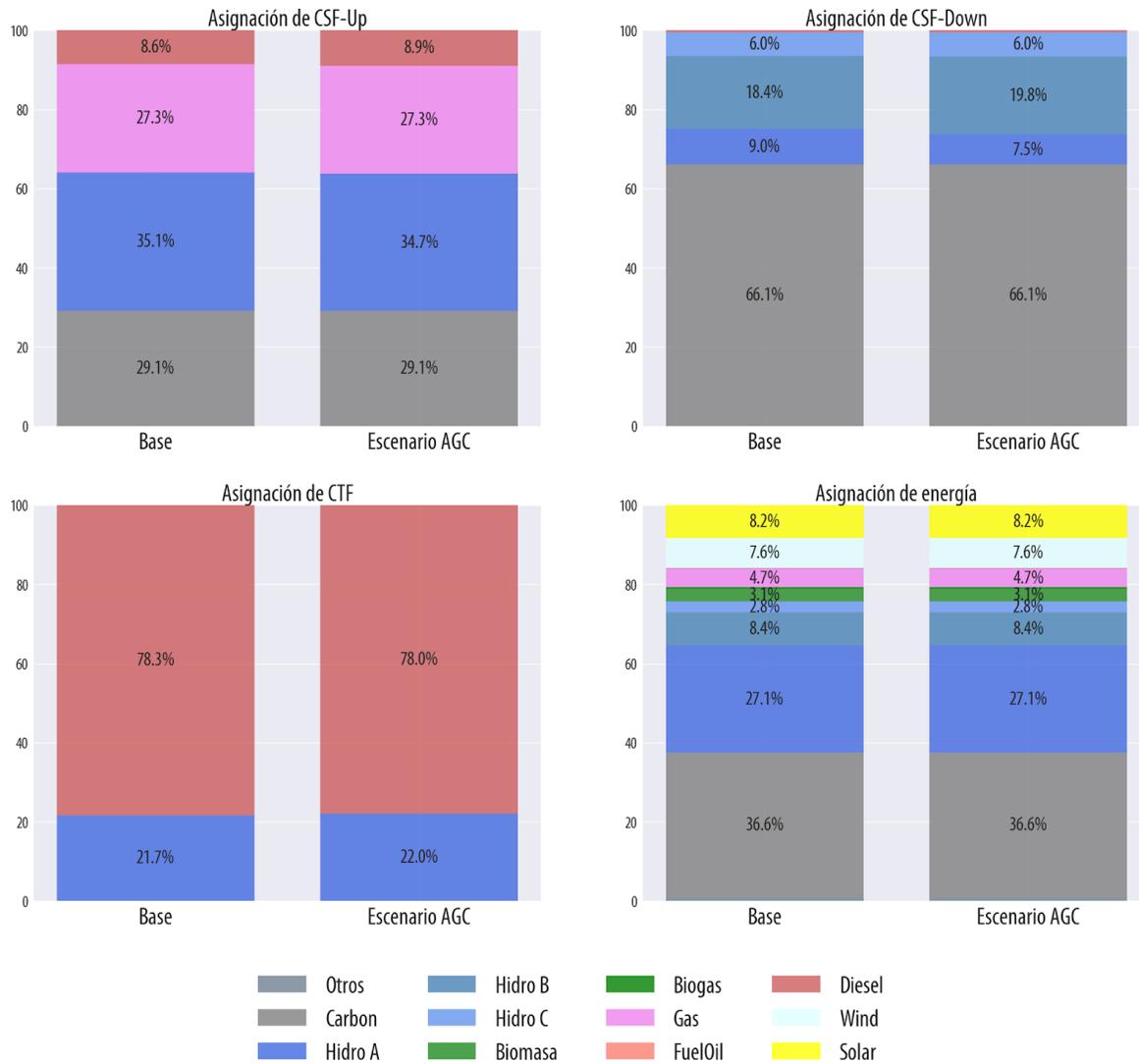


Figura B100. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Julio

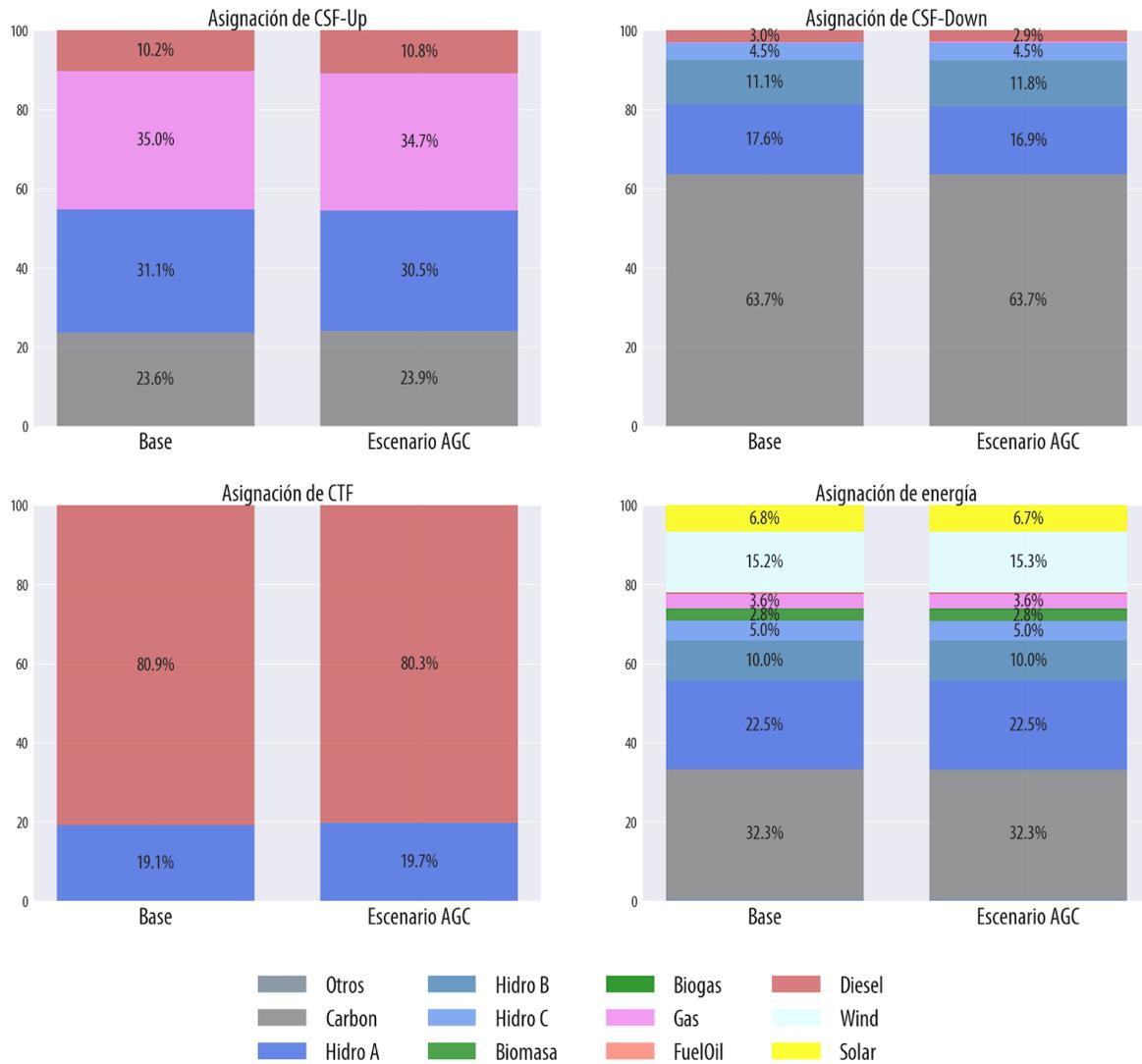


Figura B101. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Octubre

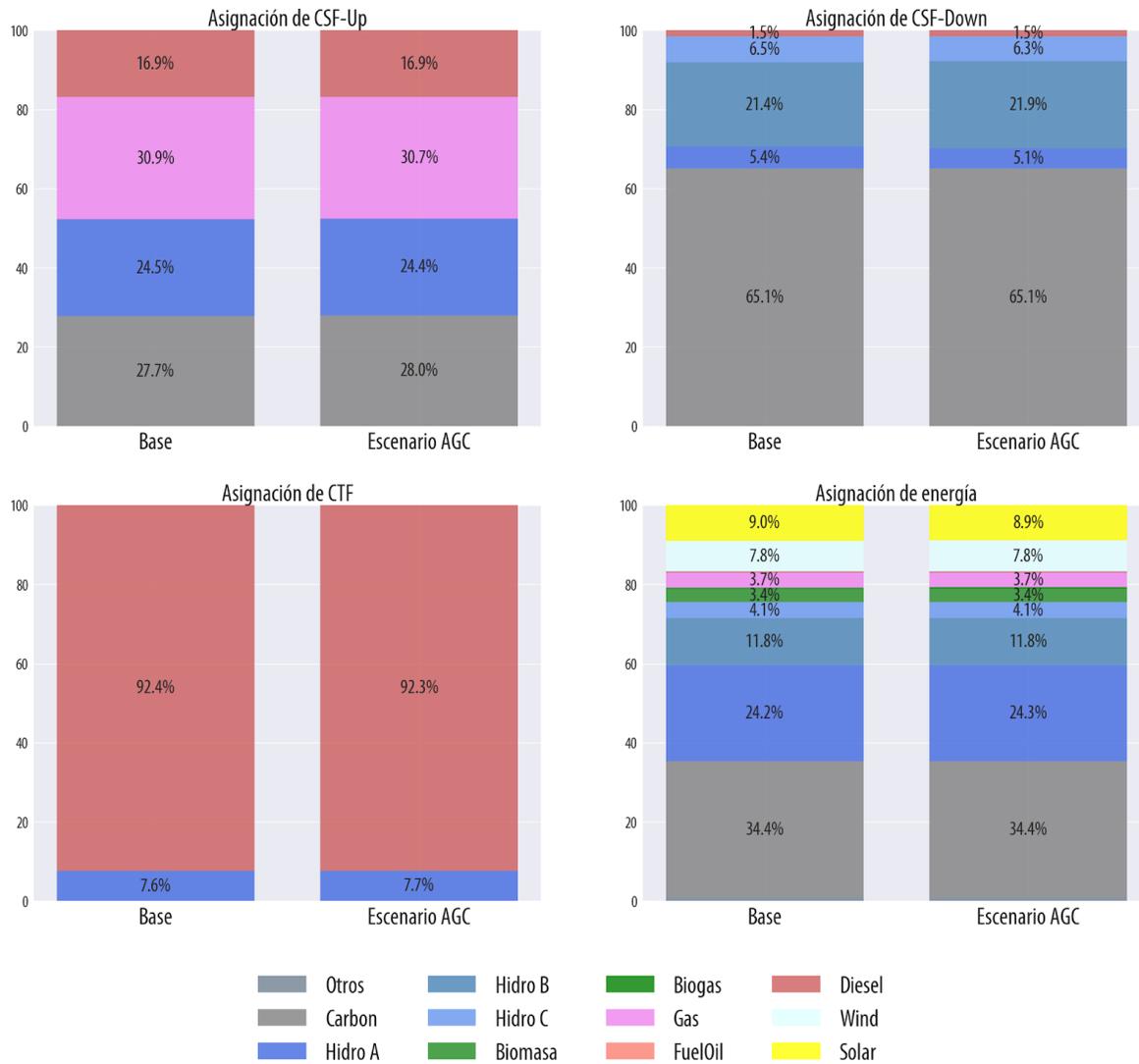


Figura B102. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

## B.11 Sensibilidad de gas Argentino

### Compañías

Se presentan a continuación la asignación de reservas y participación en energía para las sensibilidades considerando la importación de gas a bajo costo desde Argentina, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

### Enero

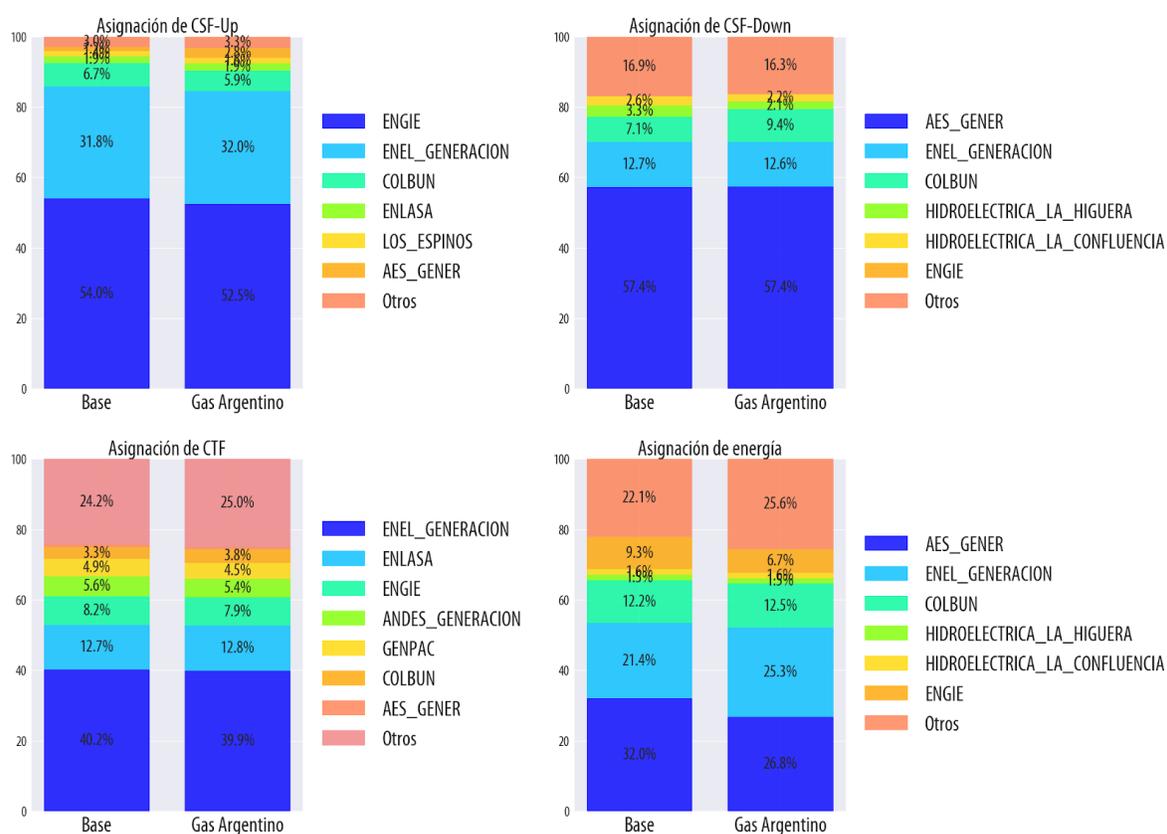


Figura B103. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Abril

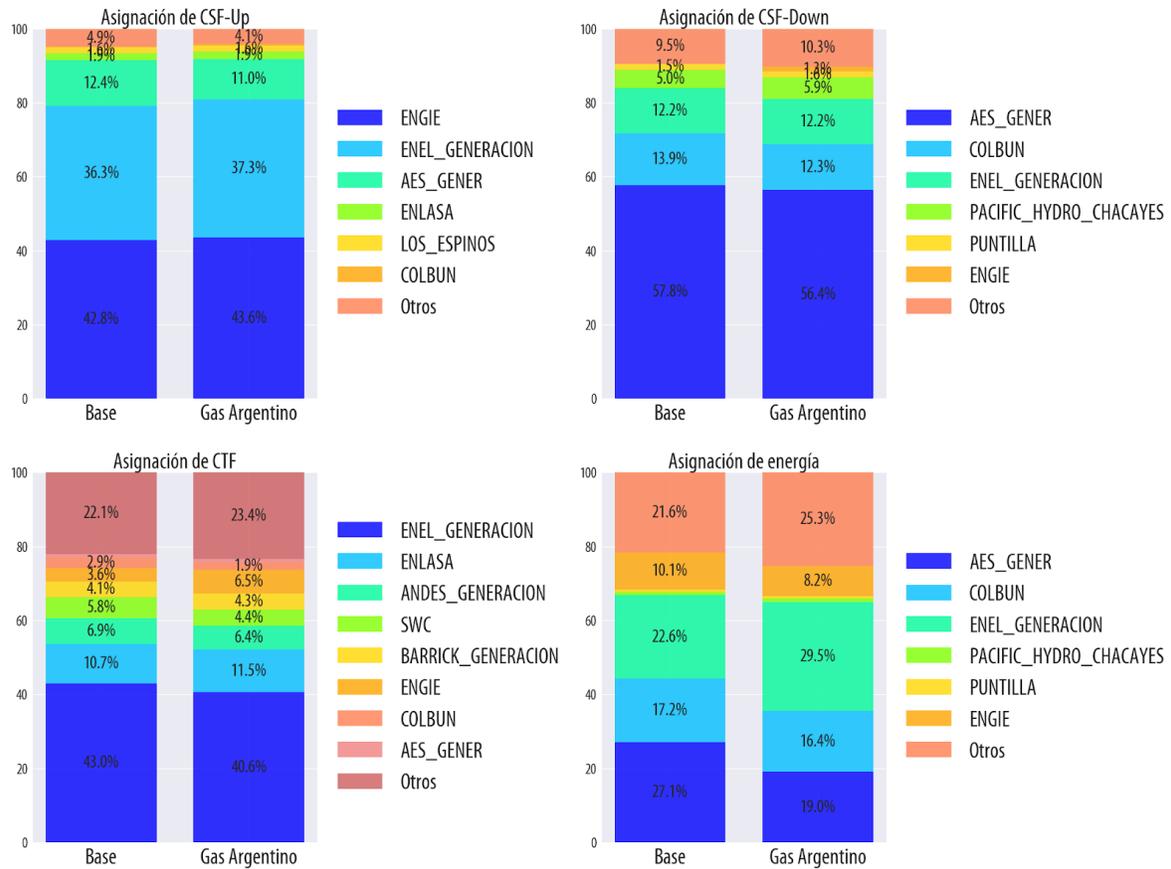


Figura B104. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Julio

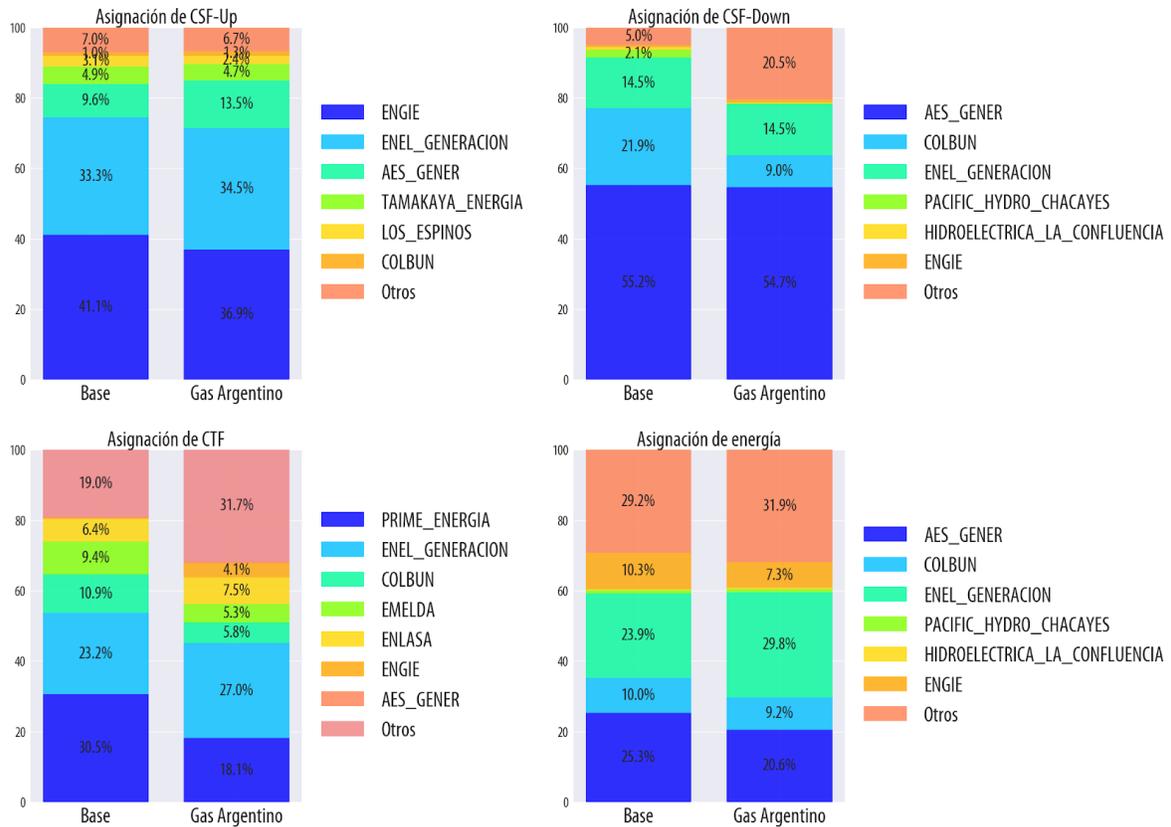


Figura B105. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

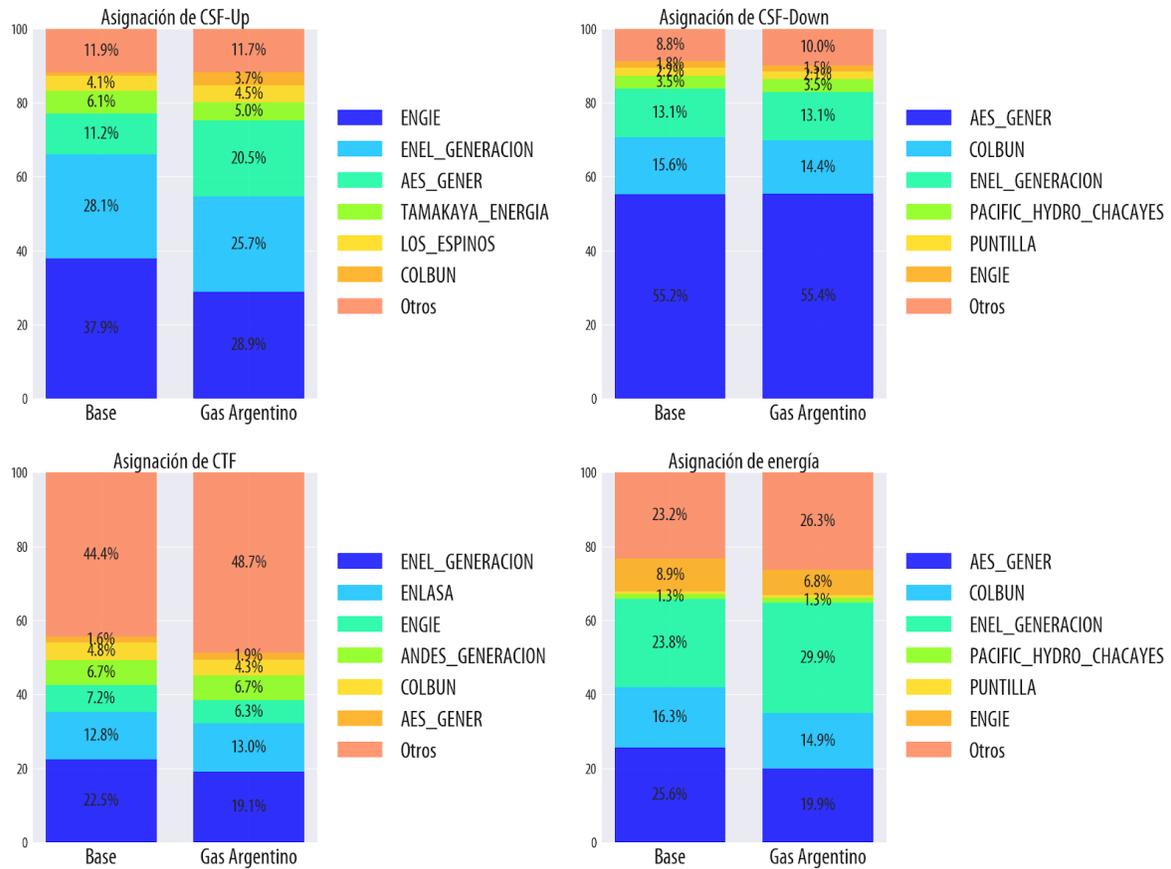


Figura B106. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

**Tecnologías**

Se presentan a continuación la composición tecnológica para las sensibilidades considerando la importación de gas a bajo costo desde Argentina, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

**Enero**

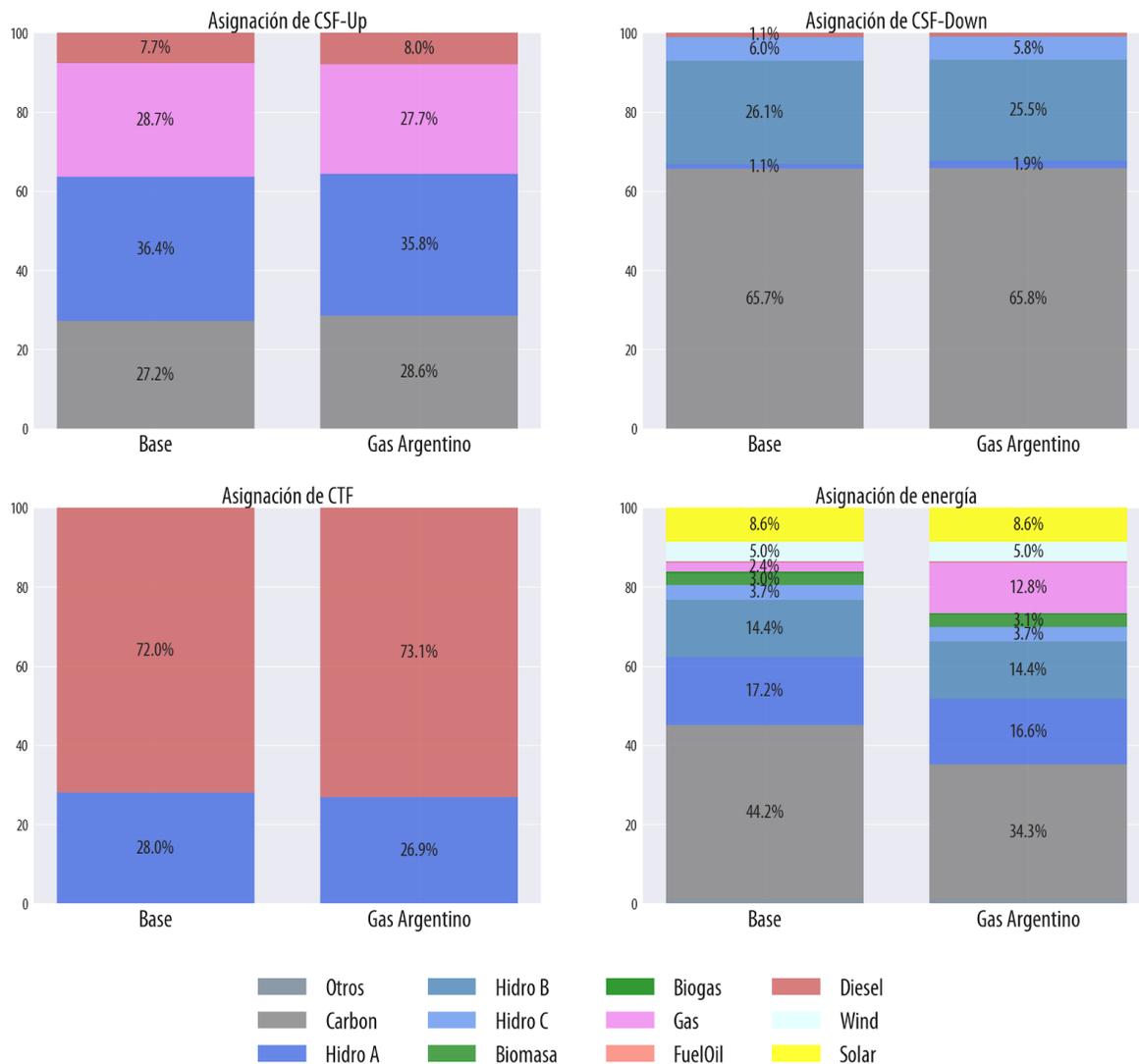


Figura B107. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Abril

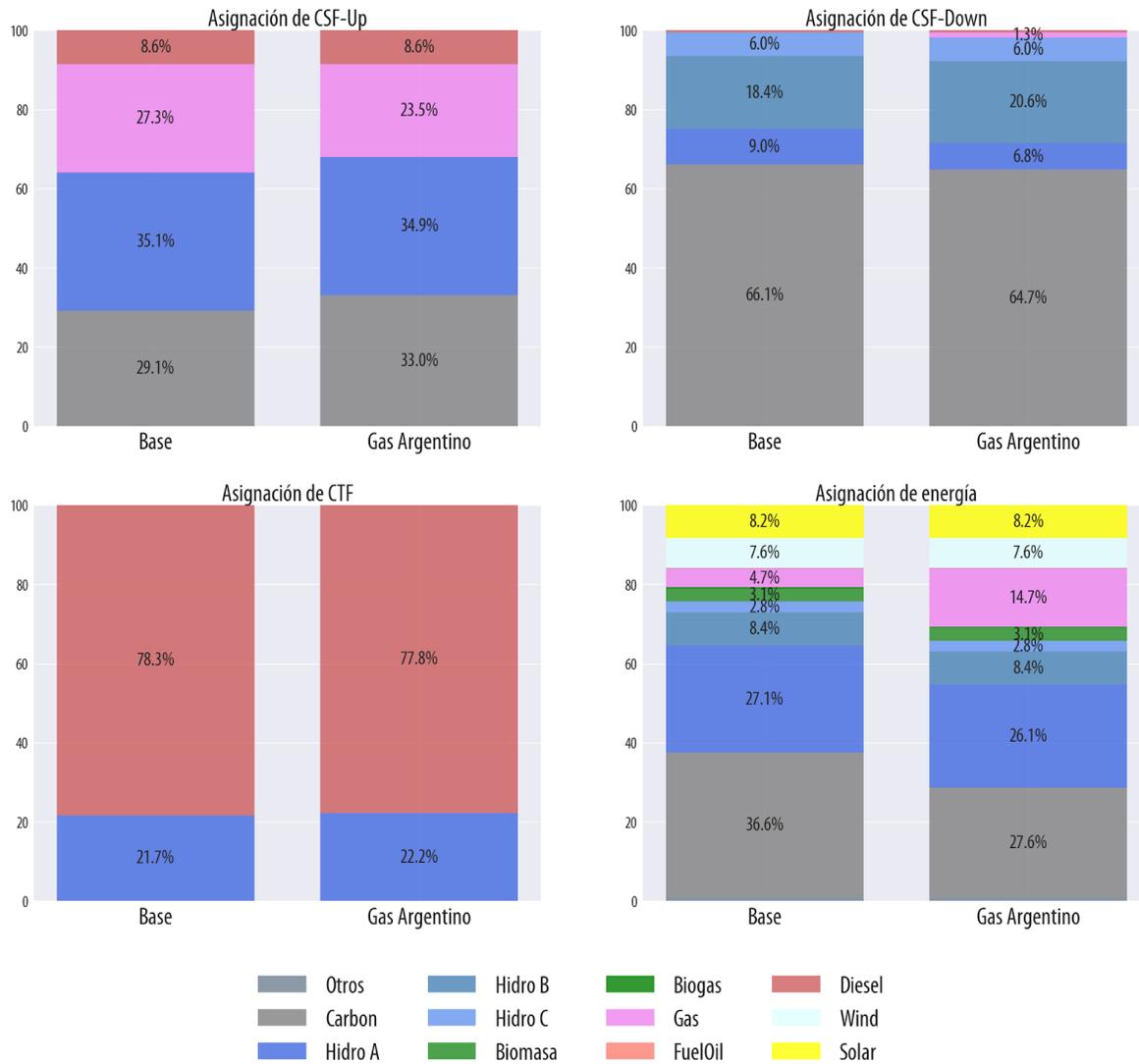


Figura B108. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Julio

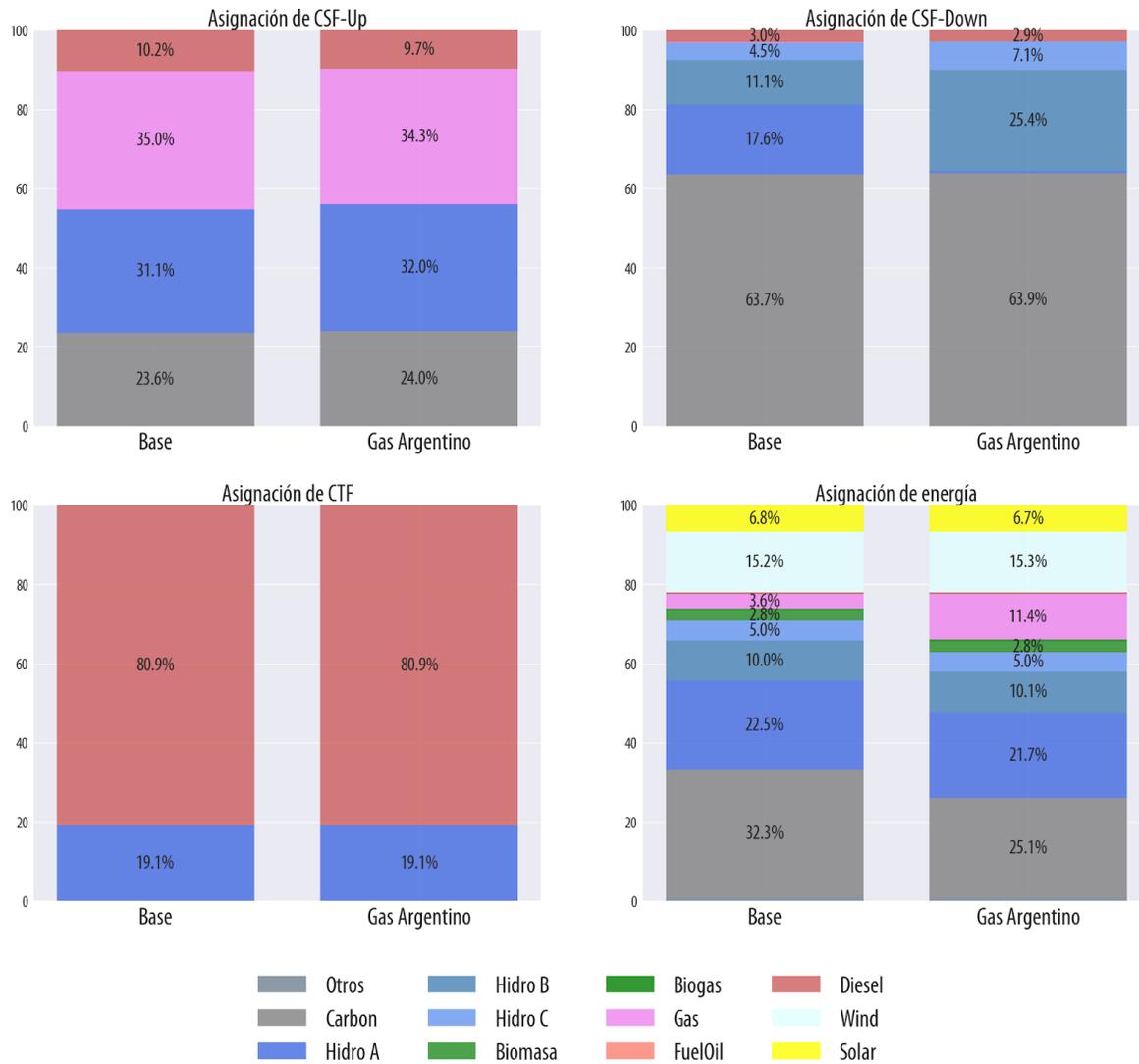


Figura B109. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Octubre

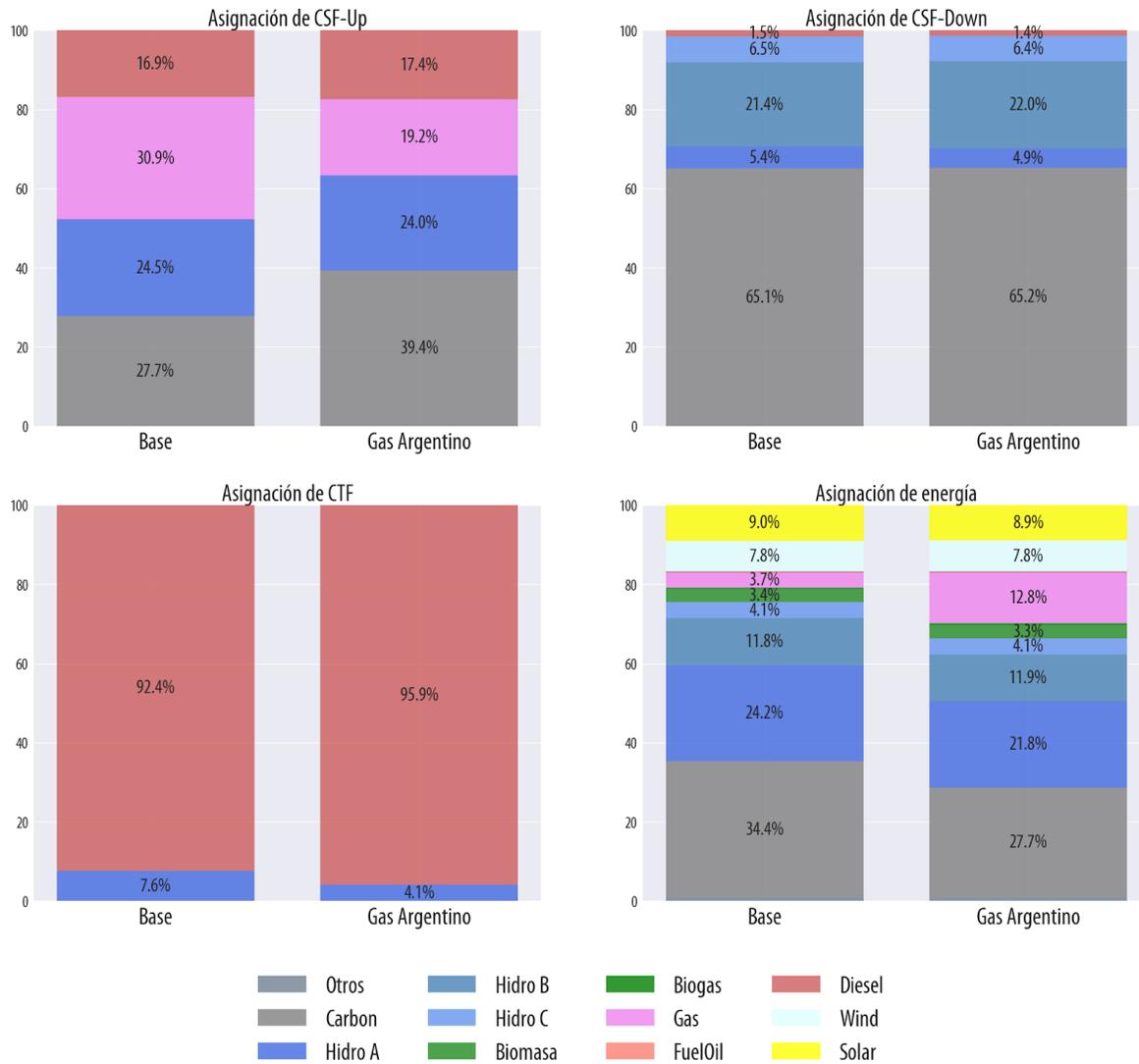


Figura B110. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

## B.12 Gas inflexible

### Compañías

Se presentan a continuación la asignación de reservas y participación en energía para las sensibilidades considerando el uso inflexible de gas, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

### Enero

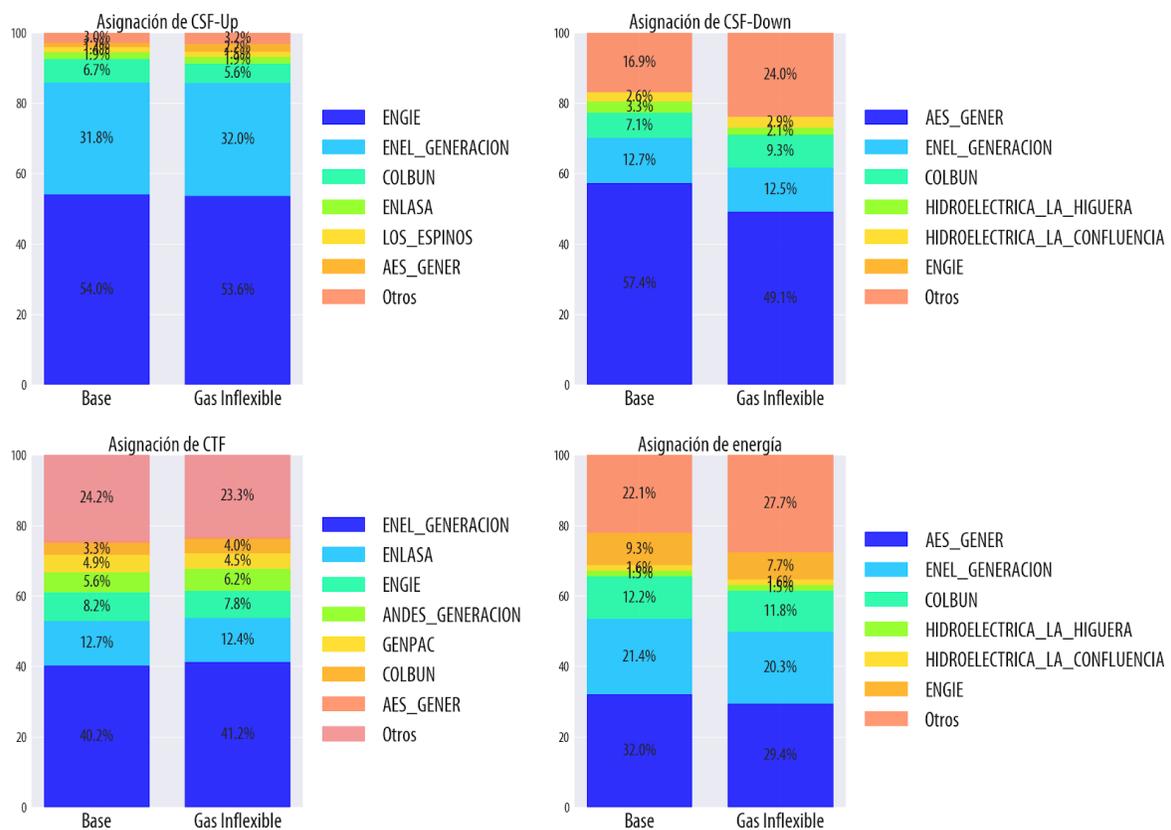


Figura B111. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Abril

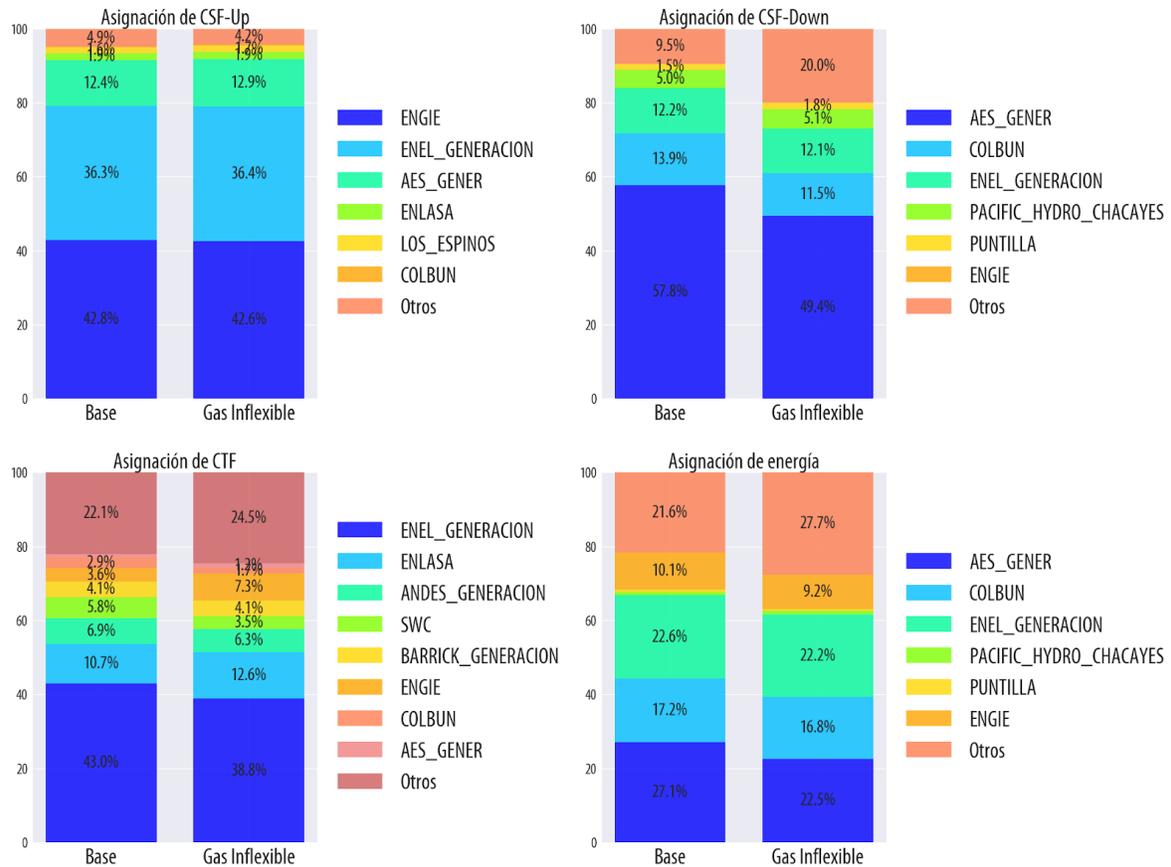


Figura B112. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Julio

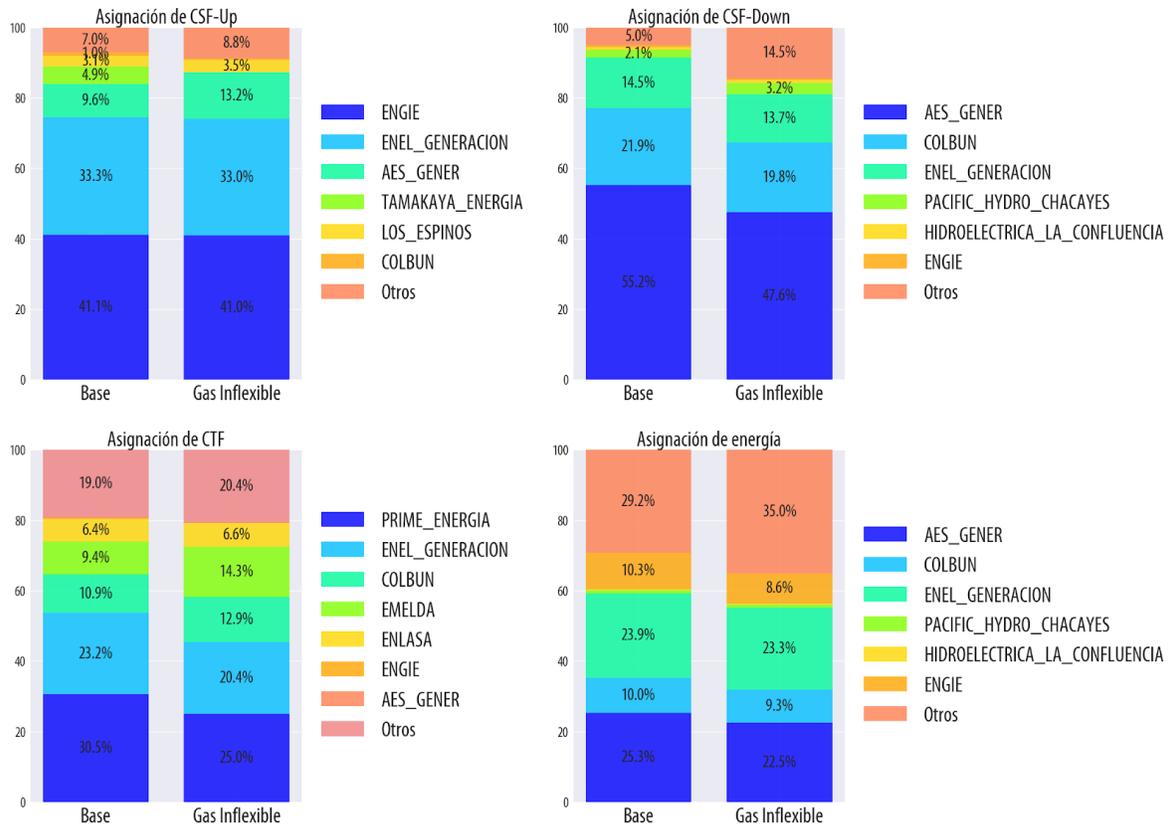


Figura B113. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

Octubre

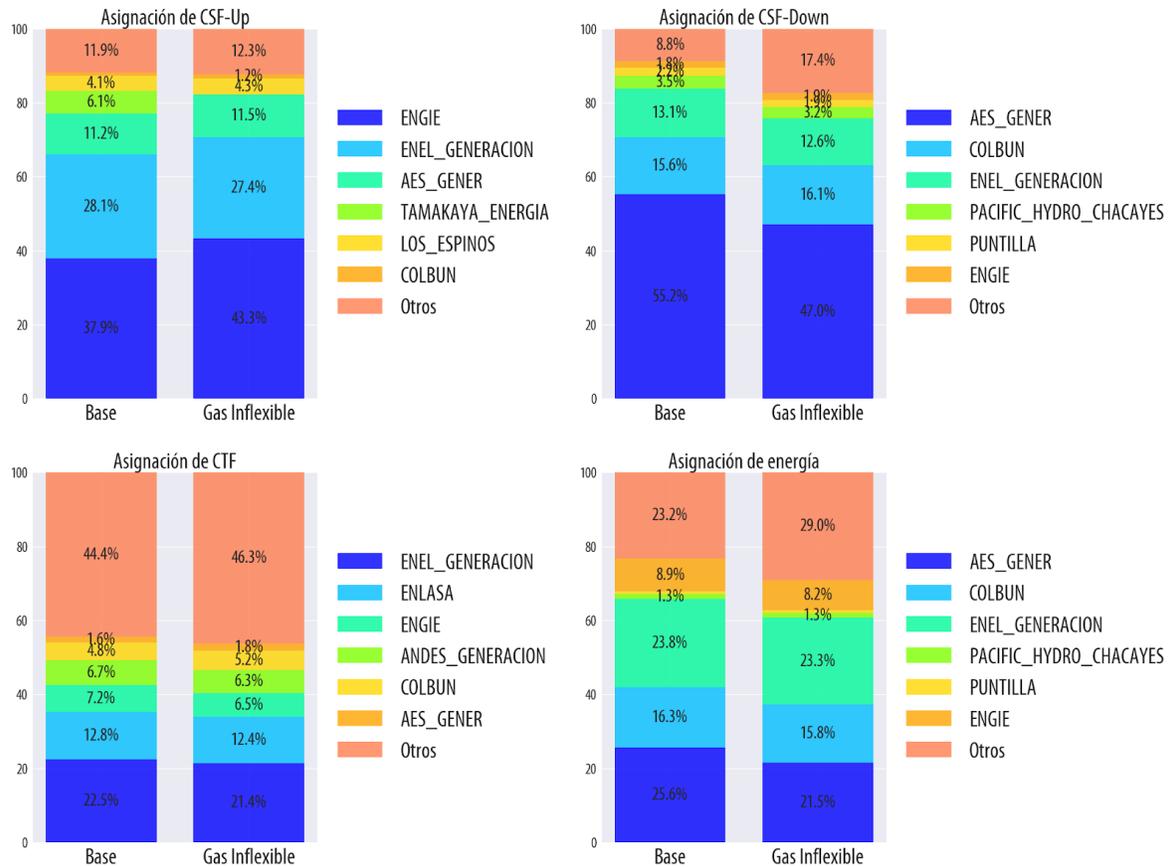


Figura B114. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de compañía

### Tecnologías

Se presentan a continuación la composición tecnológica para las sensibilidades considerando el uso inflexible de gas, en base a las simulaciones del predespacho, considerando los recursos disponibles para la provisión de SSCC a modo de prospección del mercado.

#### Enero

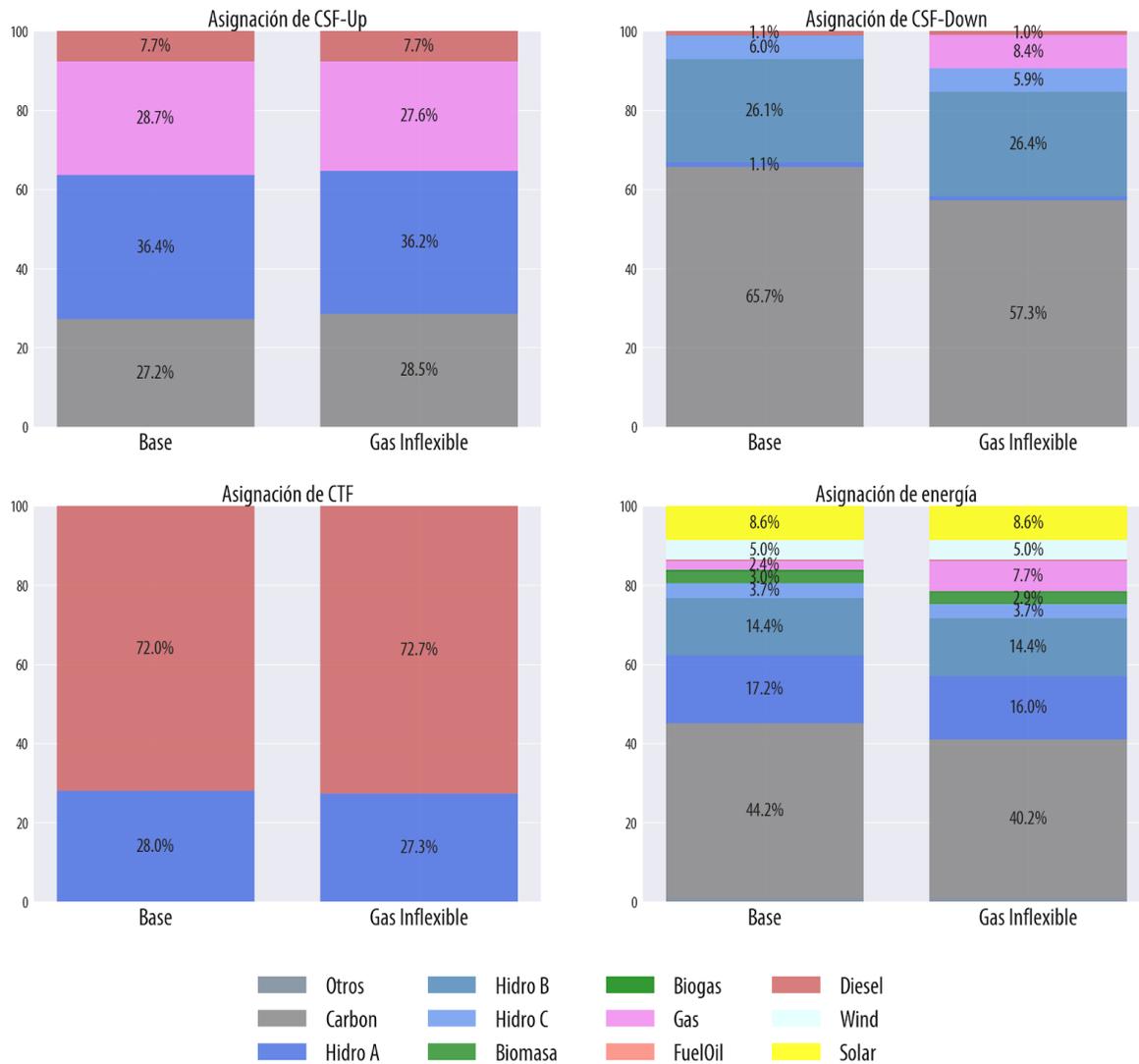


Figura B115. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Abril

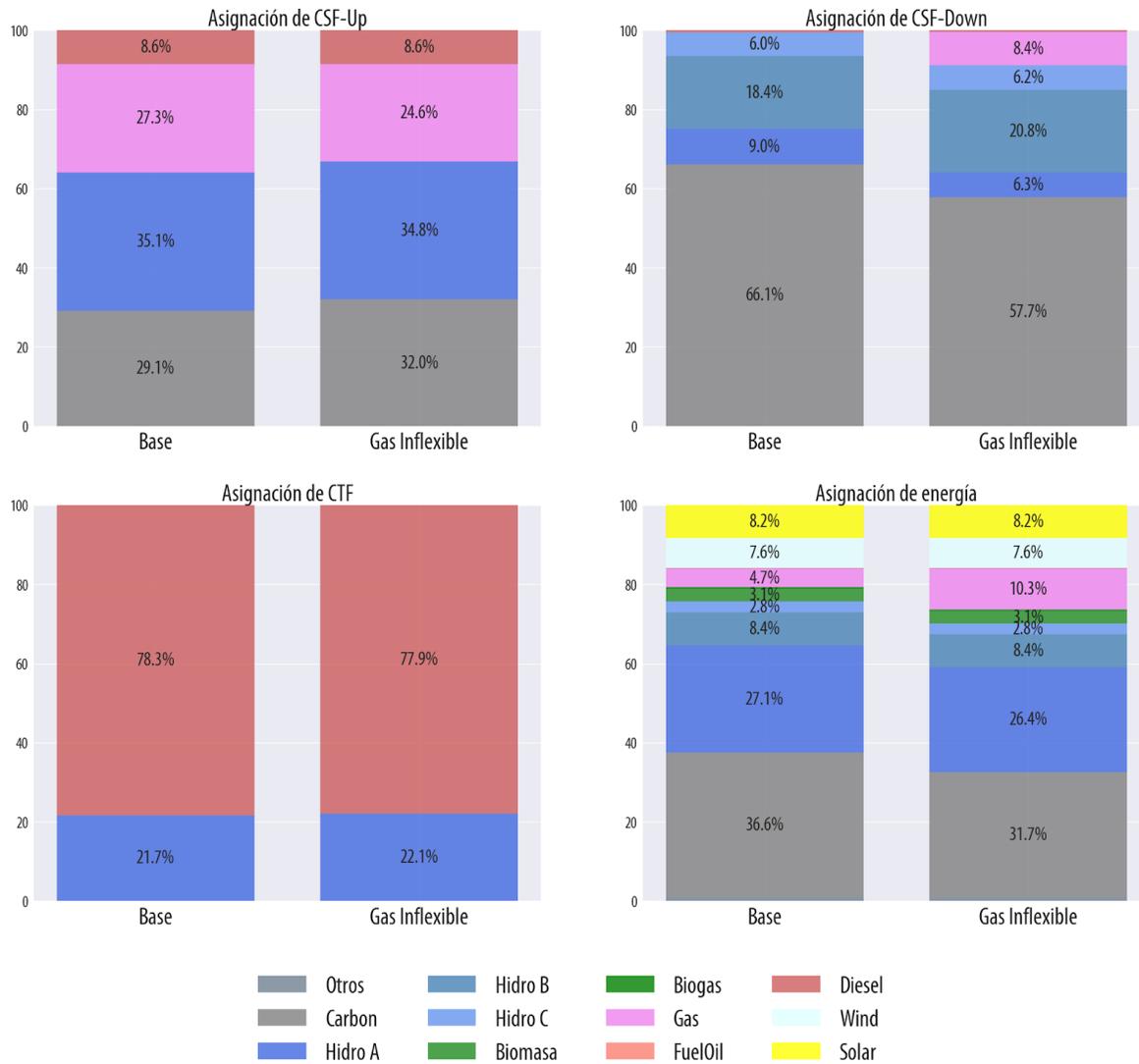


Figura B116. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Julio

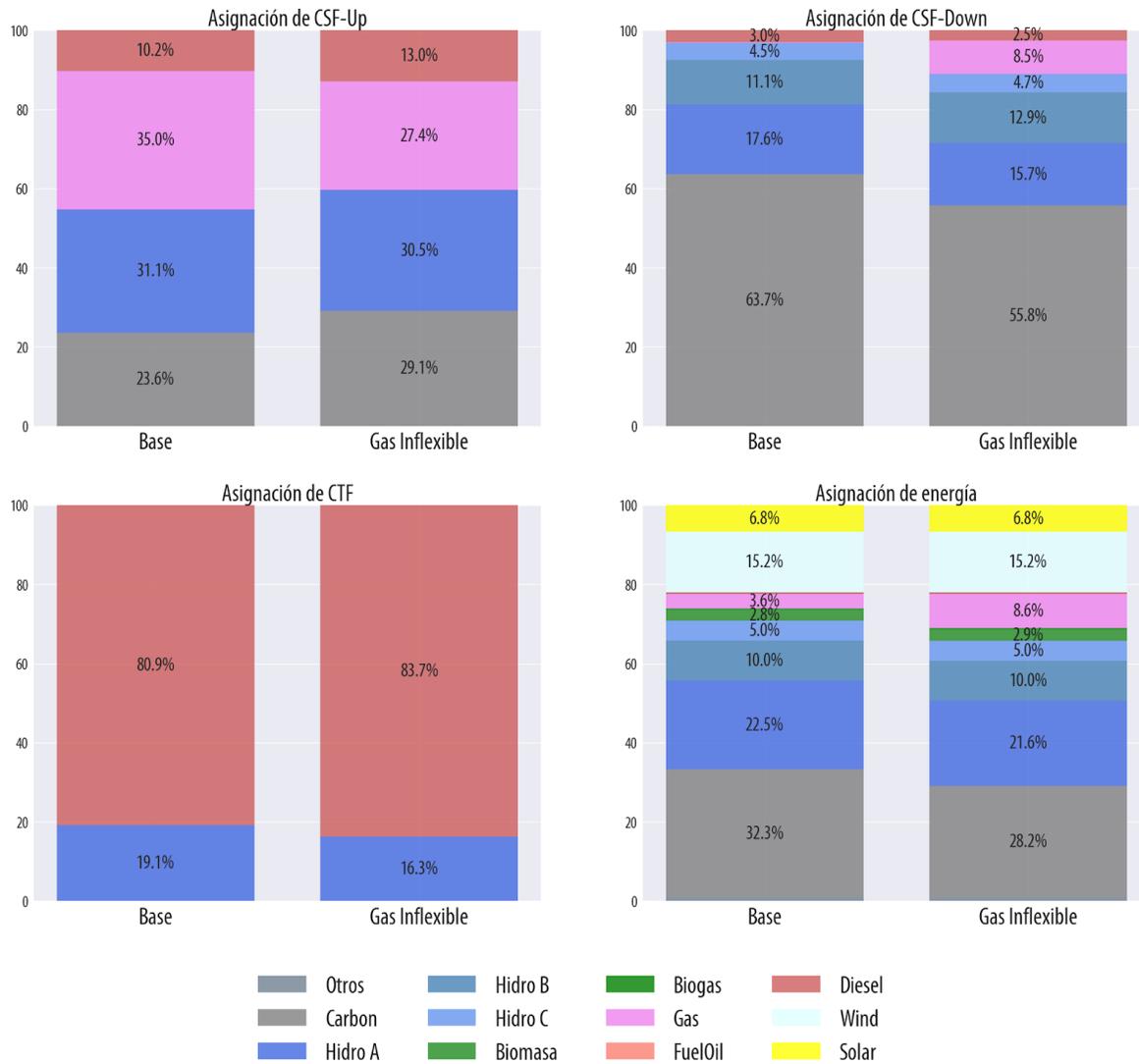


Figura B117. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología

Octubre

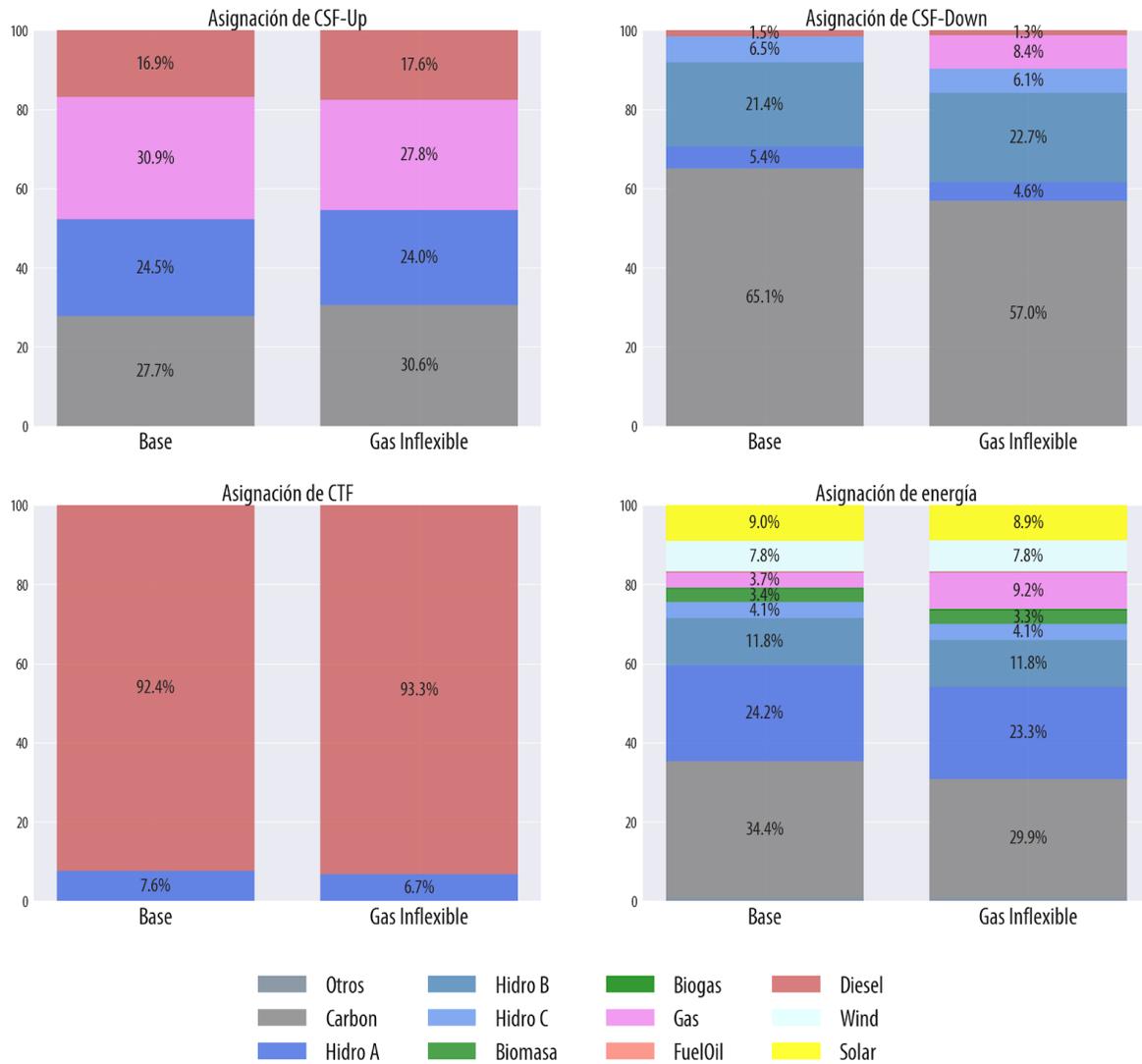


Figura B118. Asignaciones de reserva y participación en energía a nivel de tecnología