

INFORME TRIMESTRAL A LAS EMPRESAS INTEGRANTES

TRIMESTRE ABRIL – JUNIO 2016

28 de Julio de 2016

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

	<i>Página</i>
Introducción	3
<hr/>	
Capítulo I OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	
I.1.- Síntesis de la Operación y Hechos Relevantes	4
I.1.1 Producción de Energía	4
I.1.2 Ventas de Energía	5
I.1.3 Evolución de la Energía Almacenada y de la Demanda	7
I.1.4 Trabajos de Mantenimiento Mayor	8
I.1.5 Costo Combustible de Centrales Térmicas	10
I.1.6 Costos Marginales de Energía	11
I.1.7 Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión	15
I.1.8 Capacidad Instalada de Generación	17
I.2.- Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los próximos 12 Meses	18
I.2.1 Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología	18
I.2.2 Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC	21
I.2.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología	21
I.2.4 Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja	22
I.2.5 Costos Marginales Esperados	23
I.2.6 Proyectos Informados de Generación y transmisión	24
<hr/>	
Capítulo II ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES	
II.1 Control de Frecuencia	28
II.2 Control de Tensión	30
II.3 Factor de Potencia	39
II.4 Tiempos de Restablecimiento del Servicio (TRS)	42
II.5 Energía No Suministrada por Fallas	43

II.6	Índices FMIK y TTIK	45
II.7	Estándares de Calidad de Suministro en Generación y Transmisión	47
II.7.1	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación	47
II.7.2	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Líneas	52
II.7.3	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Transformadores	62
<hr/>		
Capítulo III	MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES	
III.1	Legislación	70
III.2	Reglamentación	70
III.3	Normas Técnicas	71
III.4	Procedimientos DO/DP/DPD/DAP	72
III.5	Peajes Troncales	72
III.6	Peajes Subtransmisión	72
III.7	Revisión 2016 Estudio de Transmisión Troncal	73
III.8	Estudio de Recomendaciones para Subtransmisión	73
III.9	Proyecto de Centralización de Medidas de Facturación	73
III.10	Discrepancias	74
<hr/>		
Capítulo IV	MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO	
<hr/>		

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 32 del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC SIC, debe informar a los Integrantes, trimestralmente, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses.
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses.
- c) Modificaciones normativas recientes.
- d) Propuestas de modificaciones al Reglamento Interno.

En cumplimiento de lo señalado, el Directorio del CDEC SIC presenta a las empresas Integrantes, el Informe correspondiente al segundo trimestre de 2016.

CAPÍTULO I: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

I.1 Síntesis de la Operación y Hechos Relevantes

I.1.1 Producción de Energía

La producción de energía durante el segundo trimestre de 2016 alcanzó los 13.397 GWh, con la participación mostrada en la figura N°1 según tipo de fuente. A nivel regional, la figura N°2 muestra la participación que tuvo cada región en la producción de energía del SIC. Por otro lado, la figura N°3 muestra el detalle de la producción mensual de energía junto a las tasas de crecimiento experimentadas, mientras que la figura N°4 refleja la participación que los diferentes tipos de fuente tuvieron en el abastecimiento de la demanda durante cada día de este segundo trimestre de 2016.

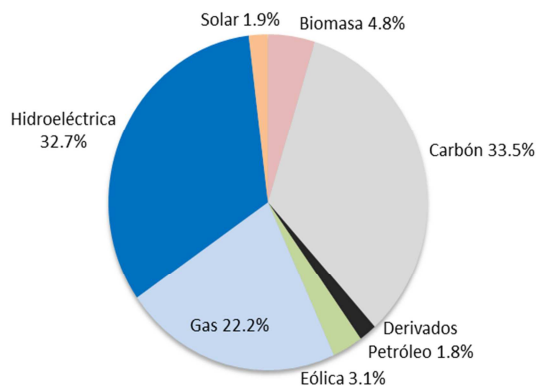


Fig.1.- Abastecimiento de la Demanda del SIC
(Producción trimestral desagregada por tipo)

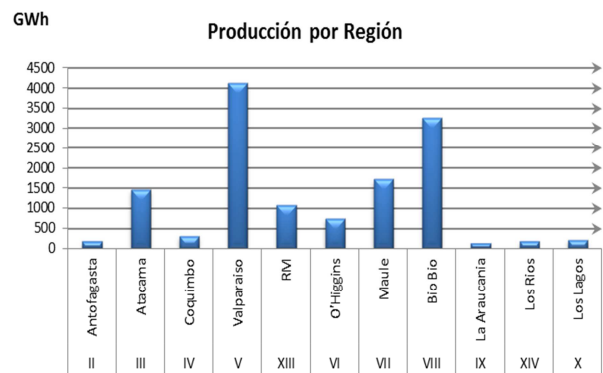


Fig.2.- Producción trimestral desagregada por región

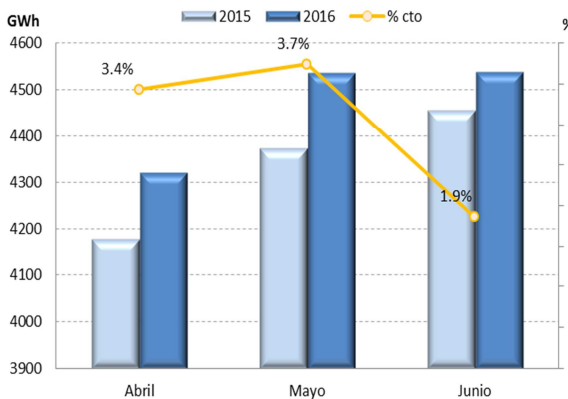


Fig.3.- Producción mensual y tasa de crecimiento

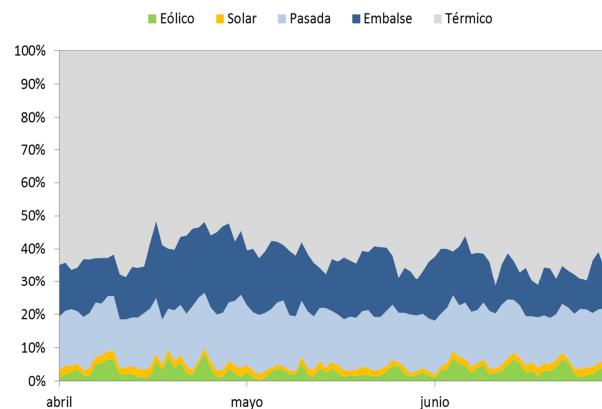


Fig.4.- Producción diaria de energía según fuente

Por otro lado, la producción ERNC en cada mes del trimestre (de las centrales que participan en el balance ERNC conforme la Ley 20.257), se muestra en la siguiente tabla 1.

Tecnología	Producción (GWh)		
	Abril	Mayo	Junio
Eólica	145,6	108,0	161,3
Solar	92,5	79,4	87,6
Minihidro <20 MW	87,0	95,6	86,6
Biomasa	136,7	148,3	157,2
Biogas	20,0	22,4	21,5
Total Generación SIC	4.322,1	4.536,8	4.538,3
Total ERNC	481,7	453,7	514,1
% ERNC	11,1%	10,0%	11,3%

Tabla 1.- Producción Mensual de Energía ERNC

I.1.2 Ventas de Energía

Las ventas de energía del período analizado alcanzaron los 12.590 GWh los que, segmentados según participación del tipo de consumo (Libres/Distribuidores), presentaron la composición mostrada en la figura N°5. La figura N°6, en tanto, muestra las ventas mensuales registradas junto a su correspondiente tasa de crecimiento en relación a igual mes del año 2015. Durante este segundo trimestre de 2016 las ventas se incrementaron un 3,3% respecto a igual período del año 2015.

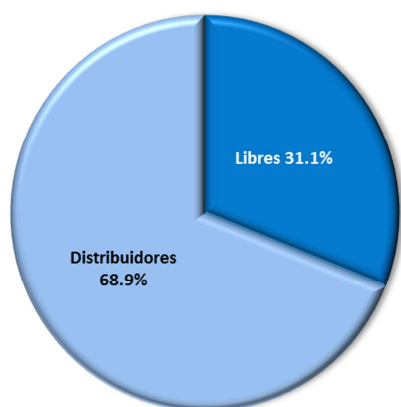


Fig.5.- Ventas trimestrales desagregadas por tipo de consumo

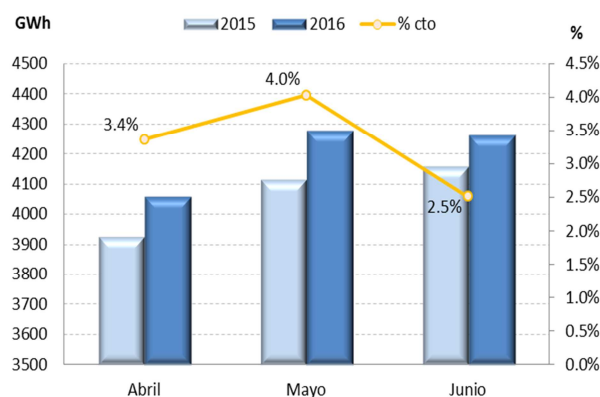


Fig.6.- Venta total mensual y tasa de crecimiento

Las figuras N°7 y N°8 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de consumo. Para el período abril-junio, la tasa de crecimiento de las ventas efectuadas a consumos de distribuidores experimentó un aumento del 2,2% (ventas por 8.677 GWh en 2016 vs 8.491 GWh en 2015). Por

otro lado, las ventas efectuadas a consumos de precio libre han experimentado un alza del 5,8% en este segundo trimestre (ventas por 3.913 GWh en 2016 vs 3.697 GWh en 2015).

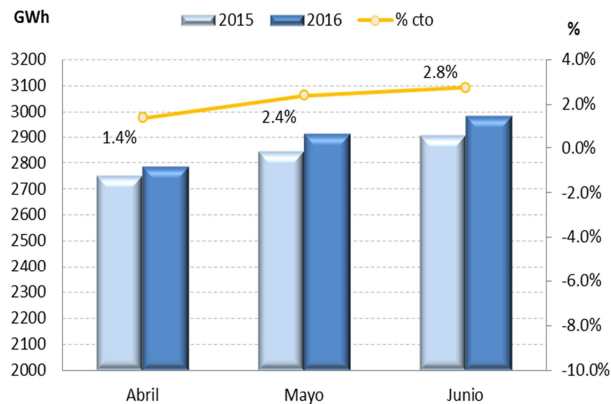


Fig.7.- Venta efectuadas a precio de distribuidores

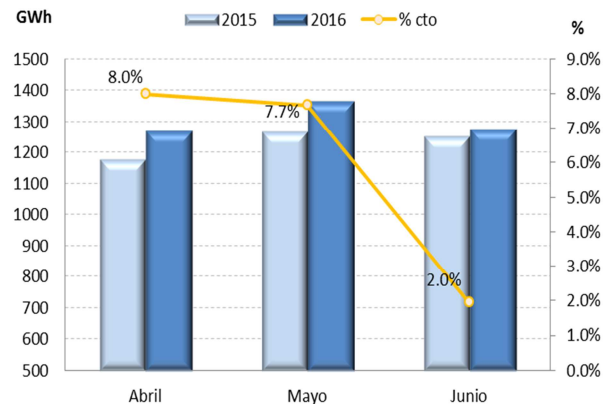


Fig.8.- Venta efectuadas a precio libre

La siguiente tabla 2 resume los valores de ventas por tipo de cliente, a nivel trimestral, para los años 2014, 2015 y 2016.

VENTAS SIC (en GWh)						
Cliente	Trimestre	2014	2015	%cto 15/14	2016	%cto 16/15
Distribuidoras	T1	8.661,7	8.850,1	2,18%	8.965,3	0,19%
	T2	8.433,5	8.490,6	0,68%	8.676,7	2,19%
	T3	8.463,2	8.572,7	1,29%		
	T4	8.499,0	8.532,7	0,40%		
Libres	T1	3.457,0	3.616,0	4,60%	3.890,6	6,41%
	T2	3.670,8	3.697,1	0,72%	3.913,0	5,84%
	T3	3.876,3	3.851,3	-0,64%		
	T4	3.915,5	3.931,1	0,40%		

Tabla 2.- Ventas SIC según cliente

I.1.3 Evolución de la Energía Almacenada y de la Demanda

La tabla 3 muestra el detalle de la energía almacenada en los principales embalses del sistema, la que al 30 de junio alcanzaba 945,7 GWh. Este monto representa una disminución del 54,1% en relación a la energía almacenada a comienzos de abril, y una disminución del 3,0% respecto de la energía almacenada a igual fecha de 2015. El año hidrológico actual 2016/2017 presenta una probabilidad de excedencia del 93% (año del tipo seco).

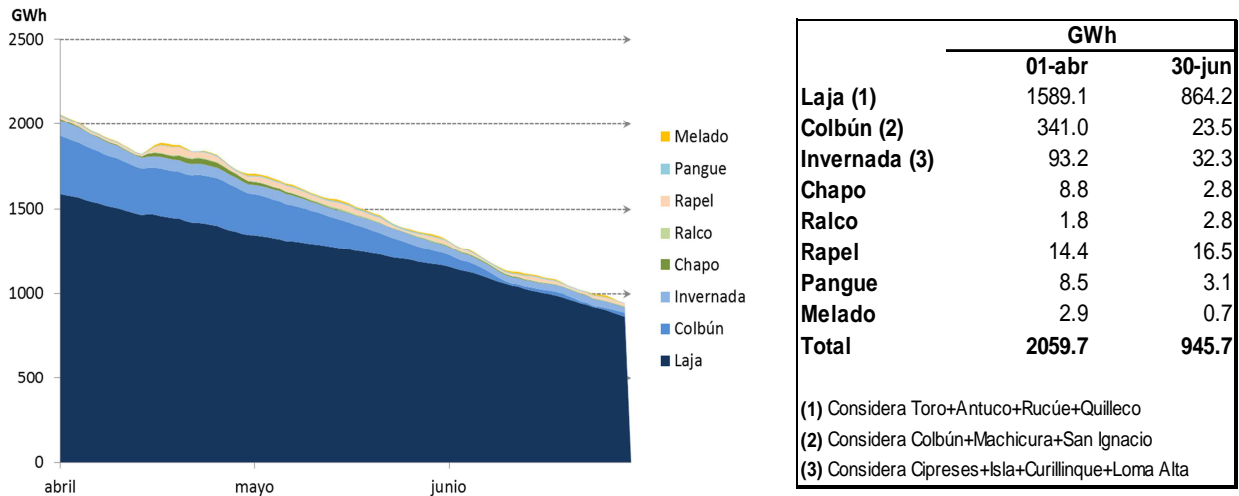


Fig.9.- Evolución energía almacenada en el SIC

Tabla 3.- Energía por embalse

La figura 10 muestra, para cada día, el valor mínimo y máximo registrado para la demanda bruta. Durante este segundo trimestre, la demanda mínima horaria promedió 5.050 MW, mientras que la demanda máxima horaria promedió 6.956 MW. Las demandas mínimas y máximas del período alcanzaron los 4.321,9 MW (ocurrida el 17 de abril) y 7.597,9 MW (ocurrida el 29 de junio). Estos valores representan un incremento del 0,4% y una disminución del 0,5% para la demanda máxima y mínima, respectivamente, en relación a igual parámetro registrado durante el segundo trimestre de 2015.

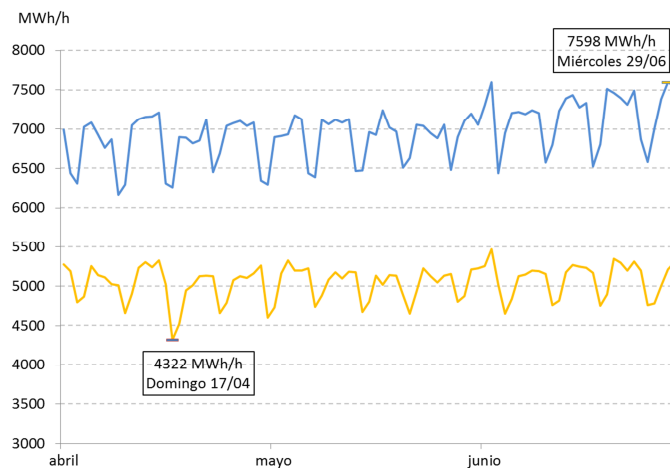


Fig.10.- Evolución de la demanda máxima/mínima diaria

I.1.4 Trabajos de Mantenimiento Mayor

En la siguiente tabla 4 se resumen los trabajos de mantenimiento mayor efectuados durante el segundo trimestre del año 2016, en unidades generadoras del SIC.

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN		
UNIDAD	INICIO	FIN
Celco	03-may	28-jun
Pangue U-2	07-may	01-jun
Maitenes U-3	16-may	14-jun
Aconcagua U-Blanco	16-may	14-ago
Chuyaca U-1	16-may	06-jun
Chuyaca U-2	16-may	06-jun
Chuyaca U-3	16-may	06-jun
Chuyaca U-4	16-may	06-jun
Chuyaca U-5	16-may	06-jun
La Higuera U-1	23-may	11-jun
Florida III U-1	23-may	02-jun
Florida II U-2	23-may	22-jun
Masisa	28-may	02-jun
Florida III U-2	28-may	01-jun
CMPC Cordillera	29-may	02-jun
Mariposas	01-jun	01-jun
Nueva Aldea	07-jun	15-jun
Quellón II	09-jun	30-jun
El Paso U-1	10-jun	22-jun
Chiburgo U-1	20-jun	12-jul
Abanico U-5	20-jun	24-jun
Mariposas	21-jun	11-jul
Los Espinos	21-jun	22-jun
El Paso U-2	22-jun	05-jul
Olivos	23-jun	24-jun
Maitenes U-1	29-jun	27-jul
La Higuera U-2	02-may	22-may
San Andrés	04-may	17-may
CMPC Laja	10-may	20-may
Colbún U-2	22-feb	02-abr
CMPC Pacífico	10-mar	14-abr
Quintay U-2	15-mar	08-abr
CMPC Santa Fe	16-mar	30-abr
Maule U-6	17-mar	04-abr
Totoral U-2	21-mar	08-abr
Angostura U-2	28-mar	12-abr
Quilleco U-2	28-mar	12-abr
Placilla U-2	28-mar	08-abr
Rucúe U-2	28-mar	17-abr

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN		
UNIDAD	INICIO	FIN
Los Hierros U-1	30-mar	02-abr
Los Hierros U-2	02-abr	04-abr
Maitenes U-4	05-abr	13-abr
Maitenes U-5	05-abr	13-abr
Pangue U-1	04-abr	08-abr
Pehuenche U-1	04-abr	26-abr
Guacolda 3	05-abr	24-abr
Santa María	07-abr	11-abr
Angostura U-3	13-abr	13-abr
Quilleco U-1	15-abr	30-abr
Colbún U-1	20-abr	27-abr
Laja	23-abr	24-abr
Pilmaiquén U-4	14-abr	14-abr

Tabla 4.- Mantenimientos mayores en unidades generadoras

Por otro lado, la siguiente tabla 5 muestra los principales trabajos de mantenimiento mayor efectuados en instalaciones relevantes del sistema de transmisión, durante este segundo trimestre de 2016.

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - TRANSMISIÓN		
INSTALACIÓN	INICIO	FIN
S/E Queltehues: Transformador Principal de Unidad N° 3 de Central Queltehues, fuera de servicio para realizar mantenimiento mayor.	17-jun	10-jul
S/E Canela II: Mantenimiento mayor a equipos primarios	19-jun	19-jun
S/E Canela II: Mantenimiento mayor a equipos primarios	18-jun	18-jun
S/E Cardones: Mantenimiento de Equipos Primarios	05-jun	05-jun
S/E Confluencia: Mantenimiento mayor de la barra de 154 kV	14-may	14-may
S/E Bucalemu: trabajos de mantenimiento preventivo básico a equipos primarios de 66kV.	24-abr	24-abr

Tabla 5.- Mantenimientos mayores en instalaciones de transmisión

En relación a los trabajos realizados en instalaciones del sistema, durante el segundo trimestre de 2016 el CDECSIC analizó cerca de 12.431 solicitudes de trabajos emitidas por las empresas coordinadas, autorizándose y coordinándose la ejecución de cerca del 70% de ellas, correspondiendo la diferencia principalmente a solicitudes de trabajo anuladas por parte de las mismas empresas, o rechazadas por el CDEC debido a falta de antecedentes de la empresa requirente, o condiciones operacionales desfavorables al momento de poner en vigencia la solicitud de trabajo, entre otros. De estas solicitudes ejecutadas, cerca del 86% correspondió a trabajos realizados en instalaciones de transmisión.

I.1.5 Costo Combustible en Centrales Térmicas

La siguiente tabla 6 muestra el promedio ponderado (por días de duración de la respectiva Política de Operación) del Costo Combustible utilizado en la planificación de la operación, durante cada uno de los meses de este segundo trimestre 2016. Se presentan valores para una muestra representativa de centrales térmicas con insumo de Carbón, GNL y Diésel.

Costo Combustible			
Carbón (USD/Ton)	Abr-16	May-16	Jun-16
Bocamina 2	77,7	73,4	72,8
Bocamina TV	77,7	73,4	72,8
Campiche	71,8	71,5	72,0
Guacolda 1	69,6	69,3	69,5
Guacolda 2	69,6	69,4	69,4
Guacolda 3	65,2	66,6	63,3
Guacolda 4	69,6	69,3	69,3
Guacolda 5	69,7	69,3	69,4
Nva Ventanas	70,0	69,5	69,9
Sta María	68,7	68,7	63,8
Ventanas 1	77,0	76,1	75,8
Ventanas 2	77,0	76,1	75,8
GNL (USD/Dam3)			
Nva Renca	212,1	242,4	242,2
Quintero	201,1	179,4	183,3
San Isidro 2	201,1	179,4	183,3
San Isidro	201,1	179,4	183,3
Diésel (USD/Ton)			
TalTal	418,0	456,4	510,3
San Lorenzo	620,9	620,9	620,9
Huasco TG	402,1	440,6	494,6
Quintero	396,3	434,5	488,5
Nva Renca	408,7	447,6	502,6
San Isidro	396,7	435,0	489,0
San Isidro 2	396,7	435,0	489,0
Nehuenco 2	568,0	564,5	460,0
Nehuenco	568,0	564,5	460,0
Candelaria	586,6	583,0	477,7
Los Vientos	421,3	471,0	525,3
Horcones TG	340,2	372,8	417,7
Los Pinos	589,3	585,7	473,6
Antilhue	567,8	578,0	567,5

Tabla 6.- Costo combustible de centrales térmicas del SIC

I.1.6 Costos Marginales de Energía

A continuación se muestra la variación del costo marginal real de energía (CMG) correspondiente a las SS/EE D. de Almagro, Pan de Azúcar, Quillota y Charrúa, valores máximo, promedio y mínimo diario. Además, se incorpora en la tabla 7 una comparación de CMG para los años 2015 vs 2016. Los costos marginales mínimos nulos que presentan las barras de Diego de Almagro y Pan de Azúcar, se explican por la inyección de energía generada por tecnologías ERNC principalmente del tipo eólica y solar. Al respecto, ese tipo de centrales vieron limitada su producción trimestral en 27,7 (solar) y 13,2 GWh (eólico), equivalente al 2,8% de la energía ERNC total trimestral, y al 0,3% de la producción bruta del SIC durante ese período.

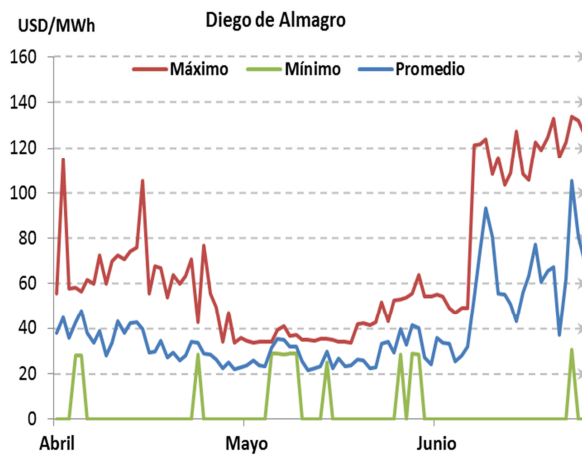


Fig.11.- Costo marginal S/E Diego de Almagro

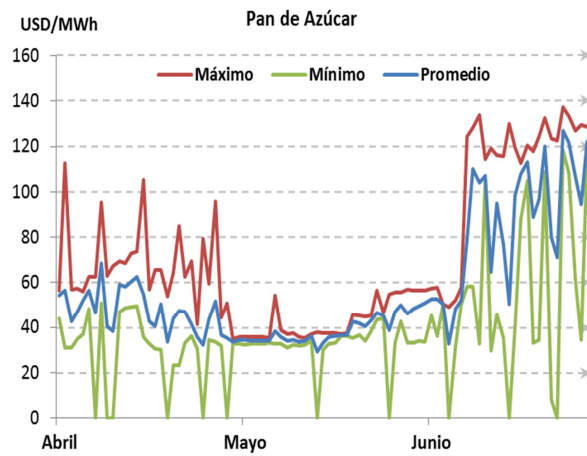


Fig.12.- Costo marginal S/E Pan de Azúcar

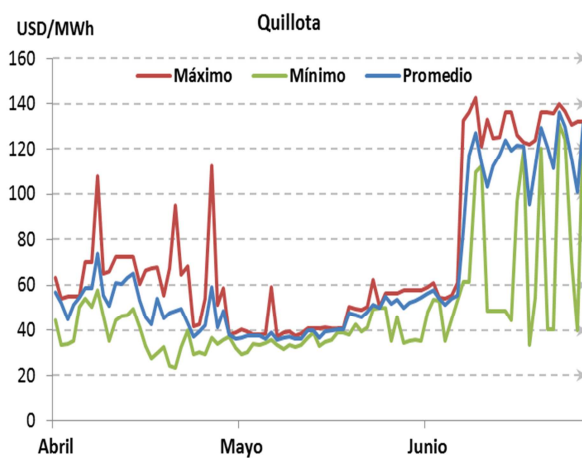


Fig.13.- Costo marginal S/E Quillota

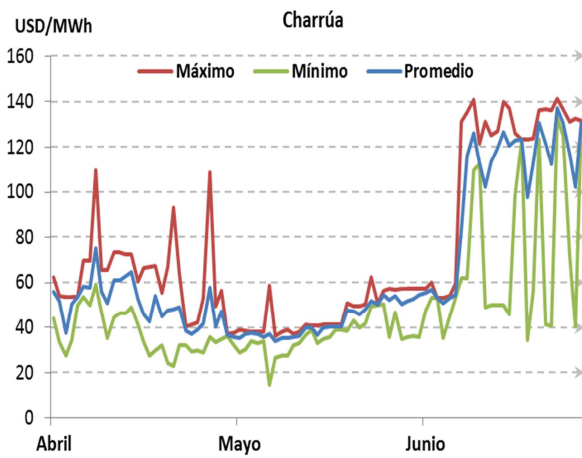


Fig.14.- Costo marginal S/E Charrúa

La tabla 7 presenta un resumen de costo marginal, a nivel mensual comparado con el mismo periodo del año anterior.

Año	Abril				Mayo				Junio			
	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa
2015	91,0	115,1	134,2	136,3	148,2	151,1	162,7	164,4	91,4	88,4	88,0	83,8
2016	33,6	47,1	51,5	50,7	28,3	38,6	42,7	42,6	62,0	87,2	102,9	103,3
2015 vs 2016	-63,1%	-59,1%	-61,6%	-62,8%	-80,9%	-74,5%	-73,7%	-74,1%	-32,2%	-1,4%	17,0%	23,3%

Tabla 7.- Costo marginal promedio mensual

Se puede apreciar una disminución del costo marginal real de energía durante este segundo trimestre de 2016 cercana al 45% en comparación a similar período de 2015, explicado principalmente por la incorporación de tecnologías ERNC y la disminución de costos combustibles.

En relación a desacoples ocurridos durante el trimestre, la siguiente tabla muestra los períodos en los cuales estos se activaron, así como la duración de los mismos. Además, se muestra el índice de congestión para líneas de transmisión por segmento de pertenencia (Troncal: STT; Subtransmisión: STx; Transmisión Adicional: TA), y cuya fórmula de cálculo se indica a continuación.

DESCRIPCIÓN	Abril	Mayo	Junio	% total hrs trimestre	Segmento
LT 500 kV Charrúa – Ancoa	Domingo 3 Viernes 22 a sábado 23	Sábado 7 a martes 10	-	1,59%	STT
Horas de Desacople	15,9 hrs	18,9 hrs	0,0 hrs		
LT 220 kV Nogales – Los Vilos	Lunes 25 a martes 26	Jueves 26	Domingo 12	1,18%	STT
Horas de Desacople	10,0 hrs	2,3 hrs	13,5 hrs		
LT 220 kV Cardones - San Andrés	Viernes 1 a sábado 2 Miércoles 6 a domingo 10 Martes 12 a domingo 17 Jueves 21 a sábado 23 Lunes 25 a jueves 28	Domingo 1 a jueves 5 Jueves 12 a sábado 14 Lunes 16 a martes 17 Jueves 19 a jueves 26 Sábado 28	Miércoles 1 Viernes 3 al lunes 27	17,38%	STT
Horas de Desacople	117,5 hrs	105,0 hrs	157,0 hrs		
LT 220 kV Pan de Azúcar - Pta. Colorada	-	-	Viernes 24 y sábado 25	0,27%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,0 hrs	5,8 hrs		
LT 220 kV Don Goyo - Pan de Azúcar	Domingo 17 Martes 19 Jueves 21 Domingo 24 a martes 26 Jueves 28	Domingo 1 a jueves 5 Lunes 9 Miércoles 11 Jueves 26 Domingo 29	Lunes 20 Sábado 25 y domingo 26	2,97%	STT
Horas de Desacople	23,6 hrs	34,2 hrs	7,0 hrs		
LT 220 kV Los Vilos - Las Palmas	Sábado 2 Lunes 4 a martes 5 Jueves 7 a domingo 10 Domingo 17 Martes 19 Domingo 24 a martes 26	Lunes 2 a sábado 7 Miércoles 11 Sábado 14 Lunes 16 a martes 17 Jueves 26 a viernes 27	Viernes 3 Domingo 5 y lunes 6 Viernes 10 Lunes 13 al jueves 16 Lunes 20 Miércoles 22 y jueves 23	8,25%	STT
Horas de Desacople	59,6 hrs	31,3 hrs	89,3 hrs		

LT 220 kV Pta. Colorada - Maitencillo	Viernes 1 a sábado 16 Lunes 18 a viernes 22 Martes 26 a jueves 28	Viernes 6 a martes 10 Viernes 13 Lunes 16 a miércoles 25 Viernes 27 a sábado 28 Lunes 30	Miércoles 1 al jueves 9 Lunes 13 y martes 14 Jueves 16 al miércoles 22 Viernes 24 al lunes 27	21,17%	STT
Horas de Desacople	143,8 hrs	131,8 hrs	186,8 hrs		
LT 220 kV Las Palmas – Monte Redondo	Sábado 2 a domingo 3 Viernes 15	-	-	0,37%	STT
Horas de Desacople	8,1 hrs	0,0 hrs	0,0 hrs		
LT 220 kV Charrúa - Mulchén	-	-	Lunes 27	0,01%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,0 hrs	0,1 hrs		
LT 154 kV Itahue – Teno	Miércoles 20	-	-	0,30%	STx
Horas de Desacople	6,7 hrs	0,0 hrs	0,0 hrs		
LT 220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla	-	Sábado 7	-	0,11%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	2,5 hrs	0,0 hrs		
LT 220 kV C. Pinto – D. de Almagro	-	-	Miércoles 22	0,48%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,0 hrs	10,5 hrs		
LT 220 kV Ciruelos – Valdivia	Viernes 1 a jueves 14 Domingo 17 a miércoles 20	Lunes 2 a sábado 7 Martes 10 a miércoles 11 Viernes 13 a martes 31	Miércoles 1 al miércoles 8 Viernes 10 y sábado 11 Lunes 13 al lunes 27	45,92%	STT
Horas de Desacople	222,8 hrs	379,7 hrs	400,5 hrs		
LT 220 kV San Andrés – C. Pinto	Viernes 1 Domingo 3 Lunes 11 Domingo 17 a miércoles 20 Viernes 22	Domingo 1 Miércoles 4 a jueves 5 Miércoles 18 Lunes 23	Miércoles 1	2,71%	STT
Horas de Desacople	26,9 hrs	24,5 hrs	7,9 hrs		
LT 154 kV Quinenco - Coronel	Domingo 10	Domingo 15	-	0,84%	STx
Horas de Desacople	7,9 hrs	10,5 hrs	0,0 hrs		
Índice de Congestión de líneas	$I_{TT}=1,061\%$ $I_{STx}=0,005\%$ $I_{TA}=0,000\%$	$I_{TT}=1,101\%$ $I_{STx}=0,0002\%$ $I_{TA}=0,000\%$	$I_{TT}=1,406\%$ $I_{STx}=0,000\%$ $I_{TA}=0,000\%$		

Tabla 8.- Desacoples trimestre abril - junio

El Índice de Congestión para líneas de transmisión se ha obtenido a partir de:

$$ICTx = \frac{\sum \frac{t_{duración\ desacople}}{hrs\ del\ mes} \cdot kms_{línea\ afectada}}{kms\ totales\ (del\ segmento\ de\ pertenencia)}$$

En esta expresión:

- $t_{\text{duración_desacople}}$ corresponde a la cantidad de horas del mes durante las cuales estuvo activo el desacople.
- $kms_{\text{línea_afectada}}$ se refiere a la extensión total de la línea afectada por el desacople.
- kms totales del segmento: se refiere a los kilómetros totales de líneas del respectivo segmento.

Durante el trimestre, las tres líneas más afectadas según número de horas de desacople, correspondieron a:

- LT 220 kV Ciruelos – Valdivia: 1002,9 horas de desacople (equivalentes al 45,9% de las horas del período), debido a capacidad de TTCC en S/E Valdivia, situación mejorada por el propietario hacia finales del mes de junio.
- LT 220 kV Punta Colorada – Maitencillo: 462,4 horas de desacople (equivalentes al 21,2% de las horas del período), debido a capacidad térmica
- LT 220 kV Cardones – San Andrés: 379,5 horas de desacople (equivalentes al 17,4% de las horas del período), debido a capacidad térmica.

La tabla 9 que se muestra a continuación, presenta el detalle de la longitud de las líneas afectadas que se ha considerado para la estimación de éste índice.

Desacople	Total horas	Kms de línea	Segmento
220 kV Ciruelos - Valdivia	1002,9	42,0	TT
220 kV Pta. Colorada - Maitencillo	462,4	114,6	TT
220 kV Cardones San Andrés	379,5	30,0	TT
220 kV Los vilos - Las Palmas	180,2	78,1	TT
220 kV Don Goyo - P.Azúcar	64,8	76,5	TT
220 kV San Andrés - C. Pinto	59,3	45,3	TT
500 kV Charrúa Ancoa	34,8	192,0	TT
220 kV Nogales - Los Vilos	25,9	102,0	TT
154 kV Quinenco - Coronel	18,4	0,9	STx
220 kV C.Pinto - D. Almagro	10,5	197,4	TT
220 kV Las Palmas - Monte Redondo	8,1	26,7	TT
154 kV Itahue - Teno 2	6,7	39,0	STx
220 kV P. Azúcar - Pta. Colorada	5,8	92,4	TT
220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla	2,5	47,0	TT
220 kV Charrúa - Mulchén	0,1	68,2	TT

Tabla 9.- Longitud de líneas para cálculo de índice ICTx

I.1.7 Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión

Durante este segundo trimestre de 2016, se han incorporado/retirado las siguientes instalaciones de generación al sistema, las que a la fecha de emisión de este informe se encuentran en el estado que se indica.

CENTRAL	PROPIETARIO	ESTADO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
CMPC Tissue	CMPC Celulosa S.A.	Entregada	PMG Termoeléctrica Gas Natural	Jueves 16/Jun16	5,0
Calle Calle	SGA	Retirada parcialmente	Térmica	Viernes 3/Jun16	(5,0)
PMGD Tiltil Solar	Hanwha Q Cells Til Til Uno S.p.A.	Entregada	PMGD Solar	Jueves 19/May16	3,0
Central Hidroeléctrica Río Mulchén	Central Hidroeléctrica Río Mulchén S.A.	Entregada	PMGD Hídrico pasada	Viernes 1/Abr16	3,0
El Mirador PMGD	Hidroeléctrica El Mirador	Entregada	PMGD Hídrico pasada	Lunes 2/Nov15	1,5
Andes Generación	Andes generación S.p.A.	Entregada	Termoeléctrica Diesel	Martes 17/May16	32,5
PV Las Araucarias	Abengoa Chile	Entregada	PMGD Solar	Jueves 12/May16	0,1
Carrera Pinto (Primera Entrega)	Parque Eólico Renaico S.p.A	Entregada	Solar	Martes 3/May16	20,0
CMPC Cordillera	CMPC Celulosa S.A.	Entregada	Termoeléctrica Gas Natural	Viernes 25/Abr16	22,0
Raso Power	Eléctrica Raso Power Ltda.	Entregada	Térmico	Viernes 1/Abr16	2,7
PMGD Bellavista	Parque Solar Bellavista S.p.A.	Entregada	PMGD Fotovoltaico	Miércoles 23/Mar16	3,0
PMGD Molinera Villarrica	Coener S.p.A.	Entregada	PMGD Hídrico	Jueves 3/Mar16	0,6
PMGD La Chapeana	Renovalia Chile Siete S.p.A.	Entregada	PMGD Solar	Martes 1/Mar16	2,8
PMGD Las Mollacas	Renovalia Chile Seis S.p.A.	Entregada	PMGD Solar	Martes 1/Mar16	2,8
Lagunilla	GR Pacific Pan de azúcar S.p.A.	Entregada	PMGD Solar	Viernes 5/Feb16	3,0
El Canelo I	Central Eléctrica El Canelo SpA	Entregada	PMGD Térmico Diesel	Lunes 21/Dic15	3,0
PMGD El Molle	STERICYCLE URBANO S.p.A.	Entregada	PMGD Térmico Biogas	Miércoles 18/Dic15	4,5
Munilque 1	Central Munilque	Entregada	PMGD Hídrico	Jueves 13/Ago15	0,6
Munilque 2	Central Munilque	Entregada	PMGD Hídrico	Jueves 13/Ago15	0,6
PMGD Chuchiñi	SPV P4	En Pruebas	PMGD Solar	Viernes 24/Jun16	2,9
Altos del Paico	Sun Enel Green	En Pruebas	PMGD Solar	Martes 7/Jun16	0,5

CENTRAL	PROPIETARIO	ESTADO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Parque Solar Los Loros	SDGX05	En Pruebas	Solar	Sábado 11/May16	49,5
Central Hidroeléctrica Chanleufu	Central Hidroeléctrica Chanleufu S.A.	En Pruebas	PMGD Hídrico	Jueves 19/May16	8,4
El Galpón	Eléctrica El Galpón SpA	En Pruebas	PMGD Hídrico	Miércoles 27/Abr16	1,3
Santa Julia	SPV P4	En Pruebas	PMGD Solar	Jueves 17/Mar16	3,0
Solar Conejo	Pattern Energy	En Pruebas	Solar	Jueves 5/May16	104,0
Parque Eólico Renaico	Parque Eólico Renaico S.p.A.	En Pruebas	Eólica	Martes 3/May16	88,0
Solar La Silla	Parque Eólico Renaico S.p.A.	En Pruebas	Solar	Martes 19/Abr16	1,9
Parque Eólico Los Buenos Aires	Parque Eólico Renaico S.p.A	En Pruebas	Eólica	Martes 12/Abr16	24,0
Parque Eólico La Esperanza	Eólica La Esperanza	En Pruebas	Eólica	Martes 5/Abr16	10,5
PV Pampa Solar Norte	Parque Eólico Renaico S.p.A	En Pruebas	Solar	Lunes 21/Mar16	69,3
Carilafquén	Eléctrica Caren	En Pruebas	Hídrico pasada	Domingo 7/Feb16	19,8
Malalcahuello	Eléctrica Caren	En Pruebas	Hídrico pasada	Martes 9/Feb16	9,2
Santa Marta (generador 9 y 10)	Consortio Santa Marta	En Pruebas	Termoeléctrica Biogas	Miércoles 23/Dic15	3,9
Carrera Pinto (Segunda Entrega)	Parque Eólico Renaico S.p.A	En Pruebas	Solar	Miércoles 23/Dic15	73,5
Itata	Puntilla	En Pruebas	Hídrico pasada	Miércoles 16/Dic15	20,0
Panguipulli PMGD	Latinoamericana S.A.	En Pruebas	PMGD Hídrico pasada	Jueves 3/Dic15	0,4
PE Lebu (Ampliación II)	Parque Eólico Lebu-Toro S.p.A.	En Pruebas	PMG Eólico	Martes 8/Nov15	3,5
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	En Pruebas	PMG Solar	Miércoles 21/Oct15	2,9
Loma Los Colorados	KDM Energía S.A.	En Pruebas	PMG Solar	Lunes 11/May15	1,0
Pulelfu U1	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	En Pruebas	PMG Hídrico pasada	Sábado 24/Ene15	4,5
Pulelfu U2	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	En Pruebas	PMG Hídrico pasada	Viernes 23/Ene15	4,5
Diego de Almagro*	Almeyda Solar S.p.A.	En Pruebas	Solar	Jueves 29/May14	4,0
Alto Renaico	Mainco S.A.	En Pruebas	PMG Hídrico pasada	Lunes 19/May14	1,5

* En diciembre 2014, EGP entregó a explotación una parte de la central por un total de 28 MW

Tabla 10.- Nuevas instalaciones de generación

Tipo de Central	Entregada MW	Retirada MW	En Pruebas MW
Hídrica	6,2	0,0	69,5
Eólica	0,0	0,0	126,0
Solar	34,7	0,0	312,4
Térmica	69,7	5,0	3,9

Tabla 11.- Potencia instalada de nuevas instalaciones de generación en segundo trimestre de 2016.

Por otro lado, las instalaciones de transmisión que se han incorporado son:

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
No se registran instalaciones a destacar.			

Tabla 12.- Nuevas instalaciones de transmisión

I.1.8 Capacidad Instalada de Generación

Al 30 de junio de 2016, y considerando las centrales entregadas a la explotación durante este segundo trimestre, la capacidad instalada en el SIC alcanza los 16.215,2 MW (según definición estipulada en Reglamento Interno), un 0,6% mayor que la capacidad existente a inicios de abril de 2016. El aporte que cada región efectúa a la capacidad instalada del sistema se muestra en la figura N°15, mientras que la composición general de esa capacidad según tipo de aporte, se muestra en la figura N°16.

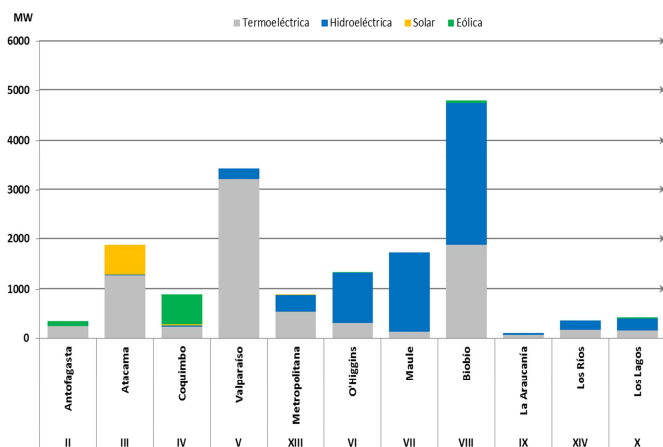


Fig.15.- Capacidad instalada por región

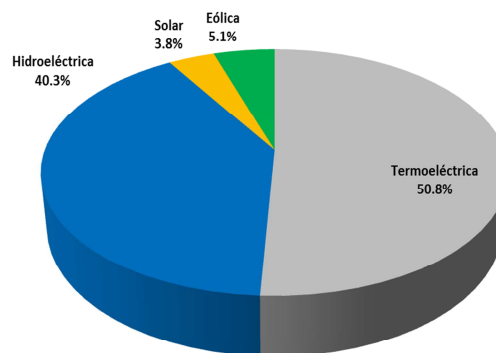


Fig.16.- Capacidad instalada según tipo de aporte

Por Tecnología	Cierre a Diciembre 2015 MW		Cierre a Junio 2016 MW	
Térmica	8.177,0	51,4%	8241,7	50,8%
Embalse	3.402,0	21,4%	3402,0	21,0%
Pasada	3.068,5	19,3%	3132,0	19,3%
Eólica	819,9	5,2%	819,9	5,1%
Solar	443,6	2,8%	619,3	3,8%
Total	15.911,1	100,0%	16215,2	100,0%
ERNC	1.983,6	12,5%	2182,7	13,5%

Tabla 13.- Capacidad instalada por tecnología

I.2 Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses

Se presenta a continuación para el período comprendido entre julio 2016 – junio 2017, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

Período julio 2016-junio 2017

Caudales de la estadística correspondiente a Hidrología Seca (**HS**: año 2007-2008, probabilidad de excedencia 90%), Hidrología Media (**HM**: año 1969-1970, probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología Húmeda (**HH**: año 1986-1987, probabilidad de excedencia 20%).

I.2.1 Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología.

Las figuras N°17, N°18 y N°19 que se presentan a continuación muestran la participación esperada en el abastecimiento mensual de la demanda del sistema, según tipo de fuente e hidrología, mientras que la figura N°20 muestra el abastecimiento promedio esperado para el período julio 2016 a junio 2017.

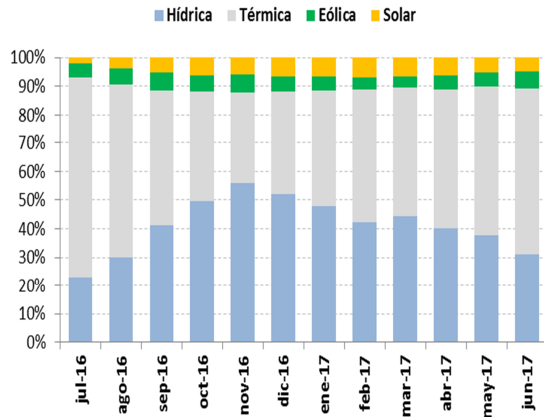


Fig.17.- Participación esperada en hidrología seca

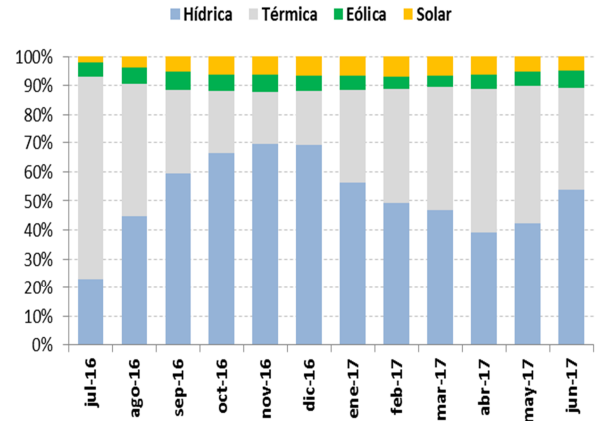


Fig.18.- Participación esperada en hidrología media

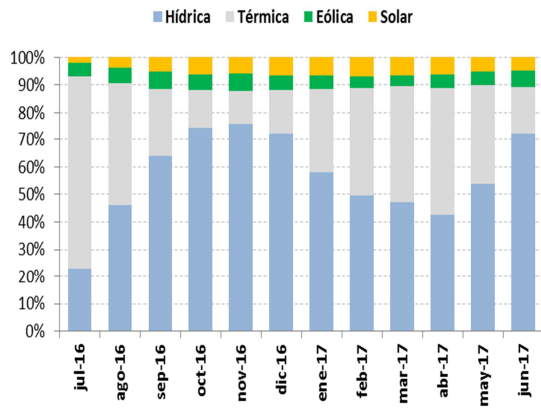


Fig.19.- Participación esperada hidrología húmeda

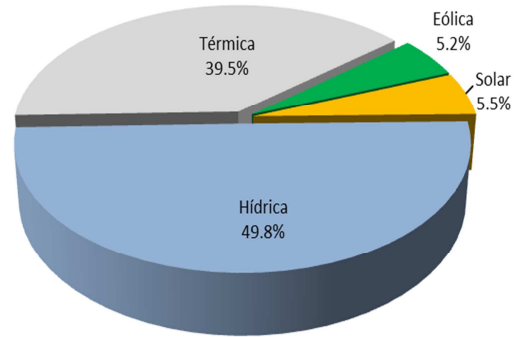


Fig.20.- Participación promedio esperada

La siguiente tabla 14 muestra el detalle de esta participación esperada.

PARTICIPACIÓN ESPERADA														
Tipo	Hidrología	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	Promedio
Hídrico	Seca	22,84%	29,93%	41,32%	49,66%	55,87%	51,96%	48,05%	42,22%	44,25%	40,01%	37,68%	31,19%	41,25%
	Media	22,84%	44,64%	59,42%	66,34%	69,76%	69,36%	56,32%	49,18%	46,88%	39,16%	42,14%	53,87%	51,66%
	Húmeda	22,84%	46,08%	64,11%	74,46%	75,92%	72,03%	58,01%	49,66%	47,12%	42,70%	53,79%	71,91%	56,55%
	Promedio	22,84%	40,22%	54,95%	63,49%	67,18%	64,45%	54,12%	47,02%	46,09%	40,62%	44,53%	52,32%	49,82%
Térmico	Seca	70,25%	60,71%	47,35%	38,51%	32,11%	36,25%	40,46%	46,63%	45,33%	48,89%	52,29%	58,06%	48,07%
	Media	70,25%	46,00%	29,10%	21,71%	18,08%	18,72%	32,09%	39,64%	42,70%	49,76%	47,83%	35,38%	37,61%
	Húmeda	70,25%	44,54%	24,44%	13,58%	11,97%	16,08%	30,42%	39,16%	42,44%	46,19%	36,14%	17,29%	32,71%
	Promedio	70,25%	50,42%	33,63%	24,60%	20,72%	23,69%	34,32%	41,81%	43,49%	48,28%	45,42%	36,91%	39,46%
Eólico	Seca	4,78%	5,57%	6,23%	5,79%	6,06%	5,36%	4,87%	4,20%	3,75%	4,74%	4,81%	5,83%	5,17%
	Media	4,78%	5,56%	6,31%	5,78%	6,07%	5,42%	4,90%	4,21%	3,75%	4,73%	4,80%	5,83%	5,18%
	Húmeda	4,78%	5,58%	6,30%	5,83%	6,10%	5,42%	4,91%	4,22%	3,76%	4,75%	4,83%	5,86%	5,19%
	Promedio	4,78%	5,57%	6,28%	5,80%	6,08%	5,40%	4,90%	4,21%	3,75%	4,74%	4,81%	5,84%	5,18%
Solar	Seca	2,13%	3,80%	5,10%	6,04%	5,96%	6,42%	6,62%	6,95%	6,67%	6,36%	5,23%	4,92%	5,52%
	Media	2,13%	3,79%	5,17%	6,17%	6,09%	6,51%	6,68%	6,98%	6,67%	6,35%	5,23%	4,92%	5,56%
	Húmeda	2,13%	3,80%	5,15%	6,12%	6,01%	6,48%	6,66%	6,97%	6,68%	6,36%	5,24%	4,94%	5,55%
	Promedio	2,13%	3,80%	5,14%	6,11%	6,02%	6,47%	6,66%	6,96%	6,67%	6,35%	5,24%	4,93%	5,54%

Tabla 14.- Participación esperada en el abastecimiento de la demanda según tipo de fuente

I.2.2 Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC

La producción bruta mensual (en GWh) esperada para los próximos 12 meses en escenario de hidrología seca, media y húmeda, y sobre la cual se han determinado las participaciones porcentuales de las figuras anteriores, se indican en la siguiente tabla 15.

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
Hidrología Seca	4.691,7	4.479,4	4.220,3	4.400,2	4.310,9	4.574,5	4.689,2	4.475,4	4.886,7	4.429,4	4.666,5	4.793,0
Hidrología Media	4.691,7	4.483,0	4.211,7	4.410,6	4.305,9	4.530,4	4.659,1	4.472,3	4.888,6	4.441,1	4.673,1	4.792,9
Hidrología Húmeda	4.691,7	4.470,9	4.188,2	4.370,8	4.285,6	4.530,8	4.651,7	4.464,5	4.875,7	4.427,1	4.647,0	4.769,6

Tabla 15.- Producción esperada bruta de energía en el SIC (en GWh)

Por otro lado, las ventas previstas de energía (en GWh) para los próximos 12 meses, y para cada uno de los 3 escenarios hidrológicos modelados, corresponde a las indicadas en la tabla 16:

Mes	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
VENTAS (GWh)	4.349,9	4.193,4	3.968,5	4.135,7	4.070,6	4.280,5	4.340,9	4.163,9	4.518,1	4.108,1	4.331,5	4.315,1

Tabla 16.- Ventas esperadas de energía en el SIC (en GWh)

I.2.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología,

Las Tablas 17, 18 y 19 que se presentan a continuación, muestran la evolución esperada de la cota en los diferentes embalses del sistema, a fines de cada mes, para hidrología seca, hidrología media e hidrología húmeda, indicándose entre paréntesis la cota mínima y la cota máxima operacional vigente al 30 de junio, medidas en metros sobre el nivel del mar (msnm).

Hidrología Seca	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1.314,8	1.314,8	1.315,2	1.317,7	1.320,3	1.319,8	1.317,9	1.316,8	1.314,1	1.312,3	1.309,8	1.308,5
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	100,5	101,8	103,9	103,6	104,2	104,7	105,0	105,0	102,1	100,5	100,5	100,5
EMB. COLBUN (397.0-436.0)	411,9	420,0	428,9	430,2	434,1	435,3	434,7	433,9	431,4	420,4	401,7	398,2
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1.286,6	1.294,6	1.294,1	1.305,5	1.318,3	1.314,1	1.305,6	1.296,2	1.282,8	1.291,9	1.287,2	1.282,8
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2.163,0	2.163,6	2.164,0	2.164,4	2.165,1	2.163,9	2.161,1	2.160,4	2.160,7	2.161,1	2.161,6	2.160,9
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	222,0	223,1	222,9	226,4	228,3	229,8	229,1	225,6	223,6	222,0	222,0	222,0
EMB. RALCO (692.0-725.0)	692,0	692,0	692,0	713,0	721,7	724,5	724,0	718,3	692,0	692,0	692,0	692,0

Tabla 17.- Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología seca (HS)

Hidrología Media	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1.314,8	1.317,0	1.319,2	1.321,7	1.325,5	1.327,7	1.326,9	1.325,9	1.324,4	1.323,0	1.323,5	1.327,8
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	100,5	105,0	103,2	103,6	104,0	105,0	105,0	105,0	102,1	100,5	100,5	102,0
EMB. COLBUN (397.0-436.0)	411,9	429,7	437,0	432,6	433,4	437,0	435,5	428,9	425,6	408,7	403,5	426,9
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1.286,6	1.293,7	1.300,0	1.287,3	1.302,0	1.318,3	1.314,3	1.308,1	1.294,2	1.282,8	1.283,8	1.292,7
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2.163,0	2.163,5	2.163,9	2.164,3	2.165,1	2.166,3	2.165,2	2.163,7	2.163,6	2.163,6	2.164,0	2.164,7
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	222,0	227,3	231,7	235,1	238,2	238,5	235,9	232,5	230,6	229,2	229,1	232,7
EMB. RALCO (692.0-725.0)	692,0	722,2	717,5	706,4	722,6	725,0	725,0	722,9	703,5	692,0	702,2	725,0

Tabla 18.- Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología media (HM)

Hidrología Húmeda	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1.314,8	1.317,0	1.318,4	1.322,1	1.325,3	1.327,1	1.325,9	1.324,7	1.323,3	1.322,2	1.325,4	1.330,4
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	100,5	105,0	103,2	103,9	104,0	104,8	105,0	105,0	104,2	105,0	105,0	105,0
EMB. COLBUN (397.0-436.0)	411,9	434,5	437,0	437,0	437,0	437,0	436,9	427,8	427,1	419,1	434,2	437,0
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1.286,6	1.300,4	1.307,6	1.307,0	1.311,2	1.318,3	1.317,8	1.317,7	1.318,3	1.318,3	1.318,3	1.318,3
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2.163,0	2.163,6	2.163,9	2.164,6	2.165,9	2.167,4	2.168,4	2.169,0	2.169,6	2.170,2	2.171,1	2.172,0
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	222,0	224,8	228,0	230,3	232,8	234,1	230,7	226,8	224,7	224,6	227,4	232,9
EMB. RALCO (692.0-725.0)	692,0	725,0	714,8	712,7	714,2	724,6	725,0	723,9	711,9	712,7	725,0	725,0

Tabla 19.- Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología húmeda (HH)

I.2.4 Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja.

La tabla 20 muestra los valores de demanda horaria promedio esperada en horas de demanda alta, horas de demanda media y horas de demanda baja en el SIC.

Valor de Demanda Promedio Esperada (en MWh/h)	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
En hora de Demanda Alta	6.430,1	6.064,5	5.780,0	6.036,6	6.091,1	6.175,8	6.353,8	6.728,6	6.706,5	5.998,3	6.344,6	6.774,4
En hora de Demanda Media	6.337,4	6.025,5	5.924,0	5.909,0	6.070,3	6.187,4	6.254,2	6.698,2	6.506,5	6.220,0	6.323,5	6.764,7
En hora de Demanda Baja	5.084,7	4.934,3	4.877,5	4.869,8	4.904,2	5.010,9	5.266,5	5.463,4	5.398,8	5.163,8	5.177,4	5.389,6

Tabla 20.- Demanda promedio esperada en horas de demanda alta, demanda media y demanda baja

Por otro lado, la siguiente tabla 21 muestra la cantidad de horas de cada bloque perteneciente a cada mes del horizonte de simulación:

Número de horas	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17
Demanda Alta	186	186	180	186	180	186	186	168	186	180	186	180
Demanda Media	310	310	300	310	300	310	310	280	310	300	310	300
Demanda Baja	248	248	240	248	240	248	248	224	248	240	248	240

Tabla 21.- Número de horas/mes por bloque de demanda

I.2.5 Costos Marginales Esperados

Los costos marginales esperados de energía (CMG, medidos en USD/MWh), según hidrología, y como promedio de los bloques de demanda modelados, se muestran en las figuras N°21, N°22 y N°23 para las subestaciones Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Quillota y Charrúa, en 220 kV.

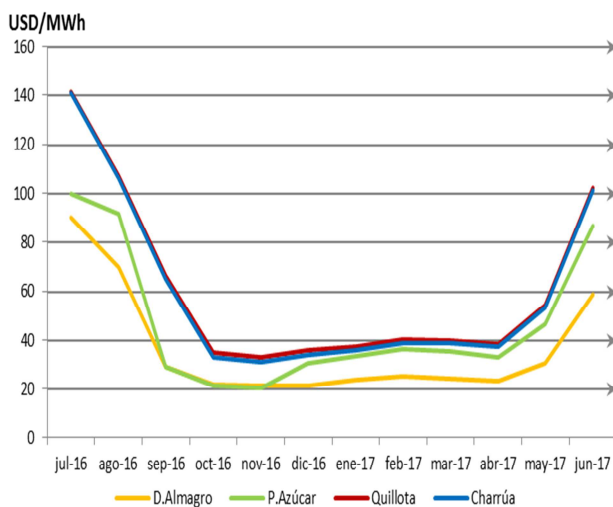


Fig.21.- CMG Esperados en Hidrología Seca

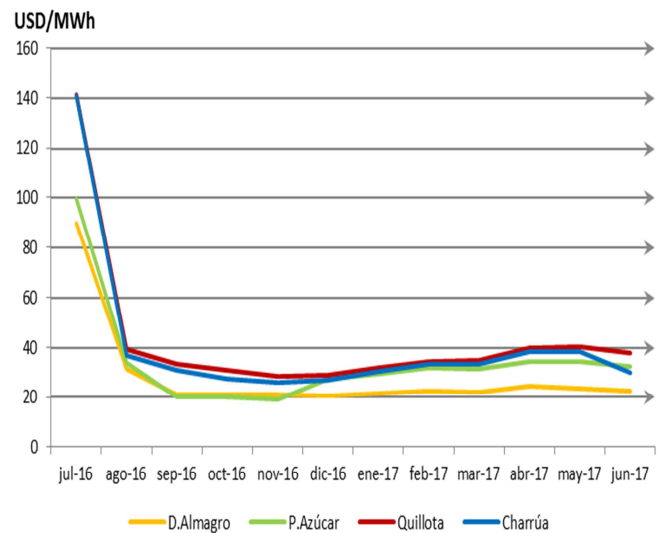


Fig.22.- CMG Esperados en Hidrología Media

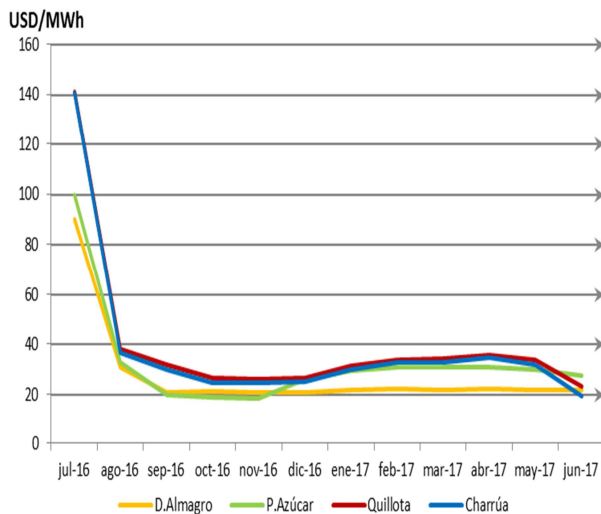


Fig.23.- CMG Esperados en Hidrología Húmeda

	CMG (USD/MWh) Hidrología Seca				CMG (USD/MWh) Hidrología Media				CMG (USD/MWh) Hidrología Húmeda			
	D.Almagro	P.Azúcar	Quillota	Charrúa	D.Almagro	P.Azúcar	Quillota	Charrúa	D.Almagro	P.Azúcar	Quillota	Charrúa
Jul-16	89,9	99,6	141,2	140,7	89,9	99,6	141,2	140,7	89,9	99,6	141,2	140,7
Ago-16	69,6	91,4	107,2	106,2	31,2	33,6	39,0	36,7	30,6	32,8	37,9	36,6
Sep-16	29,1	29,0	66,1	64,7	20,8	20,2	33,2	30,6	20,7	19,9	31,9	30,1
Oct-16	22,0	21,2	34,7	33,0	21,2	19,9	30,6	27,6	20,9	18,8	26,5	24,6
Nov-16	21,2	20,4	32,7	31,1	20,8	19,1	28,2	26,1	20,5	18,4	26,1	24,5
Dic-16	21,2	30,7	35,6	34,1	20,8	27,4	28,8	26,9	20,5	25,9	26,6	25,1
Ene-17	23,7	33,4	37,3	35,9	21,7	29,5	31,8	30,4	21,7	29,1	31,3	30,0
Feb-17	25,3	36,2	40,0	38,9	22,6	31,6	34,3	33,1	21,9	31,0	33,7	32,6
Mar-17	24,3	35,4	39,8	38,7	21,9	31,2	34,5	33,3	21,5	30,7	33,9	32,8
Abr-17	23,3	33,0	38,4	37,3	24,3	34,2	39,7	38,3	22,3	30,9	35,8	34,5
May-17	30,4	46,5	54,0	53,2	23,6	34,4	40,1	38,3	21,7	30,1	33,6	31,8
Jun-17	58,7	86,8	102,0	101,2	22,6	32,1	37,5	29,9	21,5	27,5	23,3	19,3

Tabla 22.- Costo marginal esperado por hidrología

I.2.6 Proyectos Informados de Generación y Transmisión

De acuerdo a los antecedentes proporcionados por las empresas, la carpeta de proyectos de generación para el horizonte 2016 a 2018, y que se encuentran declaradas en construcción con fecha de entrada en operación informada, se desglosa según la figura 24:

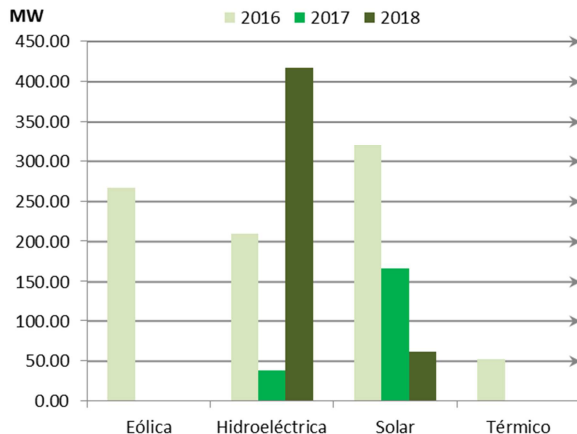


Fig.24.- Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

Nota: Los proyectos que a la fecha de elaboración de este informe se encuentran en etapa de pruebas de puesta en servicio, se asumen entregados al despacho del CDEC durante el presente año 2016.

La siguiente tabla 23 detalla los valores graficados en la figura 24.

Tipo de Central	Proyectos 2016 MW	Proyectos 2017 MW	Proyectos 2018 MW
Eólica	266,0	0,0	0,0
Hídrica	209,4	38,5	417,0
Solar	320,2	166,5	61,5
Térmica	51,9	0,0	0,0

Tabla 23.- Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

De acuerdo a estos antecedentes, en lo que queda de 2016 podría disponerse de una capacidad adicional ascendente a 847,5 MW. En 2017 podría disponerse de 205,0 MW instalados adicionales, mientras que en 2018 serán 478,5. El detalle del tipo de central que dispone de fecha tentativa informada y en estado declarado “en construcción”, así como la región de acogida de los diferentes proyectos, se indican en las siguientes figuras.

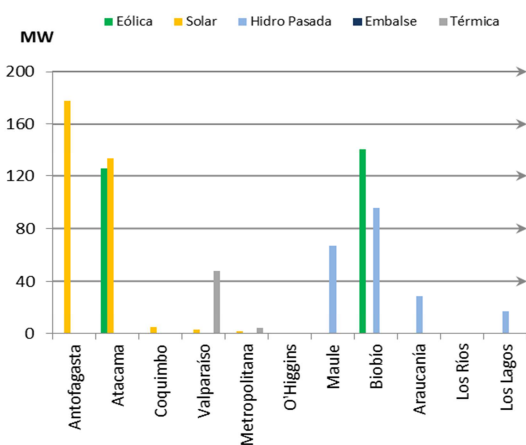


Fig.25.- Desagregado de proyectos por región 2016

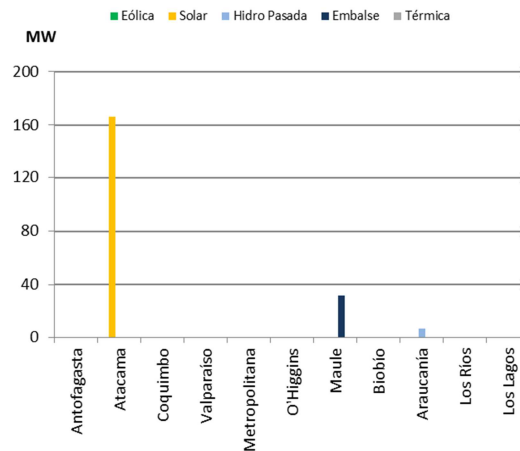


Fig.26.- Desagregado de proyectos por región 2017

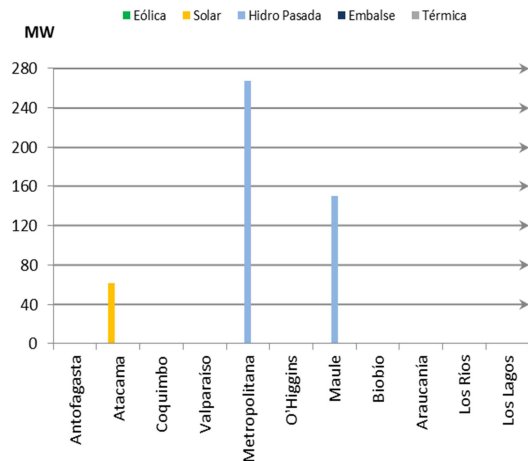


Fig.27.- Desagregado de proyectos por región 2018

Los principales proyectos declarados en construcción y con fecha tentativa de entrada en operación informada, para instalaciones de generación y transmisión, corresponden a:

Nombre	Año de entrada	Capacidad (MW)	Tipo	Región
Chuchiñi	2016	2,88	Solar	Coquimbo
Parque Eólico La Esperanza	2016	10,80	Eólica	Biobío
Carilafquén	2016	19,80	Hídrica	Araucanía
Malalcahuello	2016	9,20	Hídrica	Araucanía
Itata	2016	20,00	Hídrica	Biobío
Panguipulli PMGD	2016	0,40	Hídrica	Los ríos
Altos del Paico	2016	0,50	Solar	Metropolitana
El Pilar - Los Amarillos	2016	2,90	Solar	Atacama
Pampa Solar Norte	2016	73,04	Solar	Antofagasta
Conejo Etapa I	2016	104,50	Solar	Antofagasta
El Galpón	2016	1,30	Hídrica	Maule
Centra Hidreléctrica Chanleufu	2016	8,40	Hídrica	Los lagos
Carrera Pinto II	2016	77,00	Solar	Atacama
La Silla	2016	1,89	Solar	Coquimbo
Los Buenos Aires	2016	25,30	Eólica	Biobío
SANTA JULIA	2016	3,00	Solar	Valparaíso
Parque Solar Los Loros	2016	49,45	Solar	Atacama
PE Las Peñas	2017	8,40	Eólica	Biobío
Parque Eólico Renaco	2016	92,63	Eólica	Biobío
La Montaña I	2016	3,00	Hídrica	Maule
San Juan I	2016	33,00	Eólica	Atacama
San Juan II	2016	29,70	Eólica	Atacama
San Juan III	2016	29,70	Eólica	Atacama
San Juan IV	2016	33,00	Eólica	Atacama

Nombre	Año de entrada	Capacidad (MW)	Tipo	Región
La Mina	2016	40,00	Hídrica	Maule
Doña Carmen	2016	48,00	Térmica	Valparaíso
Ñuble	2016	74,00	Hídrica	Biobío
Central Hidroeléctrica Cumpeo	2016	5,76	Hídrica	Maule
Hidroeléctrica Río Colorado	2016	17,00	Hídrica	Maule
Santa Marta (generador 9 y 10)	2016	3,93	Térmica	Metropolitana
PE Lebu (Ampliación II)	2016	3,50	Eólica	Biobío
Loma Los Colorados	2016	1,00	Solar	Metropolitana
Pulelfu U1	2016	4,50	Hídrica	Los lagos
Pulelfu U2	2016	4,50	Hídrica	Los lagos
Diego de Almagro	2016	4,00	Solar	Atacama
Alto Renaico	2016	1,50	Hídrica	Biobío
Proyecto Fotovoltaico ValleSolar	2017	70,00	Solar	Atacama
Hidroeléctrica Embalse Ancoa	2017	32,00	Hídrica	Maule
Malgarida	2017	28,00	Solar	Atacama
Las Nieves	2017	6,50	Hídrica	Araucanía
Valleland Solar	2017	68,51	Solar	Atacama
ABASOL	2018	61,50	Solar	Atacama
Los Cóndores	2018	150,00	Hídrica	Maule
Alto Maipo - Las Lajas	2018	267,00	Hídrica	Metropolitana

Tabla 24.- Proyectos de generación en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2018

Nombre	Año de entrada	Nivel de tensión kV	Segmento	Punto de conexión
Sistema de transmisión S/E Río Toltén y S/E Melipeuco	2016	110		S/E Río Toltén y S/E Melipeuco
Línea Maitencillo Cardones 1x220 kV: Aumento de Capacidad	2016	220	STT	S/E Maitencillo
S/E Punta Sierra	2016	220	STT	Entre S/E Las Palmas y Pan de Azúcar
S/E Ciruelos: Ampliación 220 kV	2017	220	STT	Seccionadora del circuito de la línea Cautín - Valdivia
Línea PE Cabo Leones – S/E Maitencillo	2017	220	STT	S/E Maitencillo
Línea 2x220 kV Punta de Cortés -Tuniche	2017	220	Sub Tx	Tap off Tuniche
Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220kV	2017	220	STT	LT 2x220 kV Colbún - Candelaria
Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500kV	2017	500	STT	S/E Maitencillo – S/E Pan de Azúcar
Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500kV	2017	500	STT	S/E Cardones – S/E Maitencillo
Línea Cardones Carrera Pinto Diego de Almagro 1x220 kV: Aumento de Capacidad	2018	220	STT	S/E Cardones
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV	2018	500	STT	S/E Pan de Azúcar

Tabla 25.- Proyectos de transmisión en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2018

CAPÍTULO II

ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES

II.1 Control de Frecuencia

El Artículo 5-67 de la Norma Técnica establece que la evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará a través del cálculo del factor FECF (Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia) para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

$$FECF(k) = 1 - \frac{\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)}{\Delta f_{M\acute{A}X}}$$

- $\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$, desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.
- $\Delta f_{M\acute{A}X}$, desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF.

Por otro lado, el artículo 5-68 establece que el valor de FECF, para cada hora, no debe ser inferior a 0,45. La tabla 26 muestra que en la ventana móvil analizada, dicho factor se ubicó por sobre este mínimo de 0,45.

Mes	Ene16	Feb16	Mar16	Abr16	May16	Jun16
FECF \geq 0.45	100,0%	100,0%	100,0	100,0	100,0	100,0
FECF < 0.45	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mín FECF	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Dmax (Hz)	2,914	2,865	2,924	3,126	3,142	3,068

Tabla 26.- FECF mensual en el SIC

Dmax: Desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CPF (en Hz)

La tabla 27 muestra la variación del índice $\Delta f_{m\acute{a}x}$ el cual, tal como se indicó anteriormente, corresponde a la desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF (en estos cálculos no se ha considerado el aporte que pueda realizar la unidad piloto).

Mes	Ene16	Feb16	Mar16	Abr16	May16	Jun16
$\Delta f_{m\acute{a}x} < 0.5$ Hz	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
[0.5 – 1.0)	7,0%	3,4%	0,1%	0,3%	4,0%	13,8%
[1.0 – 1.5)	16,0%	13,5%	3,5%	0,3%	26,9%	32,3%
[1.5 – 2.0)	17,7%	25,9%	4,7%	1,5%	9,1%	0,7%
$\Delta f_{m\acute{a}x} > 2.0$ Hz	59,3%	57,2%	91,7%	94,8%	59,9%	50,0%

Tabla 27.- $\Delta f_{m\acute{a}x}$ mensual en el SIC

De acuerdo al artículo 5-30 de la NTSyCS, el CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

En la tabla 28, y en base a la medida de frecuencia obtenida en la Subestación C. Navia 220 kV, se asocia a cada intervalo definido anteriormente el porcentaje de la ventana móvil analizada de peor desempeño. De esta forma en el mes de mayo, por ejemplo, las ventanas móviles de 7 días analizadas indican que el peor comportamiento registrado para el intervalo de frecuencia (49,8-50,2] Hz, alcanzó el 99,83%, cumpliendo el criterio de estar por sobre el 99% especificado por la NTSyCS. Por otro lado, para el intervalo de frecuencia [50,2-50,7) Hz, de las ventanas móviles de 7 días analizadas en el mes de mayo, se tiene que el peor comportamiento registrado en ese rango alcanzó el 0,14%, valor mucho menor al 0,5% aceptado por la NTSyCS cumpliéndose, en consecuencia, con el criterio exigido.

Mes	RANGO DE PERTENENCIA			Aporte generación hidráulica
	(49,8 - 50,2) > 99%	[50,2 - 50,7) < 0,5%	(49,3 - 49,8] < 0,5%	Si aporte > 60%
	(49,8 - 50,2) > 97%	[50,2 - 50,7) < 1,5%	(49,3 - 49,8] < 1,5%	Si aporte < 60%
Enero	99,98%	0,02%	0,02%	58,0%
Febrero	99,96%	0,01%	0,03%	42,4%
Marzo	99,97%	0,00%	0,02%	32,1%
Abril	99,80%	0,14%	0,07%	32,3%
Mayo	99,83%	0,14%	0,03%	32,2%
Junio	99,93%	0,05%	0,05%	31,0%

Tabla 28.- Rangos de pertenencia de la frecuencia (frecuencia medida en C. Navia 220 kV)

II.2 Control de Tensión

El artículo 5-24 de la NTSyCS establece que el sistema eléctrico deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Según el art. 5-64, el valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-24 (Estado Normal), durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro. Por otro lado, el art. 5-65 establece que la evaluación del desempeño del Control de Tensión del SI será efectuada en períodos mensuales denominados períodos de evaluación. Para tal efecto, la DO administrará y procesará la información de los datos y medición de la tensión en los Puntos de Control de Clientes, utilizando las mediciones disponibles en el SITR.

Para efectos de lo dispuesto en el art. 5-65, la medición de las tensiones se efectuará en intervalos de 15 minutos, realizando a continuación un promedio horario de los valores registrados, con los cuales se efectuarán los cálculos estadísticos que permitan representar su comportamiento.

Las siguientes figuras grafican, para la muestra seleccionada de subestaciones representativa del sistema de transmisión, el comportamiento del valor horario del voltaje en barra (obtenido desde el SITR, valor promedio horario). Esta magnitud de voltaje se ha graficado considerando la tensión de servicio mínima/máximo definida en el Estudio de Tensiones de Servicio vigente, y que corresponden a:

Barra de 500 kV	Vss (Tensión Servicio)	1,03 p.u	0,97 p.u
A. Jahuel	500,0 kV	515,0 kV	485,0 kV
Polpaico	504,0 kV	519,1 kV	488,9 kV
Ancoa y Charrúa	510,0 kV	525,3 kV	494,7 kV

Tabla 29.- Tensiones de servicio en sistema de transmisión de tensión nominal igual o superior a 500 kV

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en las siguientes figuras:

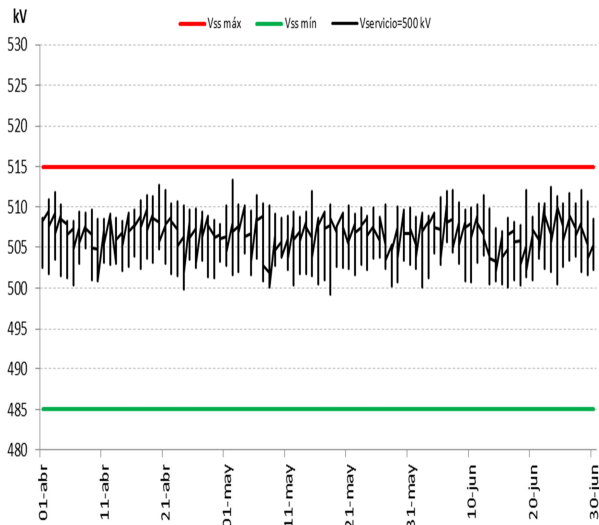


Fig.28.- Voltaje en barras con tensión de servicio 500 kV

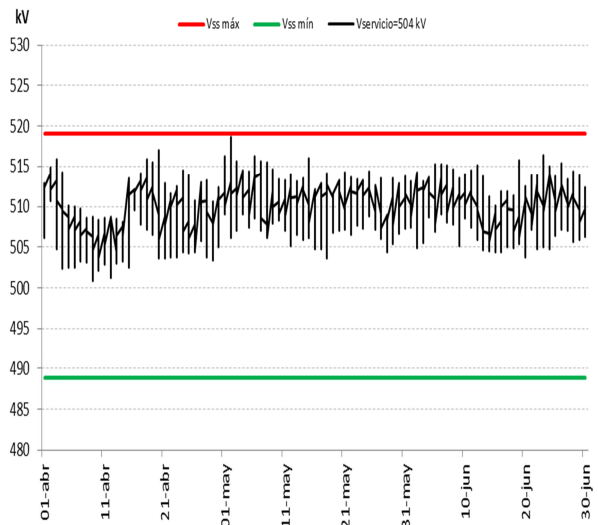


Fig.29.- Voltaje en barras con tensión de servicio 504 kV

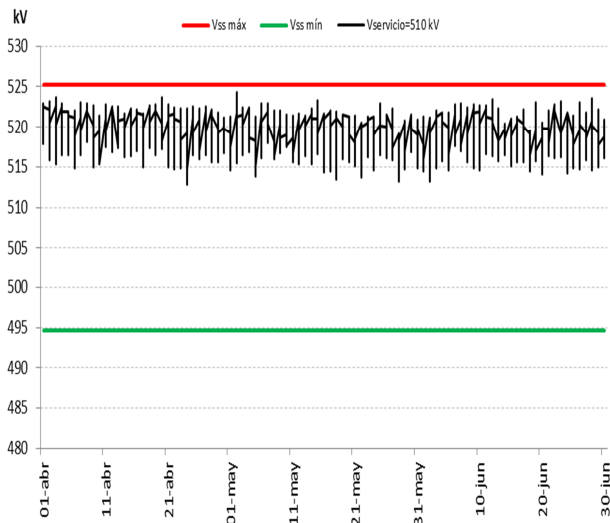


Fig.30.- Voltaje en barras con tensión de servicio 510 kV

Barra de 500 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Abril 16	Mayo 16	Junio 16
A. Jahuel	100,0%	100,0%	100,0%
Polpaico	100,0%	100,0%	100,0%
Ancoa y Charrúa	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 30.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión de tensión nominal igual o superior a 500 kV

Se concluye el cumplimiento de la exigencia establecida en la NTSyCS para la muestra de barras seleccionada.

Para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], se tiene:

Barra 220 kV	Vss (Tensión Servicio)	1,05 p.u	0,95 p.u
D. Almagro	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
Cardones	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
C. Navia	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
A. Jahuel	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
Concepción	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
P. Azúcar	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Quillota	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Charrúa	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Valdivia	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
P. Montt	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Temuco	228,0 kV	239,4 kV	216,6 kV
Cautín	228,0 kV	239,4 kV	216,6 kV
Ciruelos	228,0 kV	239,4 kV	216,6 kV

Tabla 31.- Tensiones de servicio en sistema de transmisión de tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 kV

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en las siguientes figuras:

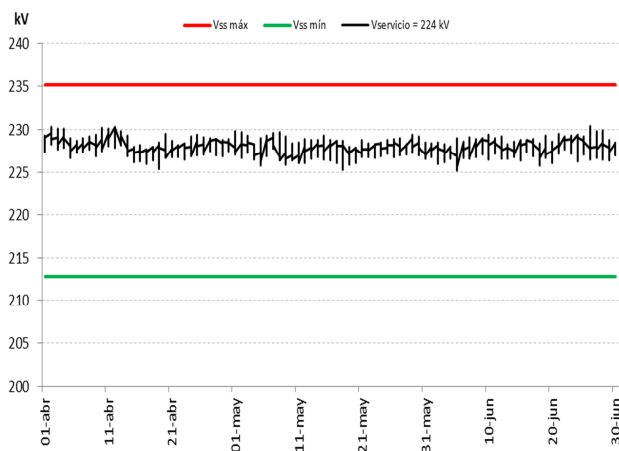


Fig.31.- Voltaje en barras con tensión de servicio 224 kV

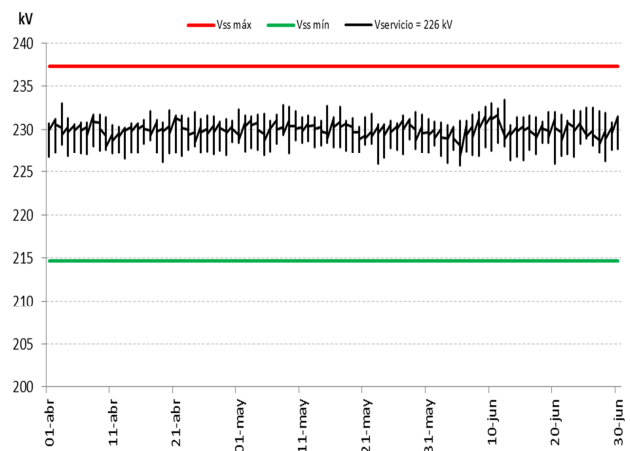


Fig.32.- Voltaje en barras con tensión de servicio 226 kV

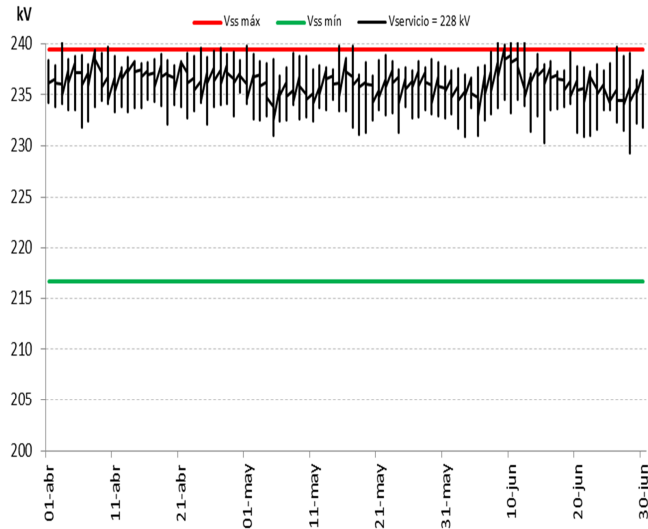


Fig.33.- Voltaje en barras con tensión de servicio 228 kV

Barra de 220 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Abril 16	Mayo 16	Junio 16
D. Almagro	100,0%	100,0%	100,0%
Cardones	100,0%	100,0%	100,0%
C. Navia	100,0%	100,0%	100,0%
A. Jahuel	100,0%	100,0%	100,0%
Concepción	94,6%	100,0%	100,0%
P. Azúcar	100,0%	100,0%	100,0%
Quillota	100,0%	100,0%	100,0%
Charrúa	100,0%	100,0%	100,0%
Valdivia	93,1%	90,8%	86,0%
P. Montt	100,0%	99,9%	99,2%
Temuco	100,0%	100,0%	99,9%
Cautín	96,8%	98,0%	96,9%
Ciruelos	88,0%	90,7%	87,3%

Tabla 32.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 kV

Se puede apreciar la existencia de un grupo de barras que, respecto de la tensión de servicio, se encuentran fuera de rango (por el límite superior de la banda) de este 1% aceptable. La siguiente tabla muestra el valor teórico (sensibilidad) del límite superior de la tensión que permitiría cumplir con el criterio del 1% fuera de rango.

Barra de 220 kV	Voltaje requerido para cumplir 1% dentro de una banda		
	Abril 16	Mayo 16	Junio 16
Valdivia	238,5 kV	238,9 kV	240,2 kV
Cautín	240,1 kV	239,6 kV	241,1 kV
Ciruelos	241,0 kV	241,0 kV	242,1 kV

Tabla 33.- Límite teórico superior de banda de voltaje para cumplir con máximo 1% de los registros fuera de rango

Al considerar lo señalado en el Anexo Técnico de Sistema de Monitoreo, que en su artículo 47 establece que “Los equipos que intervienen en la adquisición de datos deben tener una clase de precisión clase 2 ANSI, equivalente a un 2% de error, u otra clase de mayor precisión”, se concluye que si bien existen valores fuera de rango para los meses consultados, esas medidas se ubican dentro del margen de error de la misma.

Para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual a 154 kV, se deben cumplir las siguientes tensiones de servicio:

Barra de 154 kV	Vss (Tensión Servicio)	1,07 p.u	0,93 p.u
A. Jahuel	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
Rancagua	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
Itahue	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
Hualpén	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
L. Ángeles	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV

Tabla 34.- Tensiones de servicio en Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (154 kV)

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en la siguiente figura:

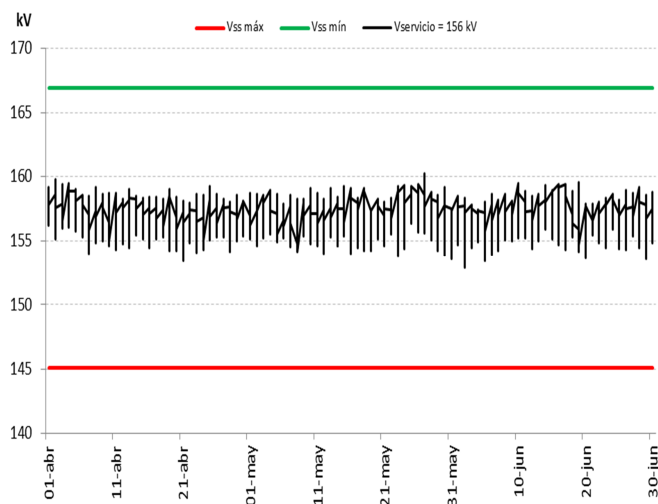


Fig.34.- Voltaje en barras con tensión de servicio 156 kV

Barra de 154 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Abril 16	Mayo 16	Junio 16
A. Jahuel	100,0%	100,0%	100,0%
Rancagua	100,0%	100,0%	100,0%
Itahue	100,0%	100,0%	100,0%
Hualpén	100,0%	100,0%	100,0%
L. Ángeles	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 35.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (154 kV)

Se concluye un cumplimiento de la exigencia establecida en la NTSyCS para la muestra de barras seleccionada.

Para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual a 110 kV, se deben cumplir las siguientes tensiones de servicio:

Barra de 110 kV	Vss (Tensión Servicio)	1,07 p.u	0,93 p.u
Cardones	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
Maitencillo	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
P. Azúcar	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
Quillota	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
C. Navia	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV

Tabla 36.- Tensiones de servicio en Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (110 kV)

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en la siguiente figura:

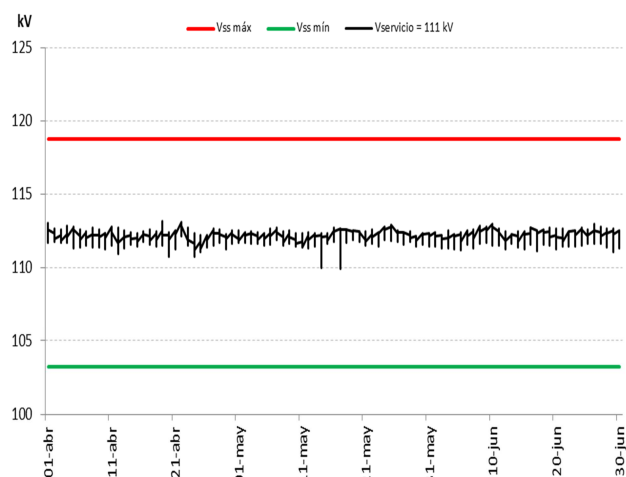


Fig.35.- Voltaje en barras con tensión de servicio 111 kV

Barra de 110 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Abril 16	Mayo 16	Junio 16
Cardones	100,0%	100,0%	100,0%
Maitencillo	100,0%	100,0%	100,0%
P. Azúcar	100,0%	100,0%	100,0%
Quillota	100,0%	100,0%	100,0%
C. Navia	100,0%	100,0%	99,7%

Tabla 37.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (110 kV)

Se concluye el cumplimiento de la exigencia establecida en la NTSyCS para la muestra de barras seleccionada.

La siguiente tabla muestra la apertura de líneas de transmisión por regulación de tensión durante el trimestre abril-junio del presente año.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	DÍAS*
LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt 1	Lunes 4/Abr16
	Jueves 7/Abr16 a lunes 11/Abr16
	Miércoles 13/Abr16 a jueves 21/Abr16
	Lunes 9/May16 a jueves 12/May16
	Lunes 16/May16 a jueves 19/May16
	Lunes 23/May16 a lunes 30/May16
LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt 2	Domingo 3/Abr16
	Martes 12/Abr16 a jueves 14/Abr16
	Lunes 18/Abr16 a miércoles 20/Abr16
	Domingo 24/Abr16
	Domingo 8/May16 a lunes 23/May16
	Lunes 30/May16 a martes 31/May16
Sábado 11/Jun16 a viernes 24/Jun16	
LT 220 kV Charrúa – Mulchén 1	Domingo 3/Abr16
	Viernes 8/Abr16
	Domingo 17/Abr16
	Martes 19/Abr16
	Jueves 21/Abr16
	Sábado 23/Abr16
	Domingo 1/May16
	Sábado 7/May16

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	DÍAS*
	Sábado 14/May16
	Domingo 22/May16
	Domingo 29/May16
	Viernes 10/Jun16
	Viernes 24/Jun16 a lunes 27/Jun16
LT 220 kV Charrúa – Mulchén 2	Lunes 4/Abr16
	Sábado 9/Abr16 a domingo 10/Abr16
	Lunes 18/Abr16
	Miércoles 20/Abr16
	Viernes 22/Abr16
	Domingo 8/May16
	Domingo 15/May16
	Sábado 28/May16
	Lunes 30/May16
	Domingo 5/Jun16 a lunes 6/Jun16
	Miércoles 15/Jun16 a lunes 20/Jun16
	LT 220 kV Mulchén – Cautín 1
Viernes 8/Abr16	
Domingo 17/Abr16	
Martes 19/Abr16	
Jueves 21/Abr16	
Sábado 23/Abr16	
Domingo 1/May16	
Sábado 7/May16	
Sábado 14/May16	
Domingo 22/May16	
Domingo 29/May16	
Viernes 10/Jun16	
Domingo 12/Jun16	
Viernes 24/Jun16 a lunes 27/Jun16	
LT 220 kV Mulchén – Cautín 2	Lunes 4/Abr16
	Sábado 9/Abr16 a domingo 10/Abr16
	Lunes 18/Abr16
	Miércoles 20/Abr16
	Viernes 22/Abr16
	Domingo 8/May16
	Domingo 15/May16
	Sábado 28/May16
Lunes 30/May16	

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	DÍAS*
	Domingo 5/Jun16 a lunes 6/Jun16
	Miércoles 15/Jun16 a lunes 20/Jun16
LT 220 kV Ralco - Charrúa	Domingo 3/Abr16
	Martes 5/Abr16 a sábado 16/Abr16
	Lunes 18/Abr16 a martes 26/Abr16
	Domingo 1/May16 a lunes 2/May16
	Miércoles 4/May16 a sábado 7/May16
	Lunes 9/May16 a lunes 16/May16
	Jueves 19/May16 a domingo 29/May16
	Martes 31/May16
	Jueves 2/Jun16 a jueves 30/Jun16
	LT 220 kV Maitencillo - Cardones 2
jueves 14/Abr16	
Sábado 16/Abr16	
Domingo 15/May16	
LT 220 kV Maitencillo - Cardones 3	Viernes 1/Abr16
	Domingo 22/May16
	Miércoles 1 /Jun16 a jueves 2/Jun16
LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 1	Viernes 24/Jun16
	Domingo 17/Abr16
	Domingo 26/Jun16
LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 2	Martes 28/Jun16
	Domingo 10/Abr16
	Domingo 24/Abr16
	Domingo 8/May16
	Domingo 15/May16
	Domingo 5/Jun16
LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 3	Lunes 27/Jun16
	Lunes 18/Abr16
	Domingo 12/Jun16 a lunes 20/Jun16
LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 4	Domingo 26/Jun16
	Domingo 15/May16
	Domingo 22/May16
LT 220 kV Diego de Almagro – Cachiyuyal	Lunes 27/Jun16
	Martes 5/Abr16
LT 220 kV Angostura-Mulchén 1	Domingo 15/May16
	Domingo 12/Jun16

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	DÍAS*
LT 220 kV Diego de Almagro-Carrera Pinto	Martes 21/Jun16a miércoles 22/Jun16

* Días en los que la LT indicada estuvo abierta por regulación de tensión

Tabla 38.- Apertura de líneas por regulación de tensión para el trimestre abril-junio 2016

De la tabla anterior se desprende el siguiente resumen gráfico que muestra el número de días en que las líneas de transmisión que se indican operaron en estado abierto por regulación de tensión (ordenadas geográficamente de norte a sur). Esta situación se produce principalmente en horas de baja demanda, como consecuencia de la gran longitud de algunas líneas de transmisión

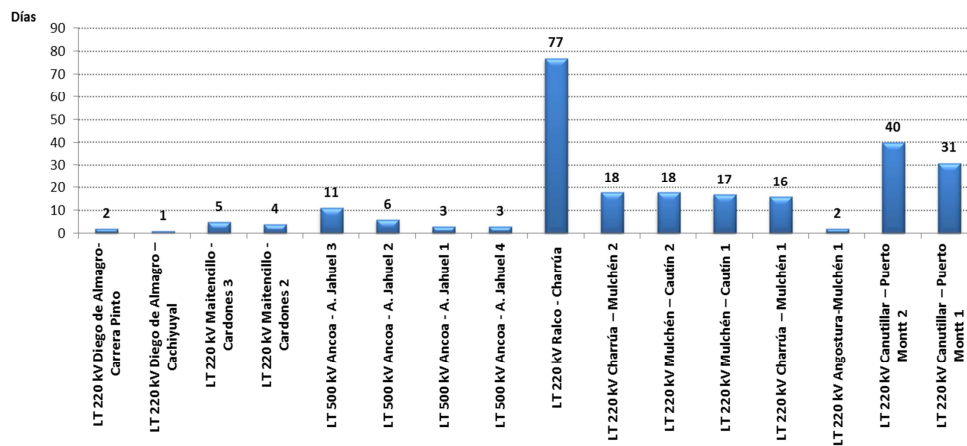


Fig.36.- Apertura de líneas por regulación de tensión

II.3 Factor de Potencia

El art. 5-22 de la NTSyCS establece que las Instalaciones de Clientes Libres deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- 0,98 inductivo y 1,000 en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

Por otro lado, el art. 5-23 de la NTSyCS establece que las instalaciones de Clientes Regulados deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

Además, el art. 6-14 de la Norma Técnica establece que los Clientes deberán entregar a la DP, información relativa a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto en sus respectivos Puntos de Control, de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Sobre la base de los antecedentes proporcionados por las empresas, los que se encuentran publicados en la página Web del CDEC SIC, se presenta a continuación el grado de cumplimiento de estas exigencias para el trimestre abril-junio, tanto en lo relacionado con la entrega de la información requerida, como al cumplimiento de los estándares exigidos.

En relación al grado de cumplimiento de estas exigencias, la calificación asignada al tipo de retiro (retiros de clientes libres o retiros de distribuidoras) para mostrar los resultados, es el siguiente:

- Capacitivo: cuando más del 60% de las medidas informadas de los puntos de retiro presentan ese comportamiento (c).
- Inductivo: cuando más del 60% de las medidas informadas de los puntos de retiro presentan ese comportamiento (i).
- Ambos: cuando no exista un comportamiento predominante en base al criterio anterior.

Sobre la base de la información disponible en la página web del CDECSIC, relacionada con Calidad de Producto: Información de Clientes en Puntos de Control, las siguientes figuras muestran el cumplimiento de aspectos normativos relativos a factor de potencia.

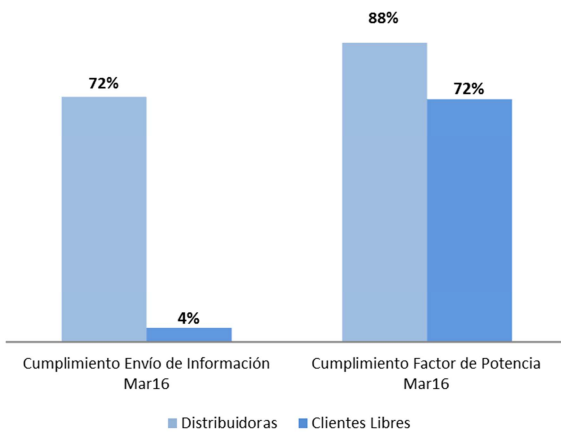


Fig.37.- Cumplimiento envío información FP-Mar16

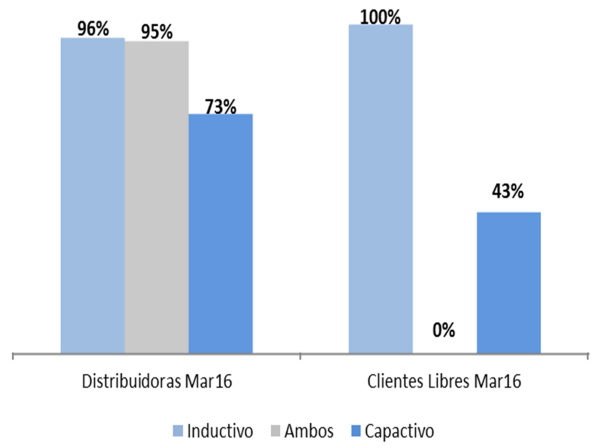


Fig.38.- Comportamiento de factor de potencia Mar16

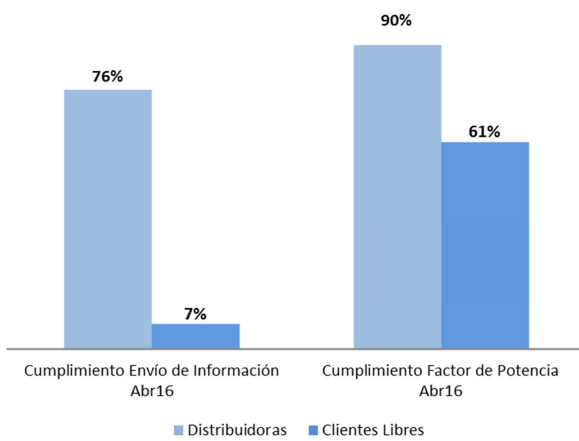


Fig.39.- Cumplimiento envío información FP-Abr16

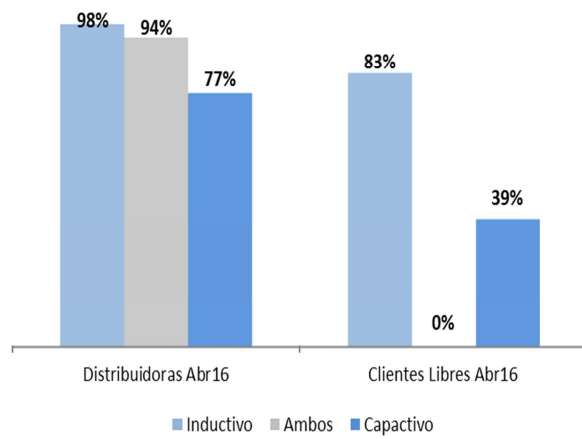


Fig.40.- Comportamiento de factor de potencia Abr16

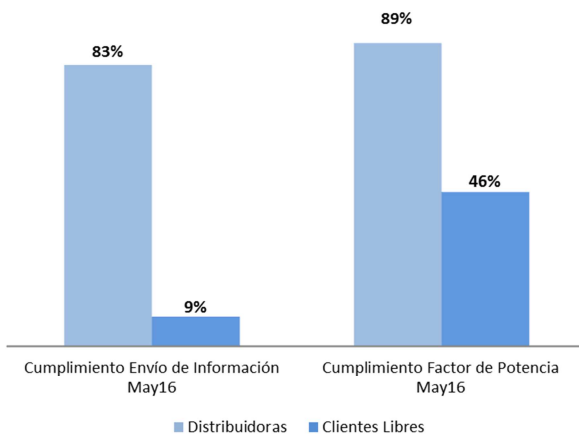


Fig.41.- Cumplimiento envío información FP-May16

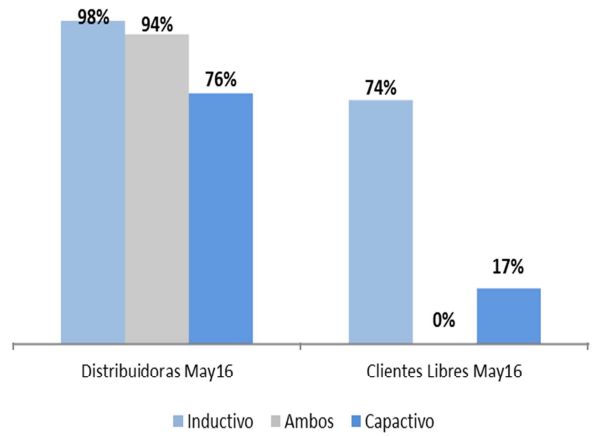


Fig.42.- Comportamiento de factor de potencia May16

II.4 Tiempo de Restablecimiento del Servicio (TRS)

En la siguiente figura 43 se muestra la evolución del TRS promedio luego de una pérdida de suministro igual o mayor a 4,0 MW, para las ventanas móviles correspondientes a:

- Septiembre14-agosto15
- Diciembre14-noviembre15
- Marzo15-febrero16
- Junio15-mayo16

En base a los antecedentes mostrados, se puede concluir que el TRS promedio ha permanecido estable con tiempos de restablecimiento del orden de 1,70 horas.

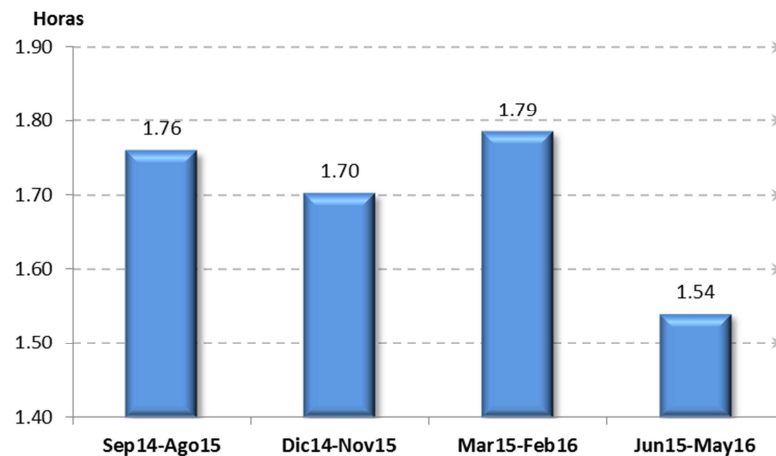


Fig.-43.- TRS promedio para fallas con pérdida de suministro igual o mayor a 4,0 MW

Por otro lado, la siguiente tabla muestra las 10 fallas con mayor TRS para el período correspondiente a marzo-mayo de 2016 (junio en elaboración), ordenados de mayor TRS a menor TRS.

Fecha de Interrupción Suministro	Interrupción	Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs)	Pérdida Total Estimada (MW)
04-03-2016 11:10:00	Apertura intempestiva del interruptor 52H5 de S/E Maitencillo, asociado a la línea 110 kV Maitencillo - Cardones, por operación de protección de distancia ante falla atribuida a incendio bajo la línea.	4,9	8,6
22-03-2016 15:52:00	Desconexión de Transformador 110/13.2 kV - 12/15 MVA de Compañía Minera Andacollo.	18,6	5,0
30-03-2016 20:00:00	Desconexión forzada de la línea 66kV Charrúa - Laja, por operación de protecciones, debido a cortocircuito a tierra ocasionado por rama presente en aisladores.	4,2	6,1

Fecha de Interrupción Suministro	Interrupción	Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs)	Pérdida Total Estimada (MW)
12-04-2016 18:07:00	Desconexión forzada de la línea 110 kV Diego de Almagro - Franke por operación de protecciones. No se dispone de antecedentes sobre el origen y localización de la falla.	5,4	8,0
16-04-2016 23:53:00	Desconexión debido a corte de conductores por tormenta eléctrica entre las estructuras N°103 a la N°108 de líneas 44 kV Las Vegas - FFCC Los Andes N°1 y N°2.	3,6	7,65
17-04-2016 04:49:00	Desconexión forzada del transformador 33/13.2KV de S/E Don Luis, por operación de la protección diferencial, debido a corriente inrush al energizar sistema de 220kV posterior a evento climático..	32,9	6,0
10-05-2016 22:31:00	Desconexión forzada de la línea 110 kV Cardones - Refugio, por operación de protecciones ante falla atribuida a caída de árbol sobre la línea.	15,4	8,2
16-05-2016 10:49:00	Desconexión de curso forzoso, solicitado por minera Los Pelambres por trabajos de reparación de línea 23 kV	7,6	10,0
17-05-2016 19:43:00	Desconexión forzada de la línea 220 kV Melipulli – Chiloé por falla en su sistema de teleprotección de S/E Pid Pid.	4,9	30,4
18-05-2016 14:00:00	Desconexión de la Línea N° 1 66 kV por reparación de conductor en fase superior y media con hebras cortadas en Estructura N° 44 y 48.	5,7	6,0

Tabla 39.- Mayores TRS registrados en el período marzo 2016-mayo 2016

II.5 Energía No Suministrada por Fallas

El siguiente gráfico muestra la energía no suministrada mensual debido a eventos que tuvieron como resultado la elaboración de un Estudio para Análisis de Falla (EAF), de acuerdo al Artículo 6-74 de la NTSyCS para el trimestre abril-junio 2016, junto con una comparación respecto de igual período de 2015. Se muestra, además, el número de esos estudios realizados durante cada mes de este trimestre.

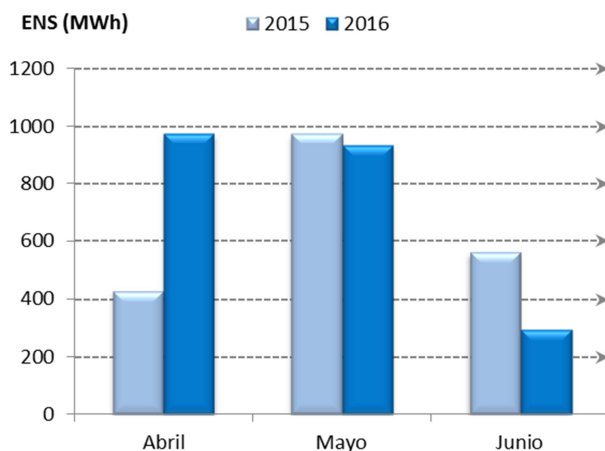


Fig.44.- Energía No Suministrada período abril-junio

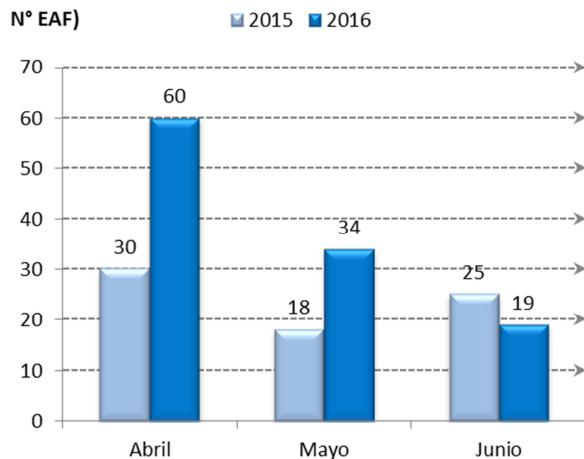


Fig.45.- Estudios de Análisis de Falla realizados (EAF)

Se muestra en la siguiente tabla la Energía No Suministrada por fallas (ENS), junto con el porcentaje que representa esa ENS respecto de la demanda bruta registrada para cada uno de los siguientes períodos:

- Septiembre 2014-agosto 2015
- Diciembre 2014-noviembre 2015
- Marzo 2015-febrero 2016
- Junio 2015-mayo 2016

Período	ENS por Fallas (GWh)	% Respecto Demanda Bruta Acumulada
Sep14-Ago15	13,17	0,02%
Dic14-Nov15	12,74	0,03%
Mar15-Feb16	14,28	0,03%
Jun15-May16	10,07	0,02%

Tabla 40.- Energía No Suministrada (ENS) por falla

Respecto de la demanda bruta mensual, la ENS por falla registrada para cada mes del trimestre abril-junio representó, en promedio, del orden del 0,05% de la energía demandada por el sistema el respectivo mes.

Finalmente, la siguiente tabla muestra una clasificación de los EAF elaborados durante cada mes del segundo trimestre de 2016, en base al fenómeno físico que originó la falla analizada (según codificación SEC para EAF):

Origen de la falla	Abr16	May16	Jun16
Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	7	5	3
Falla originada por terceros (Accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)			
Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	4	4	1
Caída de árbol sobre línea o instalación	7	2	
Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros			
Origen no determinado (trip de interruptor)	4	3	2
Ruptura de capacidad dieléctrica		1	
Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	1	2	3
Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. Quema de pastizal)			
Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	4		2
Otros	12	3	
Desconexión debido a puesta en servicios de equipos o instalaciones nuevas			

Origen de la falla	Abr16	May16	Jun16
Atentados / Explosivos / Sabotaje			
Violación de distancia eléctrica	1	3	
Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	3		1
Robo Conductor o Equipo	5	5	2
Maquinaria de trabajo pesado		1	
Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	2		
Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	2		
Objeto llevado por el viento hacia los conductores	4	2	1
Súbito aumento de demanda		1	
Error de personal u operador	1	1	
Objeto, alambre o cadena lanzada	2		1
Suciedad en aisladores o terminales			
Conector suelto o sucio			
Daño cable de poder			
Error en programación	1		
Fuga o degradamiento eléctrico (Ej. SF6, Aceite, etc.)			
Activación sobre presión en transformador			
Contacto de ramas con conductores		1	1
Error en conexionado			
Choque de vehículo a poste			
Explosión de equipos			
Calor excesivo debido a incendio			
Crecimiento de la demanda no evaluado			2
Vida útil de equipo o número de operaciones			
Total Mes	60	34	19*

Tabla 41.- Origen de falla según criterio de fenómeno físico

* Cantidad de EAF Preliminar.

II.6 Índices FMIK y TTIK

El artículo 5-61 de la NTSyCS establece que para todas las interrupciones totales o parciales de suministro a los Puntos de Control de Clientes cuyo origen corresponda a desconexiones forzadas o programadas de instalaciones de generación o transmisión, la DP determinará la frecuencia media de ocurrencia y el tiempo medio de interrupción del suministro. En el caso de interrupciones parciales, ambos parámetros se calcularán en términos equivalentes respecto de la demanda previa al inicio de la interrupción.

Por otro lado, el artículo 5-62 de esta norma establece que las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i} \qquad TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i \cdot Tfs_i}{kWtot_i}$$

en donde,

- n : Número de interrupciones en el período,
- kWfsi: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW], Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”,
- kWtoti : Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfsi : Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el CDC autoriza la normalización del suministro,

Para las ventanas móviles anuales que se indican en la figura N° 46, se grafica el promedio de los registros FMIK acumulado del sistema. Por otro lado, la figura N°47 muestra para el período enero de 2016 a junio de 2016, la cantidad total de interrupciones, con pérdida de suministro, que han afectado a cada región (obtenida a partir de la información disponible en los EAF). Finalmente, la figura N°48 muestra el promedio de los registros TTIK acumulado del sistema. La información a partir de la cual se han obtenido estos valores se encuentra disponible en la página web del CDEC SIC.

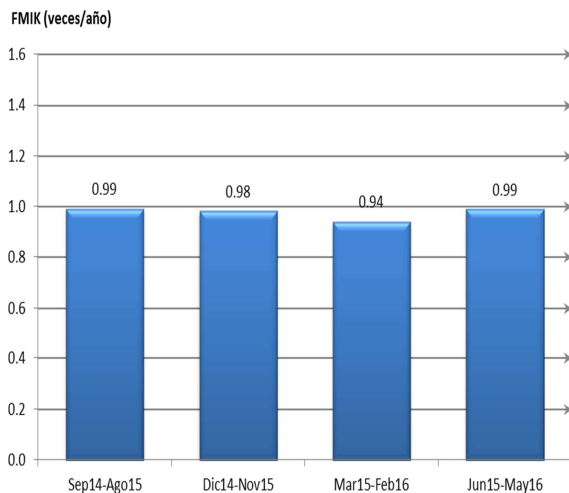


Fig.46.- FMIK acumulado

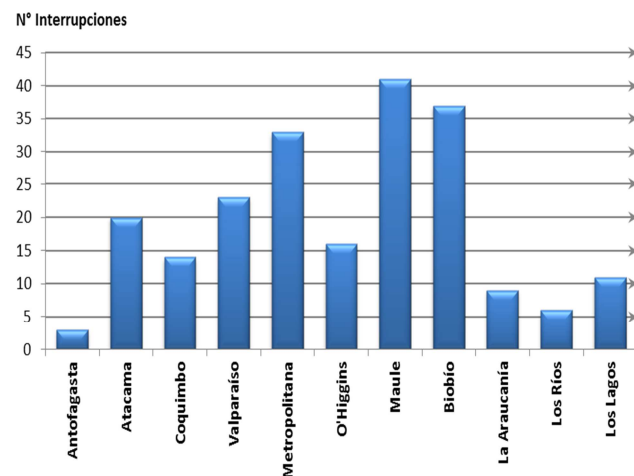


Fig.47.- Interrupciones por región Enero16-Junio16

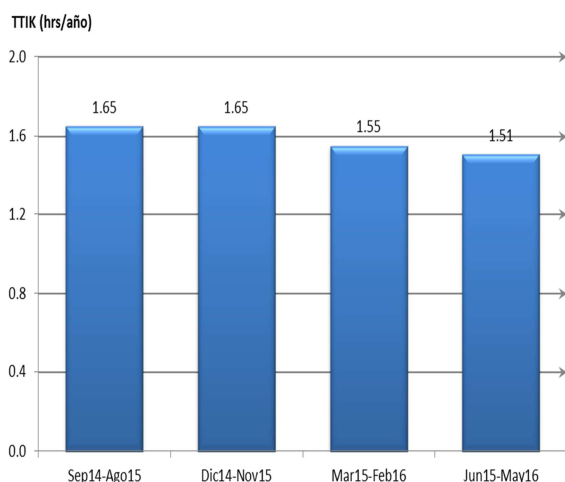


Fig.48.- TTIK acumulado promedio

nota: La formulación de los índices FMIK y TTIK, cambió el uso de los kVA por kW a partir de fines de 2014. Para efectos de este informe y en la medida que se actualice la estadística, se utiliza la formulación y la estadística de la NTSyCS anterior, la cual trabaja sobre kVA.

II.7 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación y Transmisión

El artículo 5-58 de la NTSyCS establece que la Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión. Para ello, se deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de esas instalaciones.

II.7.1 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada se determinan como promedio móvil a cinco años, siendo responsabilidad de cada propietario tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a los estándares que se definen en el artículo 5-59 de la NTSyCS, y que en generación se refieren a:

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse (por unidad)	400	100	8
Hidráulica Pasada (por unidad)	300	50	4
Térmica Vapor (por unidad)	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado (por ciclo)	500	200	12
Turbina Gas (por unidad)	300	50	4
Motores Diésel (por unidad)	300	100	8
Parque de Motores Diésel	20	10	4
Parque Eólicos	20	10	4
Parques Fotovoltaicos	20	10	4

Tabla 42- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en generación

Donde:

HPROg: Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Programada.

HFORg: Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Forzada.

FFORg: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada.

En la siguiente tabla se muestran los índices HPROg, HFORg y FFORg para las ventanas móviles de 5 años a agosto 2015, noviembre 2015, febrero 2016 y mayo 2016. Los valores mostrados de C, NC y S/I han sido calculados como MW que cumplen sobre MW totales, MW que no cumplen sobre MW totales y MW sin información sobre MW totales.

C: Cumple con el estándar.

NC: No Cumple con el estándar.

S/I: Sin Información.

Mes	HPROg			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Agosto 15	71%	29%	0%	41%	59%	0%	85%	15%	0%
Noviembre 15	79%	21%	0%	46%	54%	0%	86%	14%	0%
Febrero 16	75%	25%	0%	44%	56%	0%	88%	12%	0%
Mayo 16	76%	24%	0%	44%	56%	0%	88%	12%	0%

Tabla 43.- Cumplimiento de estándares de generación

En la siguiente tabla se incluyen los mismos índices y ventanas anteriores, mostrando los valores de C, NC y S/I por tipo de central (hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, térmico, eólico y solar) calculados como MW del tipo de central que cumplen, no cumplen y S/I, sobre los MW totales de ese tipo de central.

Mes	HPROg			HFORg			FFORg		
	C	NC	SI	C	NC	SI	C	NC	SI
Hidráulica Pasada									
<i>ago-15</i>	54%	46%	0%	57%	43%	0%	83%	17%	0%
<i>nov-15</i>	64%	36%	0%	62%	38%	0%	85%	15%	0%
<i>feb-16</i>	64%	36%	0%	62%	38%	0%	85%	15%	0%
<i>may-16</i>	65%	35%	0%	54%	46%	0%	85%	15%	0%
Hidráulica Embalse									
<i>ago-15</i>	78%	22%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
<i>nov-15</i>	89%	11%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
<i>feb-16</i>	89%	11%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
<i>may-16</i>	89%	11%	0%	81%	19%	0%	100%	0%	0%
Térmica									
<i>ago-15</i>	90%	10%	0%	24%	76%	0%	82%	18%	0%
<i>nov-15</i>	91%	9%	0%	27%	73%	0%	83%	17%	0%
<i>feb-16</i>	91%	9%	0%	27%	73%	0%	83%	17%	0%
<i>may-16</i>	85%	15%	0%	29%	71%	0%	85%	15%	0%
Eólica									
<i>ago-15</i>	7%	93%	0%	36%	64%	0%	100%	0%	0%
<i>nov-15</i>	47%	53%	0%	47%	53%	0%	100%	0%	0%
<i>feb-16</i>	47%	53%	0%	47%	53%	0%	100%	0%	0%
<i>may-16</i>	50%	50%	0%	56%	44%	0%	100%	0%	0%
Solar									
<i>ago-15</i>	0%	100%	0%	20%	80%	0%	100%	0%	0%
<i>nov-15</i>	86%	14%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
<i>feb-16</i>	86%	14%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
<i>may-16</i>	56%	44%	0%	56%	44%	0%	100%	0%	0%

Tabla 44.- Cumplimiento de estándares de generación separado por tipo de central

Se presenta en la siguiente la Tabla 45, los mismos índices y ventanas anteriores, mostrando los valores de C, NC y S/I por empresa generadora, calculados como MW de la empresa generadora que C, NC y S/I sobre los MW totales de la empresa generadora.

Mes	HPRog			HFORg			FFORg		
	C	NC	SI	C	NC	SI	C	NC	SI
AES GENER									
ago-15	73%	27%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
nov-15	73%	27%	0%	55%	45%	0%	100%	0%	0%
feb-16	73%	27%	0%	41%	59%	0%	100%	0%	0%
may-16	82%	18%	0%	36%	64%	0%	100%	0%	0%
ARAUCO BIOENERGIA									
ago-15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
nov-15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
feb-16	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
may-16	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
CARDONES									
ago-15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
nov-15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
feb-16	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
may-16	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
COLBUN									
ago-15	63%	38%	0%	63%	38%	0%	92%	8%	0%
nov-15	76%	24%	0%	64%	36%	0%	92%	8%	0%
feb-16	68%	32%	0%	64%	36%	0%	96%	4%	0%
may-16	68%	32%	0%	64%	36%	0%	96%	4%	0%
DUKE ENERGY									
ago-15	88%	13%	0%	13%	88%	0%	75%	25%	0%
nov-15	88%	13%	0%	13%	88%	0%	75%	25%	0%
feb-16	88%	13%	0%	13%	88%	0%	75%	25%	0%
may-16	88%	13%	0%	50%	50%	0%	75%	25%	0%
ELECTRICA PANGUIPULLI									
ago-15	0%	100%	0%	33%	67%	0%	100%	0%	0%
nov-15	27%	73%	0%	55%	45%	0%	100%	0%	0%
feb-16	25%	75%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
may-16	25%	75%	0%	42%	58%	0%	100%	0%	0%
ENDESA									
ago-15	58%	42%	0%	77%	23%	0%	95%	5%	0%
nov-15	59%	41%	0%	73%	27%	0%	95%	5%	0%
feb-16	61%	39%	0%	70%	30%	0%	95%	5%	0%
may-16	68%	32%	0%	66%	34%	0%	95%	5%	0%
ENLASA									
ago-15	100%	0%	0%	60%	40%	0%	100%	0%	0%
nov-15	100%	0%	0%	67%	33%	0%	100%	0%	0%
feb-16	100%	0%	0%	67%	33%	0%	100%	0%	0%
may-16	100%	0%	0%	67%	33%	0%	100%	0%	0%
HIDROELECTRICA LA CONFLUENCIA									
ago-15	0%	100%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
nov-15	0%	100%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
feb-16	100%	0%	0%	100%	0%	0%	50%	50%	0%
may-16	0%	100%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
OTROS									
ago-15	78%	22%	0%	30%	70%	0%	80%	20%	0%
nov-15	87%	13%	0%	38%	62%	0%	82%	18%	0%
feb-16	81%	19%	0%	36%	64%	0%	83%	17%	0%
may-16	80%	20%	0%	37%	63%	0%	83%	17%	0%

Tabla 45.- Cumplimiento de estándares de generación separado por empresa

Para el mes de mayo 2016, las siguientes tablas incluyen los índices HPRog, HFORg y FFORg para las 5 mayores unidades que incumplen cada uno de esos índices, las que han sido ordenadas de mayor a menor potencia en MW, para cada uno de esos índices.

Para efectuar este ranking, se ha valorizado el calificativo de “No Cumple” como: NC = valor determinado para el parámetro / valor del estándar.

	POTENCIA	HPROg
BOCAMINA - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	128	252%
CANELA II - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	60	463%
EOL NEGRETE - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	33	309%
CANELA - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	18	431%
CHILOE - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	9	313%

Tabla 46.- Cumplimiento del estándar HPRO de generación

	POTENCIA	HFORg
LA HIGUERA - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	77	6694%
LA HIGUERA - U2	MW	NC
<i>may-16</i>	77	6662%
LAGUNA VERDE TG - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	19	17114%
CENIZAS - U3	MW	NC
<i>may-16</i>	6	5279%
CENIZAS - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	6	5309%

Tabla 47.- Cumplimiento del estándar HFOR de generación

	POTENCIA	FFORg
LOMA LOS COLORADOS 2 - U1	MW	NC
<i>may-16</i>	3	593%
LOMA LOS COLORADOS 2 - U2	MW	NC
<i>may-16</i>	3	593%
LOMA LOS COLORADOS 2 - U3	MW	NC
<i>may-16</i>	3	593%
LOMA LOS COLORADOS 2 - U4	MW	NC
<i>may-16</i>	3	593%
LOMA LOS COLORADOS 2 - U5	MW	NC
<i>may-16</i>	3	593%

Tabla 48.- Cumplimiento del estándar FFOR de generación

II.7.2 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Líneas

El artículo 5-60 de la NTSyCS define los siguientes estándares en transmisión, para circuitos de líneas de hasta 300 kms de longitud:

Nivel de Tensión (líneas hasta 300 km)	HProt	HFORT	FFORT
Mayor o igual que 500 kV	20	5	2
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Tabla 49.- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en transmisión

- HProt:** Horas de desconexión promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- HFORT:** Horas de desconexión promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- FFORT:** Frecuencia de desconexiones promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

Para circuitos de líneas de longitud inferior a 100 [km] se considerará como valor límite un valor fijo de desconexiones como si fuera ésta un circuito de línea de 100 [km].

Para circuitos de líneas de longitud superior a 300 [km] los valores límite se determinan considerando para los primeros 300 [km], los valores por cada 100 [km] señalados en la tabla anterior, y para la longitud en exceso de 300 [km] un 65% de los valores de dicha tabla por cada 100 [km] adicionales.

En las siguientes tablas se incluye los índices HPROtramos, HFORtramos y FFORtramos en los meses de mayo 2015, agosto 2015, noviembre 2015 y febrero 2016. Se muestran los valores de C, NC y S/I calculados como km que Cumplen sobre km totales, km que No Cumplen sobre km totales y km Sin Información sobre km totales, para cada uno de los sistemas troncales, subtransmisión y adicional.

HPROtramos-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	49.1%	44.6%	6.2%	6456
Subtransmisión	51.5%	46.7%	1.8%	8230
Troncal	84.6%	15.4%	0.0%	5659

HPROtramos-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	58.7%	41.3%	0.0%	6556
Subtransmisión	60.1%	39.9%	0.0%	7860
Troncal	81.8%	18.2%	0.0%	5971

HPROtramos-Feb16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	59.3%	40.7%	0.0%	6604
Subtransmisión	59.4%	40.6%	0.0%	7760
Troncal	80.8%	19.2%	0.0%	5834

HPROtramos-May16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	58.7%	41.3%	0.0%	6714
Subtransmisión	58.4%	41.6%	0.0%	7760
Troncal	85.6%	14.4%	0.0%	5834

Tabla 50.- Grado de cumplimiento del índice HPROt en tramos

HFORtramos-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	72.5%	21.3%	6.2%	6456
Subtransmisión	80.9%	17.3%	1.8%	8230
Troncal	97.1%	2.9%	0.0%	5659

HFORtramos-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	76.3%	23.7%	0.0%	6456
Subtransmisión	85.8%	14.2%	0.0%	8230
Troncal	88.5%	11.5%	0.0%	5659

HFORtramos-Feb16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	75.9%	24.1%	0.0%	6604
Subtransmisión	85.1%	14.9%	0.0%	7760
Troncal	89.5%	10.5%	0.0%	5834

HFORtramos-May16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	79.6%	20.4%	0.0%	6714
Subtransmisión	87.6%	12.4%	0.0%	7760
Troncal	90.8%	9.2%	0.0%	5834

Tabla 51.- Grado de cumplimiento del índice HFORt en tramos

FFORtramos-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.8%	4.0%	6.2%	6456
Subtransmisión	89.9%	8.4%	1.8%	8230
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5659

FFORtramos-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	97.7%	2.3%	0.0%	6456
Subtransmisión	89.7%	10.3%	0.0%	8230
Troncal	86.0%	14.0%	0.0%	5659

FFORtramos-Feb16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	97.7%	2.3%	0.0%	6604
Subtransmisión	88.8%	11.2%	0.0%	7760
Troncal	92.2%	7.8%	0.0%	5834

FFORtramos-May16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	97.7%	2.3%	0.0%	6714
Subtransmisión	87.6%	12.4%	0.0%	7760
Troncal	92.2%	7.8%	0.0%	5834

Tabla 52.- Grado de cumplimiento del índice FFORt en tramos

A continuación se incluyen tablas para los mismos índices y meses antes señalados, y para cada sistema de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional), en las cuales se muestran los valores de C, NC y S/I por empresa transmisora, calculados como km que Cumplen, km que No Cumplen y S/I de esa empresa transmisora, sobre los km totales de esa transmisora en cada sistema de transmisión (TT, ST y TA).

HPROtramos-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	55.7%	44.1%	0.2%	1811
TRANSNET	77.0%	23.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSCRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	34.9%	65.1%	0.0%	572
CHILQUINTA	20.5%	79.5%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	77.9%	19.6%	2.5%	489
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	76.8%	23.0%	0.1%	655
TRANSELEC	44.5%	55.3%	0.2%	1881
TRANSNET	62.3%	33.7%	4.0%	2653
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	88.1%	11.9%	0.0%	4725

Tabla 53.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Ago15 (por transmisor)

HPROtramos-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.2%	59
TRANSELEC	54.8%	45.2%	0.0%	1623
TRANSNET	78.2%	21.8%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	50.0%	50.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	50.4%	49.6%	0.0%	681
CHILQUINTA	27.2%	72.8%	0.0%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	2.5%	155
STS	74.6%	25.4%	0.0%	628
TRANSELEC	62.4%	37.6%	0.0%	1673
TRANSNET	75.0%	25.0%	0.1%	3121
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	83.3%	16.7%	0.0%	409
TRANSELEC	84.5%	15.5%	0.0%	4592

Tabla 54.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Nov15 (por transmisor)

HPROtramos-Feb16			
Transmisión Adicional	C	NC	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	59
TRANSELEC	58.6%	41.4%	1623
TRANSNET	78.2%	21.8%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	16
Subtransmisión	1	0	kms
CHILECTRA	51.6%	48.4%	681
CHILQUINTA	28.0%	72.0%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	112
STS	74.7%	25.3%	630
TRANSELEC	64.3%	35.7%	1659
TRANSNET	72.7%	27.3%	3095
Troncal	C	NC	kms
TRANSHILE	83.3%	16.7%	409
TRANSELEC	89.2%	10.8%	4489

Tabla 55.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Feb16 (por transmisor)

HPROtramos-May16			
Transmisión Adicional	C	NC	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	59
TRANSELEC	52.8%	47.2%	1788
TRANSNET	78.2%	21.8%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	16
Subtransmisión	1	0	kms
CHILECTRA	39.7%	60.3%	681
CHILQUINTA	28.0%	72.0%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	112
STS	74.7%	25.3%	630
TRANSELEC	68.0%	32.0%	1659
TRANSNET	70.7%	29.3%	3095
Troncal	C	NC	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	93.8%	6.2%	4489

Tabla 56.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – May16 (por transmisor)

HFORtramos-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	88.3%	11.5%	0.2%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	86.4%	13.6%	0.0%	572
CHILQUINTA	85.1%	14.9%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	92.8%	4.7%	2.5%	489
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	94.0%	5.9%	0.1%	655
TRANSELEC	69.4%	30.4%	0.2%	1881
TRANSNET	85.8%	10.3%	4.0%	2653
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.5%	3.5%	0.0%	4725

Tabla 57.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Ago15 (por transmisor)

HFORtramos-Nov15			
Transmisión Adicional	C	NC	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	59
TRANSELEC	79.1%	20.9%	1623
TRANSNET	56.3%	43.7%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	kms
CHILECTRA	92.4%	7.6%	681
CHILQUINTA	86.6%	13.4%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	155
STS	94.5%	5.5%	628
TRANSELEC	78.1%	21.9%	1673
TRANSNET	94.3%	5.7%	3121
Troncal	C	NC	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	90.7%	9.3%	4592

Tabla 58.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Nov15 (por transmisor)

HFORtramos-Feb16			
Transmisión Adicional	C	NC	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	59
TRANSELEC	77.3%	22.7%	1623
TRANSNET	56.3%	43.7%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	kms
CHILECTRA	92.4%	7.6%	681
CHILQUINTA	86.6%	13.4%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	112
STS	94.5%	5.5%	630
TRANSELEC	72.4%	27.6%	1659
TRANSNET	93.0%	7.0%	3095
Troncal	C	NC	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	92.1%	7.9%	4489

Tabla 59.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Feb16 (por transmisor)

HFORtramos-May16			
Transmisión Adicional	C	NC	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	59
TRANSELEC	88.9%	11.1%	1788
TRANSNET	56.3%	43.7%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	kms
CHILECTRA	94.9%	5.1%	681
CHILQUINTA	86.6%	13.4%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	112
STS	94.5%	5.5%	630
TRANSELEC	77.7%	22.3%	1659
TRANSNET	95.0%	5.0%	3095
Troncal	C	NC	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	88.0%	12.0%	4489

Tabla 60.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – May16 (por transmisor)

FFORtramos-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	0.0%	100.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	92.8%	7.0%	0.2%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	572
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	64.5%	33.0%	2.5%	489
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	99.9%	0.0%	0.1%	655
TRANSELEC	94.8%	5.1%	0.2%	1881
TRANSNET	81.2%	14.9%	4.0%	2653
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 61.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Ago15 (por transmisor)

FFORtramos-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.0%	59
TRANSELEC	91.8%	8.2%	0.0%	1623
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	681
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	796
FRONTEL	96.0%	4.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	155
STS	100.0%	0.0%	0.0%	628
TRANSELEC	85.7%	14.3%	0.0%	1673
TRANSNET	83.0%	17.0%	0.0%	3121
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	0.0%	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.3%	3.7%	0.0%	4592

Tabla 62.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Nov15 (por transmisor)

FFORtramos-Feb16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.0%	59
TRANSELEC	91.8%	8.2%	0.0%	1623
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	681
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	796
FRONTEL	96.0%	4.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	155
STS	100.0%	0.0%	0.0%	628
TRANSELEC	85.7%	14.3%	0.0%	1673
TRANSNET	83.0%	17.0%	0.0%	3121
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	0.0%	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.3%	3.7%	0.0%	4592

Tabla 63.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Feb16 (por transmisor)

FFORtramos-May16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.0%	59
TRANSELEC	92.6%	7.4%	0.0%	1788
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	681
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	796
FRONTEL	96.0%	4.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	112
STS	100.0%	0.0%	0.0%	630
TRANSELEC	81.3%	18.7%	0.0%	1659
TRANSNET	82.8%	17.2%	0.0%	3095
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	0.0%	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	98.9%	1.1%	0.0%	4489

Tabla 64.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – May16 (por transmisor)

Para el mes de Mayo 2016, la siguiente tabla incluye los índices HPRO, HFOR y FFOR de tramos, para cada segmento (troncal, subtransmisión y adicional), de las 5 líneas más largas que No Cumplen (ordenadas de mayor a menor longitud).

Tramos: Incumplimiento estándares HPRO - HFOR - FFOR (Mayo 2016)			
Tramos	Adicional	ubtransmisión	Troncal
PAPOSO - TAP TAL TAL 220KV C1	HPRO		
TAP TAL TAL - DIEGO DE ALMAGRO 220KV C1	HPRO		
TAP TAL TAL - DIEGO DE ALMAGRO 220KV C2	HPRO		
QUILLOTA - TAP MAURO 220KV C1	HPRO		
QUILLOTA - TAP MAURO 220KV C2	HPRO		
QUILLOTA - TAP MAURO 220KV C2	HFOR		
CHARRUA - RALCO 220KV C1	HFOR		
SANTA MARIA - CHARRUA 220KV C1	HFOR		
SANTA MARIA - CHARRUA 220KV C2	HFOR		
SAUZAL - ALTO JAHUEL 110KV C1	HFOR		
SAUZAL - ALTO JAHUEL 110KV C1	FFOR		
SAUZAL - ALTO JAHUEL 110KV C2	FFOR		
CARENA - MALLOCO 44KV C1	FFOR		
PULLINQUE - PANGUIPULLI 66KV C1	FFOR		
PLANTA CONSTITUCION - CONSTITUCION 66KV C1	FFOR		
DUQUECO - PANGUE 66KV C1		HPRO	
TAP ROMERAL - INCAHUASI 110KV C1		HPRO	
EL PENON - OVALLE 110KV L2 C1		HPRO	
PULLINQUE - LOS LAGOS 66KV C2		HPRO	
CHOAPA - QUINQUIMO 110KV C1		HPRO	
PARRAL - MONTEERRICO 154KV C1		HFOR	
MONTEERRICO - CHARRUA 154KV C1		HFOR	
ALTO JAHUEL - TAP TUNICHE 154KV C2		HFOR	
PFV JAVIERA - TAP PLANTA OXIDO 110KV C1		HFOR	
VICTORIA - CURACAUTIN 66KV C1		HFOR	
DUQUECO - PANGUE 66KV C1		FFOR	
TAP ROMERAL - INCAHUASI 110KV C1		FFOR	
EL PENON - OVALLE 110KV L2 C1		FFOR	
PANGUIPULLI - LOS LAGOS 66KV C1		FFOR	
VICTORIA - CURACAUTIN 66KV C1		FFOR	
ANCOA - ALTO JAHUEL 500KV L3 C1			HPRO
CANDELARIA - COLBUN 220KV C1			HPRO
LOS VILOS - LAS PALMAS 220KV C1			HPRO
ALTO JAHUEL - POLPAICO 500KV C2			HPRO
ALTO JAHUEL - LO AGUIRRE 500KV C1			HPRO
CHARRUA - ANCOA 500KV L1 C1			HFOR
NOGALES - POLPAICO 220KV C1			HFOR
ALTO JAHUEL - POLPAICO 500KV C2			HFOR
LAS PALMAS - TAP TALINAY 220KV C2			HFOR
ALTO JAHUEL - LO AGUIRRE 500KV C1			HFOR
MULCHEN - CAUTIN 220KV C1			FFOR
MULCHEN - CAUTIN 220KV C2			FFOR
CHARRUA - MULCHEN 220KV C1			FFOR
CHARRUA - MULCHEN 220KV C2			FFOR
ALTO JAHUEL - LO AGUIRRE 500KV C1			FFOR

Tabla 65.- Ranking de líneas que No Cumplen los índices en Mayo 2016 (ranking de mayor a menor según longitud)

Las siguientes tres tablas elaboradas para los índices HPROtramos, HFORtramos y FFORtramos del mes de mayo 2016, muestran los valores de C, NC y S/I calculados como km que cumplen sobre km totales, km que no cumplen sobre km totales y km sin información sobre km totales para cada nivel de tensión del sistema de transmisión, donde se han agrupado en una única categoría los sistemas troncales, subtransmisión y adicional.

Instalación	HPROtramos-May16						Total kms
	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional							
C	56.5%	53.4%	66.1%	73.5%	61.1%	0.0%	4582
NC	43.5%	46.6%	33.9%	26.5%	38.9%	0.0%	2776
Subtransmisión							
C	37.5%	60.6%	51.5%	90.5%	63.6%	0.0%	4760
NC	62.5%	39.4%	48.5%	9.5%	36.4%	0.0%	3231
Troncal							
C	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	90.5%	70.6%	5324
NC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	9.5%	29.4%	841

Tabla 66.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – mayo 2016 (por nivel de tensión)

Instalación	HFORtramos-May16						Total kms
	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional							
C	93.4%		63.7%	67.0%	84.6%	73.9%	0.0%
NC	6.6%		26.6%	21.3%	15.4%	17.2%	0.0%
Subtransmisión							
C	100.0%		92.1%	86.5%	69.1%	93.3%	0.0%
NC	0.0%		7.9%	13.5%	30.9%	6.7%	0.0%
Troncal							
C	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%	95.2%	76.4%
NC	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%	4.8%	23.6%

Tabla 67.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – mayo 2016 (por nivel de tensión)

Instalación	FFORtramos-May16						Total kms
	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional							
C	90.0%	97.8%		92.3%	100.0%	100.0%	0.0%
NC	10.0%	2.2%		7.7%	0.0%	0.0%	0.0%
Subtransmisión							
C	100.0%	80.8%		88.9%	100.0%	100.0%	0.0%
NC	0.0%	19.2%		11.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Troncal							
C	0.0%	0.0%		0.0%	0.0%	91.6%	96.3%
NC	0.0%	0.0%		0.0%	0.0%	8.4%	3.7%

Tabla 68.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – mayo 2016 (por nivel de tensión)

II.7.3 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión Transformadores

Para los transformadores disponibles en el sistema de transmisión, se presentan a continuación los resultados de grados de cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS, indicados en la “Tabla 42.- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en transmisión”.

Para los meses de agosto 2015, noviembre 2015, febrero 2016 y mayo 2016 se incluyen tablas con los índices HPROtransformadores, HFORtransformadores y FFORtransformadores, mostrando los valores de C, NC y S/I calculados como MVA que cumplen sobre MVA totales, MVA que no cumplen sobre MVA totales y MVA sin información sobre MVA totales, para cada uno de los sistemas de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional).

HPROtransformadores-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	44.8%	14.1%	41.1%	8033
Subtransmisión	85.9%	12.0%	2.1%	21578
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	3750

HPROtransformadores-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	53.5%	12.2%	34.3%	7916
Subtransmisión	86.2%	11.5%	2.4%	21578
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	3750

HPROtransformadores-Feb16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	51.6%	14.1%	34.3%	8032
Subtransmisión	88.3%	9.4%	2.3%	21937
Troncal	83.3%	16.7%	0.0%	4500

HPROtransformadores-May16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	57.1%	7.4%	35.5%	7786
Subtransmisión	87.0%	10.1%	2.9%	19338
Troncal	70.0%	30.0%	0.0%	2500

Tabla 69.- Grado de cumplimiento del índice HPROt en transformadores (base MVA)

HFORtransformadores-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	56.1%	2.8%	41.1%	8033
Subtransmisión	94.9%	3.0%	2.1%	21578
Troncal	93.3%	6.7%	0.0%	3750

HFORtransformadores-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	63.5%	2.3%	34.3%	7916
Subtransmisión	94.1%	3.6%	2.4%	21578
Troncal	93.3%	6.7%	0.0%	3750

HFORtransformadores-Feb16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	63.0%	2.7%	34.3%	8032
Subtransmisión	94.1%	3.5%	2.3%	21937
Troncal	94.4%	5.6%	0.0%	4500

HFORtransformadores-May16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	62.3%	2.2%	35.5%	7786
Subtransmisión	93.8%	3.3%	2.9%	19338
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	2500

Tabla 70.- Grado de cumplimiento del índice HFORT en transformadores (base MVA)

FFORtransformadores-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	58.8%	0.1%	41.1%	8033
Subtransmisión	97.1%	0.8%	2.1%	21578
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3750

FFORtransformadores-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	65.7%	0.0%	34.3%	7916
Subtransmisión	96.5%	1.1%	2.4%	21578
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3750

FFORtransformadores-Feb16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	65.7%	0.0%	34.3%	8032
Subtransmisión	97.7%	0.0%	2.3%	21937
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	4500

FFORtransformadores-May16				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	64.5%	0.0%	35.5%	7786
Subtransmisión	97.1%	0.0%	2.9%	19338
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	2500

Tabla 71.- Grado de cumplimiento del índice FFORt en transformadores (base MVA)

Las siguientes tablas incluyen, para los mismos índices y períodos, y para cada sistema de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional), los valores de C, NC y S/I por empresa transmisora, calculados como MVA que cumplen, no cumplen y S/I de esa empresa transmisora, sobre los MVA totales de esa transmisora en cada sistema de transmisión.

HPROtransformadores-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	49.4%	50.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	76.1%	19.4%	4.5%	7368
CHILQUINTA	80.5%	19.0%	0.5%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.0%	0.2%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	90.1%	9.9%	0.0%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	95.1%	3.9%	1.0%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 72.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Ago15 - empresas)

HPROtransformadores-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	55.4%	0.0%	44.6%	202
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	82.4%	17.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	76.4%	19.1%	4.5%	7368
CHILQUINTA	84.0%	16.0%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	90.1%	5.4%	4.5%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	95.2%	3.9%	0.9%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 73.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Nov15 - empresas)

HPROtransformadores-Feb16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	62.81%	0.00%	37.19%	242
CHILQUINTA	100.00%	0.00%	0.00%	3
FRONTEL	100.00%	0.00%	0.00%	30
SAESA	0.00%	0.00%	100.00%	40
STS	96.33%	0.00%	3.67%	436
TRANSELEC	82.39%	17.06%	0.55%	364
TRANSNET	84.62%	0.00%	15.38%	130
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	81.96%	13.61%	4.43%	7418
CHILQUINTA	83.99%	16.01%	0.00%	1446
FRONTEL	100.00%	0.00%	0.00%	119
STS	94.58%	5.42%	0.00%	1403
TRANSELEC	86.84%	13.16%	0.00%	3948
TRANSNET	95.44%	2.90%	1.66%	7317
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	83.3%	16.7%	0.0%	4500

Tabla 74.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Feb16 - empresas)

HPRotransformadores-May16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	62.81%	0.00%	37.19%	242
CHILQUINTA	100.00%	0.00%	0.00%	3
FRONTEL	65.22%	0.00%	34.78%	46
SAESA	0.00%	0.00%	100.00%	40
STS	95.24%	0.00%	4.76%	336
TRANSELEC	82.94%	16.51%	0.55%	364
TRANSNET	80.00%	0.00%	20.00%	100
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	80.15%	15.78%	4.08%	6843
CHILQUINTA	82.39%	15.51%	2.10%	1428
FRONTEL	100.00%	0.00%	0.00%	103
STS	92.26%	4.64%	3.10%	1292
TRANSELEC	87.47%	12.53%	0.00%	2943
TRANSNET	94.30%	3.29%	2.41%	6443
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	70.0%	30.0%	0.0%	2500

Tabla 75.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (May16 - empresas)

HFORtransformadores-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	50.8%	21.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.2%	1.3%	4.5%	7368
CHILQUINTA	98.0%	1.6%	0.5%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	97.8%	2.2%	0.0%	1338
TRANSELEC	91.5%	8.5%	0.0%	3948
TRANSNET	97.4%	1.6%	1.0%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 76.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Ago15 - empresas)

HFORtransformadores-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	55.4%	0.0%	44.6%	202
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.3%	1.3%	4.5%	7368
CHILQUINTA	96.7%	3.3%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	93.3%	2.2%	4.5%	1338
TRANSELEC	91.8%	8.2%	0.0%	3948
TRANSNET	96.2%	2.9%	0.9%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 77.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Nov15 - empresas)

HFORtransformadores-Feb16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	46.3%	16.5%	37.2%	242
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	84.6%	0.0%	15.4%	130
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.3%	1.3%	4.4%	7418
CHILQUINTA	96.7%	3.3%	0.0%	1446
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	119
STS	97.9%	2.1%	0.0%	1403
TRANSELEC	91.9%	8.1%	0.0%	3948
TRANSNET	95.9%	2.5%	1.7%	7317
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	94.4%	5.6%	0.0%	4500

Tabla 78.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Feb16 - empresas)

HFORtransformadores-May16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	46.3%	16.5%	37.2%	242
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
FRONTEL	65.2%	0.0%	34.8%	46
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	95.2%	0.0%	4.8%	336
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	80.0%	0.0%	20.0%	100
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.5%	1.4%	4.1%	6843
CHILQUINTA	94.6%	3.3%	2.1%	1428
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	94.6%	2.3%	3.1%	1292
TRANSELEC	94.4%	5.6%	0.0%	2943
TRANSNET	94.6%	3.0%	2.4%	6443
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	2500

Tabla 79.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (May16 - empresas)

FFORtransformadores-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.5%	0.0%	4.5%	7368
CHILQUINTA	89.1%	10.4%	0.5%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	68.9%	31.1%	0.0%	103
STS	100.0%	0.0%	0.0%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	99.0%	0.0%	1.0%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 80.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Ago15 - empresas)

FFORtransformadores-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	55.4%	0.0%	44.6%	202
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.5%	0.0%	4.5%	7368
CHILQUINTA	89.6%	10.4%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	68.9%	31.1%	0.0%	103
STS	95.5%	0.0%	4.5%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	98.2%	0.9%	0.9%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 81.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Nov15 - empresas)

FFORtransformadores-Feb16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	62.8%	0.0%	37.2%	242
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	84.6%	0.0%	15.4%	130
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.6%	0.0%	4.4%	7418
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	1446
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	119
STS	100.0%	0.0%	0.0%	1403
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	98.3%	0.0%	1.7%	7317
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4500

Tabla 82.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Feb16 - empresas)

HFORtransformadores-May16				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	46.3%	16.5%	37.2%	242
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
FRONTEL	65.2%	0.0%	34.8%	46
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	95.2%	0.0%	4.8%	336
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	80.0%	0.0%	20.0%	100
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.5%	1.4%	4.1%	6843
CHILQUINTA	94.6%	3.3%	2.1%	1428
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	94.6%	2.3%	3.1%	1292
TRANSELEC	94.4%	5.6%	0.0%	2943
TRANSNET	94.6%	3.0%	2.4%	6443
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	2500

Tabla 83.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (May16 - empresas)

Finalmente, se incluye la siguiente tabla se muestra los índices HPROtransformadores, HFORtransformadores y FFORtransformadores del mes de Mayo 2016, para los cinco transformadores de mayor potencia que incumplen cada uno de estos índices, ordenados de mayor a menor potencia, y para cada uno de los sistemas de transmisión (Troncal, Subtransmisión y Adicional).

Transformadores: Incumplimiento estándares HPRO - HFOR - FFOR (Mayo 2016)			
Transformador	Adicional	Subtransmisión	Troncal
Confluencia 220/23kV 100MVA 1	HPRO		
Mpelambres 220/23kV 100MVA 1	HPRO		
LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 1	HPRO		
LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 2	HPRO		
CDA 220/11/13.8KV 60MVA 2	HPRO		
Lampa 220/23kV 67MVA 1	HFOR		
Mauco 110/12 kV 80MVA 1B 1	HFOR		
Aconcagua 110/66/12KV 50MVA 3	HFOR		
Buín 220/110/13.8kV 400MVA		HPRO	
Chena 220/110/13.8kV 400MVA 1		HPRO	
Cardones TR1 220/115/13.8KV 75MVA 1U		HPRO	
Cardones TR2 220/115/13.8KV 75MVA 1U		HPRO	
Charrua TR2 154/66/13.8KV 75MVA 1U		HPRO	
Maitencillo TR1 220/115/13.2KV 90MVA 1U		HFOR	
Charrua TR2 154/66/13.8KV 75MVA 1U		HFOR	
SFernando 220/154/69/14,8 kV 75MVA 1		HFOR	
Coronel 154/69kV 56MVA 5		HFOR	
Santa Elena 110/12.5kV 50MVA 2		HFOR	
Polpaico 525/220kV 750MVAx3			HPRO

Tabla 84.- Detalle de transformadores con incumplimiento de índices (cinco mayores potencias)

CAPÍTULO III **MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES**

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el segundo trimestre del año 2016. Además, se indica el estado de Procedimientos DO, DP, DPD y DAP, asociados a requerimientos normativos, y se comentan las principales actividades desarrolladas en los diferentes ítems de este capítulo.

III.1 Legislación

Con fecha 22 de junio se promulgó la Ley 20.928 (publicada en el Diario Oficial ese mismo día), la cual establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos.

Durante este segundo trimestre de 2016 se destaca la etapa final de la tramitación de la nueva ley de transmisión.

III.2 Reglamentación

Entre las actividades más relevantes desarrollados bajo este ámbito, se destacan:

- En el ámbito de los servicios complementarios, se encuentran pendiente de aprobación por parte de la CNE:

- Actualización del Informe de Definición y Programación de SSCC versión 20160331 enviada el 17 de abril. La actualización está relacionada con los equipos de sincronización para prestar el SSCC del PRS.
- Definición y programación de SSCC versión 20150128 enviado el lunes 25 de abril. Dicha revisión contiene una actualización de los recursos disponibles y habilitados para prestar los SSCC de Control de Frecuencia (CPF y CSF), Control de Tensión y PRS.

[Documentos disponibles en la página web del CDECSIC en la dirección: [Informes y Documentos/Informes/ficha: Servicios Complementarios](#)].

- Auditorías:

Auditoría Técnica de Medición:

A solicitud de la DP, Chilectra ejecutó la Auditoría Técnica de Medición al esquema de medida en la S/E de San Bernardo, a la cual asistió el CDECSIC, para formalizar y asegurar que la medida sea correcta, dada la modificación realizada de la razón de transformación del TTCC y la reliquidación solicitada por CGE. La auditoría se concluyó con el envío del informe técnico por parte del auditor.

Auditoría Costo de Partida Los Guindos:

Conforme al literal m del artículo 36° del DS 291/2007, se realizó una auditoría para examinar en detalle los antecedentes proporcionados por Los Guindos Generación S.p.A. que sustentan el costo de partida de la central Los Guindos.

Los informes y resultados de las auditorías efectuadas por el CDEC SIC se encuentran publicados en la web del CDEC [\[Disponibles en la dirección: Informes y Documentos/Auditorías y Verificaciones/ficha: Auditorías 2015\]](#).

III.3 Normas Técnicas

En cuanto a requerimientos estipulados por la NTSyCS, durante el segundo trimestre de 2016 se destaca lo siguiente:

Informe	Publicación o Cantidad
Estudios de Análisis de Falla (EAF) para fallas ocurridas el segundo trimestre de 2016	123
Plan de verificación de modelos según artículo 10-14 de la NTSyCS [Antecedentes disponibles en la página web del CDEC SIC en la dirección: Informes y Documentos/Informes/ficha: Representación Dinámica del SIC (Art. 10-14 de la NTSyCS)]	En desarrollo
Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas	01/06/16
Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión	En desarrollo
Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva	En desarrollo
Grado de Cumplimiento Coordinados según Art. 1-16 (ex 1-15) de la NTSyCS [Disponibles en la dirección: Informes y Documentos/Informes/ficha: Grado de Cumplimiento Coordinados según Art. 1-16 (ex 1-15) de la NTSyCS] .	31/03/16
OF SEC 12399/2015 Informe trimestral sobre el estado de avance de las actividades comprometidas por las empresas coordinadas, para dar cumplimiento a puntos específicos del Artículo 1-16 de la NTSyCS	31/03/16 30/06/16

Por otro lado, a fines de abril se incorporaron los siguientes Anexos Técnicos:

- Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras.
- Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
- Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras

III.4 Procedimientos DO/DP/DPD/DAP

La siguiente Tabla 85 muestra la etapa en que se encuentran los procedimientos desarrollados por este CDEC.

Dirección / Nombre Procedimiento	Estado
DO / Cálculo Potencia de Suficiencia de las centrales generadoras del SIC [Disponible en la página web del CDECSIC en la dirección: Informes/Normativa/Procedimientos/Procedimientos para observaciones de los coordinados (Art10 DS291/2007)].	El 2 de mayo se publicó en la web del CDEC SIC, el procedimiento DO Cálculo Potencia de Suficiencia de las centrales generadoras del SIC y se envió para las observaciones de los coordinados
DO / Declaración de costos de Combustibles [Disponible en la página web del CDECSIC en la dirección: Sobre el CDECSIC/Normativa/Procedimientos/Historial de Procedimientos DO/Declaración de Costos de Combustibles].	Con fecha 17 de junio la Comisión Nacional de Energía informó favorablemente el Procedimiento DO “Declaración de Costos de Combustibles”, mediante Resolución Exenta 495 de 2016 conforme a lo previsto en el artículo 10 del DS291/2007

Tabla 85.- Estado de procedimientos

III.5 Peajes Troncales

En este ámbito se registraron los siguientes hechos relevantes, durante el segundo trimestre de 2016.

- El lunes 4 de abril Se comunicó el Informe de Peajes de Inyección y Retiro por uso del Sistema de Transmisión Troncal correspondiente al año 2016, según lo establecido en el Decreto N° 23T del Ministerio de Energía de 2015.
- El jueves 19 de mayo se envió para observaciones de Informe Preliminar de Peajes Troncales año 2017, según D23T-2015, de acuerdo a lo establecido en la letra a) del numeral 1 y en el numeral 2 del artículo segundo.
- El lunes 23 de mayo se envió de Reliquidación distribución de Cargo Único Mayo-Agosto 2014 por cambios en los consumos informados por empresas distribuidoras.
- El viernes 3 de junio se emitió el Informe de Peajes Troncales año 2017, según D23T-2015, de acuerdo a lo establecido en la letra a) del numeral 1 y en el numeral 2 del artículo segundo.
- El viernes 24 de junio se envió ejercicio para observaciones por ajuste de vertimiento ERNC.

III.6 Peajes de SubTransmisión

- El miércoles 13 de abril se comunicó para pago una reliquidación de los pagos anuales que deben realizar las empresas generadoras que inyectan en los sistemas de subtransmisión,

correspondiente al período Enero 2016 – Diciembre 2016 y que se ha realizado de manera provisional en función de la Cuota 4.

- El viernes 27 de mayo Se envió para pago de Peajes Adicionales correspondiente al año 2011.
- El martes 28 de junio Se envió para pago el cálculo de los Peajes por Sistemas Adicionales correspondiente al año 2012.
- El jueves 30 de junio Se envió para observaciones ejercicio con reliquidación de IT para el año 2015 considerando metodología establecida en D14 de 2012.

III.7 Revisión 2016 Estudio de Transmisión Troncal

- El día 8 de junio se publicó el primer informe de avance de la propuesta del plan de expansión del sistema de transmisión troncal 2016 según lo dispuesto en el artículo 99° del DFL 4/20.018-2006.

III.8 Estudio de recomendaciones para la Subtransmisión

- Se ha definido procedimiento y metodología para el análisis del cumplimiento de la NTSyCS para las SS/EE., de subtransmisión, incluyendo criterios de selección de las instalaciones a analizar.
- Se trabaja en el desarrollo de la metodología para diagnosticar el uso de líneas de subtransmisión y determinar los requerimientos de expansión. Contiene una propuesta conceptual metodológica en aspectos como la previsión de la demanda, el modelamiento de los subsistemas, la identificación de puntos críticos y la evaluación económica.

III.9 Proyecto Centralización de Medidas de Facturación

Durante este segundo trimestre se han incorporado a la PRMTE 105 medidores pertenecientes a diferentes empresas coordinadas.

Se envió carta DP N° 0193/2016 a las empresas coordinadas, recordando responder a carta DP N° 802/2015 acerca de entrega de Carta Gantt para conexión a PRMTE, el primer plazo venció el 25 de marzo. Se consolidaron los antecedentes de empresas que no cumplieron primer plazo para empresas propietarias de menos de 25 medidores, los cuales serán remitidos a la SEC durante abril.

Durante el mes de junio se trabajó en la implementación del módulo WEB de reportes, usuarios, contraseñas para cada empresa coordinada incorporada a la PRMTE, Interfaz web (Gestión de Medida) la cual el coordinado podrá obtener en forma fácil y actualizada la información extraída de sus medidores por la PRMTE. Se espera que durante la primera semana de Julio se habilite el módulo web a los coordinados.

III.10 Discrepancias

Durante el segundo trimestre de 2016 no se han formalizado discrepancias en el ámbito de acción del CDEC SIC.

CAPÍTULO IV

MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO

No se han registrado modificaciones en este ámbito.