

INFORME TRIMESTRAL A LAS EMPRESAS INTEGRANTES

Versión Octubre 2015

27 de Octubre de 2015

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

Página

Introducción		3
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	9
I.1.6	Costos Marginales de Energía	10
I.1.7	Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión	15
I.1.8	Capacidad Instalada de Generación	16
I.2.-	Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los próximos 12 Meses	17
I.2.1	Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología	17
I.2.2	Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC	18
I.2.3	Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología	19
I.2.4	Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja	20
I.2.5	Costos Marginales Esperados	21
I.2.6	Proyectos Informados de Generación y transmisión	22
Capítulo II	ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES	
II.1	Control de Frecuencia	26
II.2	Control de Tensión	28
II.3	Factor de Potencia	36
II.4	Tiempos de Restablecimiento del Servicio (TRS)	39
II.5	Energía No Suministrada por Fallas	40
II.6	Índices FMIK y TTIK	42
II.7	Estándares de Calidad de Suministro en Generación y Transmisión	44

II.7.1	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación	44
II.7.2	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Líneas	48
II.7.3	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Transformadores	57
Capítulo III	MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES	
III.1	Legislación	64
III.2	Reglamentación	64
III.3	Normas Técnicas	65
III.4	Procedimientos DO/DP/DPD/DAP	65
III.5	Discrepancias	66
Capítulo IV	MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO	

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 32 del Decreto Supremo Nº 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDECSIC, 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 tercer trimestre de 2015.

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 tercer trimestre de 2015 alcanzó los 13158 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 tercer trimestre de 2015.

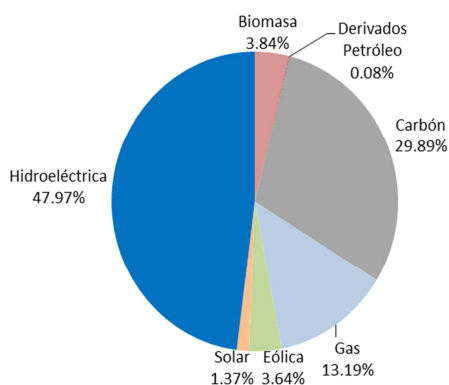


Fig.1.- Abastecimiento de la Demanda del SIC (Producción trimestral desagregada por tipo)

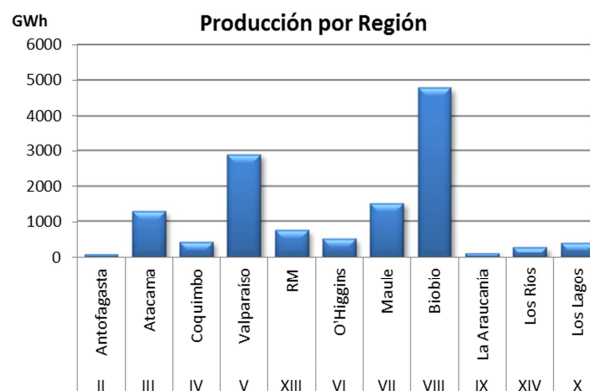


Fig.2.- Producción trimestral desagregada por región

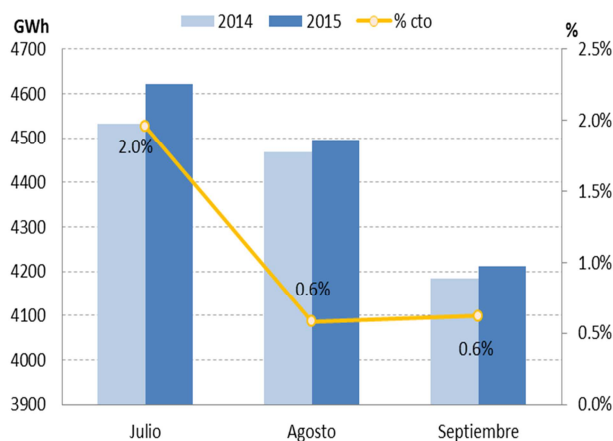


Fig.3.- Producción mensual y tasa de crecimiento

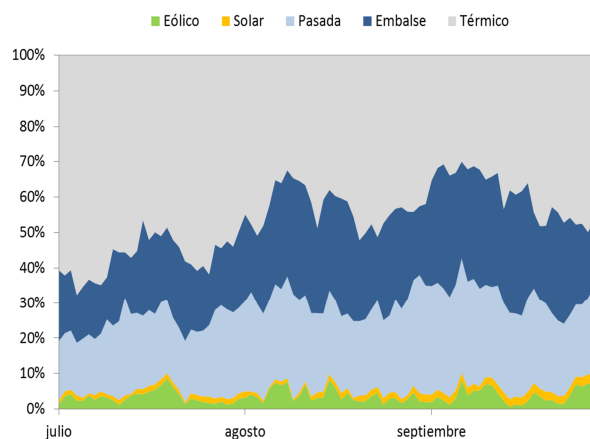


Fig.4.- Producción diaria de energía según fuente

Por otro lado, la producción ERNC en cada mes del trimestre (de las centrales que participan en el balance ERNC conforme la Ley 20257), se muestra en la siguiente tabla 1.

Tecnología	Producción (GWh) Julio	Producción (GWh) Agosto	Producción (GWh) Septiembre
Eólica	151.8	171.5	161.1
Solar	61.1	61.8	94.0
Minihidro <20 MW	126.7	142.6	131.5
Biomasa	141.2	118.4	100.3
Biogas	20.5	20.9	19.4
Total Generación SIC	4619	4497	4211
Total ERNC	501.2	515.2	506.2
% ERNC	10.85%	11.46%	12.02%

Tabla 1.- Energía ERNC

I.1.2 Ventas de Energía

Las ventas de energía del período analizado alcanzaron los 12219 GWh los que, descompuesto 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 2014. Durante este tercer trimestre de 2015 las ventas se incrementaron un 0.6% respecto a igual período del año 2014.

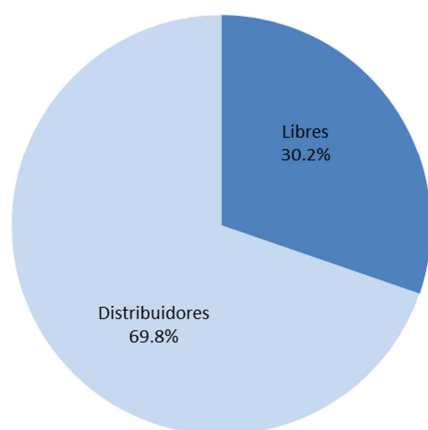


Fig.5.- Ventas trimestrales desagregadas por tipo de consumo

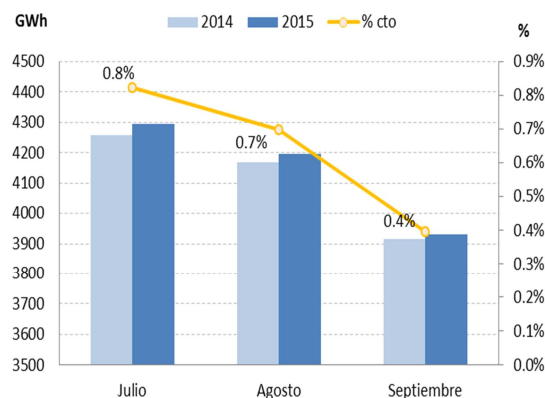


Fig.6.- Venta total mensual y tasa de crecimiento

Las figuras N°7 y N°8 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de consumo. Para el período julio-septiembre, la tasa de crecimiento de las ventas efectuadas a consumos de distribuidores experimentó un aumento del 2.4% (ventas por 8662 GWh en 2015 vs 8463 GWh en 2014). Por otro lado, las ventas efectuadas a consumos de precio libre han experimentado una baja del -3.1% en este tercer trimestre (ventas por 3756 GWh en 2015 vs 3876 GWh en 2014).

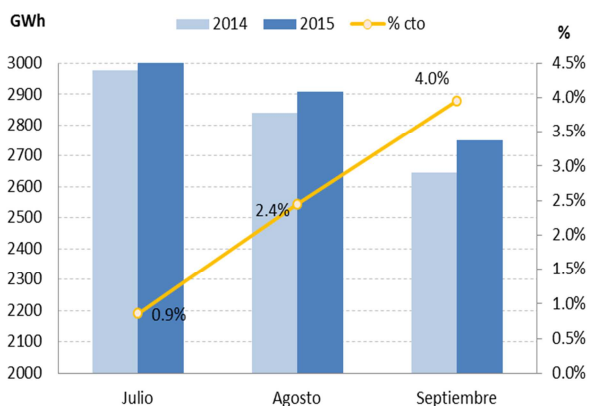


Fig.7.- Venta efectuadas a precio de distribuidores

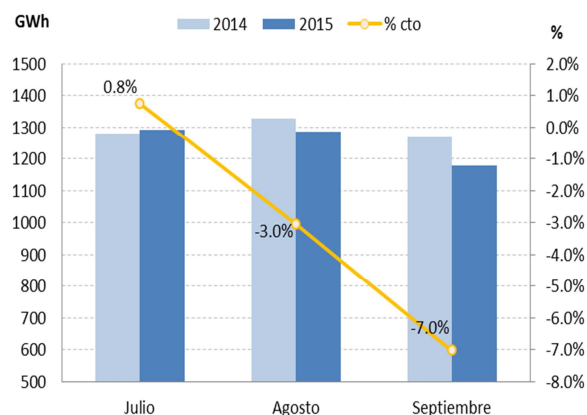


Fig.8.- Venta efectuadas a precio libre

La siguiente tabla 2 resume los valores de ventas por tipo de cliente, a nivel trimestral y anual, para los años 2013, 2014 y 2015.

VENTAS SIC (en GWh)						
Cliente	Trimestre	2013	2014	%cto 14/13	2015	%cto 15/14
Distribuidoras	T1	8499.1	8661.7	1.9%	8850.1	2.2%
	T2	8303.2	8433.5	1.6%	8490.6	0.7%
	T3	8336.0	8463.2	1.5%	8662.6	2.4%
	T4	8372.6	8499.0	1.5%		
Libres	T1	3456.1	3457.0	0.0%	3616.0	4.6%
	T2	3518.1	3670.8	4.3%	3697.1	0.7%
	T3	3653.0	3876.3	6.1%	3756.5	-3.1%
	T4	3639.0	3915.5	7.6%		
Total (enero-septiembre)						
Distribuidores		25138.3	25558.4	1.7%	26003.3	1.7%
Libres		10627.2	11004.1	3.5%	11069.6	0.6%
Ventas SIC		35765.5	36562.54	2.2%	37072.9	1.4%
Total Anual (2015 proyección)						
Ventas SIC Anual		47777.2	48977.1	2.5%	49583.5	1.2%

Tabla 2.- Ventas SIC

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 septiembre alcanzaba 2870.6 GWh. Este monto representa un aumento del 199.4% en relación a la energía almacenada a comienzos de julio, y un aumento del 10.8% respecto de la energía almacenada a igual fecha de 2014. El período abril-septiembre concluye con una probabilidad de excedencia del 71% (año del tipo normal-seco).

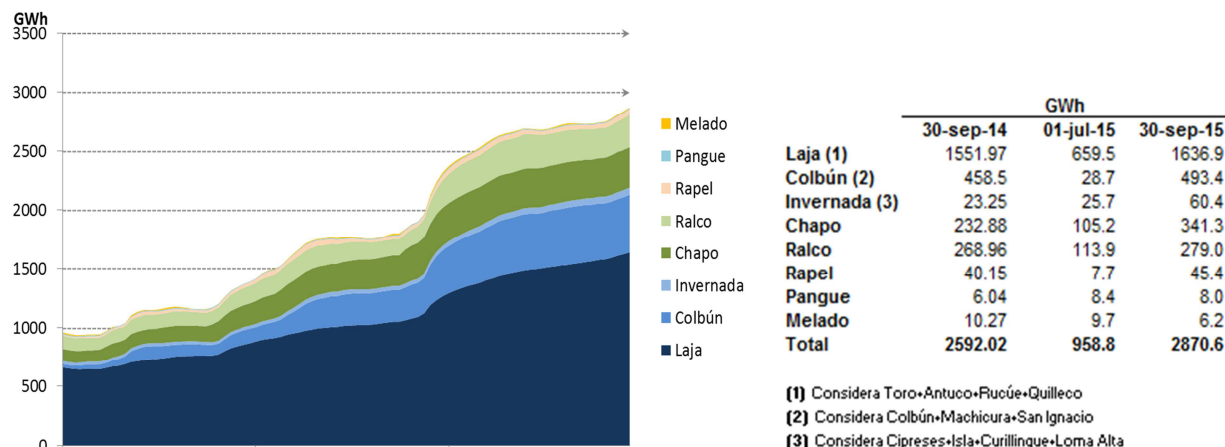


Fig.9.- Evolución energía almacenada en el SIC

Tabla 3.- Energía por embalse

La figura N° 10 muestra, para cada día, el valor mínimo y máximo registrado para la demanda bruta. Durante este tercer trimestre, la demanda mínima horaria promedió 4916 MW, mientras que la demanda máxima horaria promedió 6915 MW. Las demandas mínimas y máximas del período alcanzaron los 4213 MW (ocurrida el 17 de septiembre, día siguiente al terremoto registrado en Illapel) y 7567 MW (ocurrida el 15 de julio). Estos valores representan un incremento del 0.5% y del 3.4% para la demanda mínima y máxima, respectivamente, en relación a igual parámetro registrado durante el tercer trimestre de 2014. En cuanto a la máxima demanda en hora punta, esta alcanzó los 7106.4 MW, registrada el 16 de junio (hora 21), un 0.4% mayor que la máxima demanda registrada en el período de punta del año 2014.

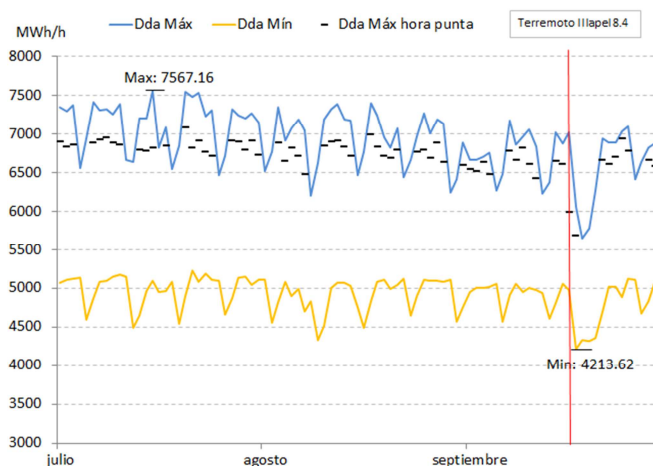


Fig.10.- Evolución de la demanda máxima/mínima diaria, y máxima en hora punta

I.1.4 Trabajos de Mantenimiento Mayor

En la siguiente tabla 4 se resumen los trabajos de mantenimiento mayor efectuados durante el tercer trimestre del año 2015, en unidades generadoras del SIC.

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN		
UNIDAD	INICIO	FIN
Bocamina 1	01-sep-14	31-jul
Eyzaguirre	15-jun	04-jul
Alfalfal U-2	16-jun	05-jul
Angostura U-3	24-jun	04-jul
San Ignacio	30-jun	04-jul
Licantén	02-jul	11-jul
Isla U-1	02-jul	02-jul
Chiburgo U-1	06-jul	10-jul
Puntilla U-3	07-jul	23-jul
La Confluencia U-1	08-jul	17-ago
Queltehues U-3	13-jul	11-ago
La Higuera U-1	14-jul	15-oct
Chuyaca	15-jul	28-jul
Chacabuquito U-2	20-jul	24-jul
Canutillar U-1	27-jul	09-ago
La Confluencia U-1	08-jul	17-ago
Queltehues U-3	14-jul	11-ago
La Higuera U-1	15-jul	15-oct
Canutillar U-1	27-jul	09-ago
Canutillar	01-ago	02-ago
Carena	03-ago	21-ago
Puntilla U-1	03-ago	11-ago
Puntilla U-2	03-ago	14-ago
Arauco	03-ago	14-ago
Canutillar U-2	10-ago	29-ago
Los Quilos	10-ago	03-sep
Sauzalito U-1	11-ago	17-ago
Queltehues U-3	14-ago	14-ago
Volcán	17-ago	10-sep
El Toro U-3	17-ago	20-ago
El Toro U-4	24-ago	27-ago
Capullo	26-ago	28-ago
San Isidro I TV	30-ago	16-oct
Campiche	31-ago	23-sep
Calle Calle	31-ago	01-sep
La Higuera U1	14-jul	15-oct
Campiche	30-ago	23-sep
San Isidro 2	30-ago	16-oct
Lircay	01-sep	08-sep
Mariposas	01-sep	07-sep
Providencia	01-sep	03-sep

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN		
UNIDAD	INICIO	FIN
Canela 1	05-sep	05-sep
Los Hierros	23-sep	29-sep
Arauco TG-6	30-sep	06-oct

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 tercer trimestre de 2015.

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - TRANSMISIÓN		
INSTALACIÓN	INICIO	FIN
S/E Quillota ATR2 (trabajos de desmontaje por traslado)	02-abr	31-dic
S/E Pan de Azúcar CER 2 (reemplazo interruptor 52JT5)	14-jul	28-ago
LT 2x220 kV Ancoa-Itahue (trabajos interruptor 52J1)	24-jul	25-jul
S/E Cardones ATR2. (trabajos de desconexión ATR2 para mantenimiento)	27-sep	28-sep

Tabla 5.- Mantenimientos mayores en instalaciones de transmisión

En relación a los trabajos realizados en instalaciones del sistema, durante el tercer trimestre de 2015 el CDEC SIC analizó cerca de 10150 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, entre otros. De estas solicitudes ejecutadas, cerca del 87% 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 tercer trimestre 2015. Se presentan valores para una muestra representativa de centrales térmicas con insumo de Carbón, GNL y Diésel.

Costo Combustible			
Carbón (USD/Ton)	jul-15	ago-15	sep-15
Bocamina 2	108.70	98.34	87.11
Bocamina TV	108.70	98.34	87.11
Campiche	76.22	75.26	74.47
Guacolda 1	75.26	75.02	74.77

Costo Combustible			
Guacolda 2	73.96	74.31	74.64
Guacolda 3	67.04	67.39	67.72
Guacolda 4	74.63	73.53	72.50
Nva Ventanas	72.90	73.46	73.92
Sta María	87.76	80.40	78.63
Ventanas 1	86.09	85.59	85.18
Ventanas 2	86.09	85.59	85.18
GNL (USD/Dam3)			
Nva Renca	329.19	369.67	379.39
Quintero	257.72	268.38	253.74
San Isidro 2	257.72	268.38	253.74
San Isidro	257.72	268.38	253.74
Diesel (USD/Ton)			
TalTal	671.94	590.43	554.35
San Lorenzo	697.70	645.11	592.59
Huasco TG	655.80	575.15	539.61
Quintero	644.48	564.31	528.19
Nva Renca	663.06	580.18	546.51
San Isidro	645.00	564.77	528.65
San Isidro 2	646.37	566.07	529.76
Nehuenco 2	717.35	688.92	657.61
Nehuenco	717.35	688.92	657.61
Candelaria	740.83	696.76	677.78
Los Vientos	671.61	582.07	546.46
Horcones TG	662.04	585.91	545.25
Los Pinos	744.19	699.92	680.86
Antilhue	808.44	745.08	714.71

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 2014 vs 2015.

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, esas centrales vieron limitada su producción trimestral en 11.4 GWh, equivalente al 0.7% de la energía ERNC total trimestral, y al 0.09% de la producción bruta de ese período.

La disminución del costo marginal en las barras Quillota y Charrúa observado principalmente a partir del mes de septiembre, se explica principalmente por las precipitaciones ocurridas en la zona centro sur del SIC, lo que se tradujo en un mayor aporte de las centrales hídricas.

En la figura 11, se presenta un peak de costo marginal explicado por la necesidad de despacho de centrales térmicas con motivo de trabajos realizados en la S/E Diego de Almagro.

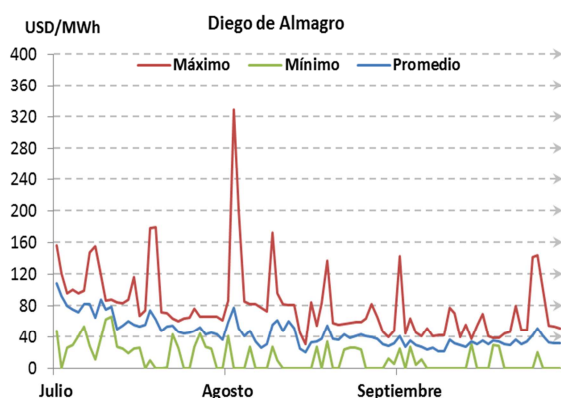


Fig.11.- Costo marginal S/E Diego de Almagro

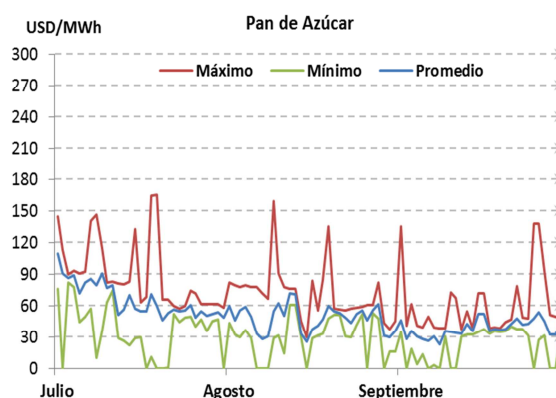


Fig.12.- Costo marginal S/E Pan de Azúcar

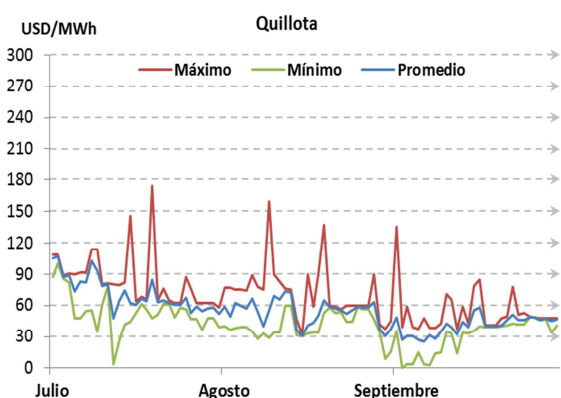


Fig.13.- Costo marginal S/E Quillota

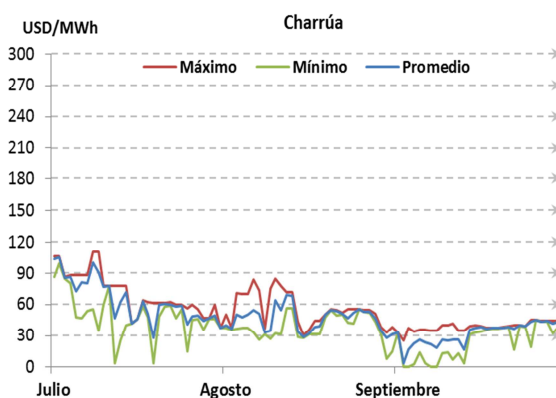


Fig.14.- Costo marginal S/E Charrúa

La tabla 7 presenta un resumen de costo marginal, a nivel mensual y acumulado anual al mes que se indica.

	Julio				Agosto				Septiembre			
Año	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa
2014	193.4	184.4	195.4	193.3	73.5	70.4	73.7	55.0	101.0	91.6	88.9	81.5
2015	62.5	66.5	71.7	64.1	42.0	48.2	54.1	46.4	32.7	38.6	40.9	32.1
2015 vs 2014	-67.7%	-64.0%	-63.3%	-66.8%	-42.8%	-31.5%	-26.6%	-15.5%	-67.6%	-57.9%	-54.0%	-60.6%
Costo Marginal Promedio Acumulado en la barra correspondiente, al cierre del mes indicado (enero-mes)												
2014	169.4	160.2	161.2	157.6	157.4	149.0	150.3	144.8	151.1	142.6	143.4	137.7
2015	103.3	111.4	121.6	120.8	95.6	103.5	113.2	111.5	88.6	96.3	105.1	102.6
2015 vs 2014	-39.0%	-30.5%	-24.5%	-23.4%	-39.2%	-30.5%	-24.7%	-23.0%	-41.3%	-32.5%	-26.7%	-25.5%

Tabla 7.- Costo marginal promedio mensual y acumulado anual

Se puede apreciar una disminución significativa del costo marginal real de energía durante cada mes de este tercer trimestre de 2015, en comparación a similar período de 2014, explicado en gran medida por las mejores condiciones hidrológicas registradas a la fecha.

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 calcula el índice de congestión para líneas de transmisión, cuya fórmula de cálculo se muestra a continuación.

DESCRIPCIÓN	Julio	Agosto	Septiembre	% total hrs trimestre	Segmento
LT 500 kV Charrúa – Ancoa	Miércoles 15 a jueves 16 Sábado 18 a domingo 19 Sábado 25 a viernes 31	Sábado 1 a jueves 6 Martes 11 Domingo 16 a lunes 17 Miércoles 19, Sábado 22 a lunes 24 Miércoles 26 a viernes 28 Domingo 30 a lunes 31	Martes 1 a viernes 4 Lunes 7 a miércoles 16 Lunes 21 a viernes 25	23.9%	Troncal
Horas de Desacople	172.4 hrs	149.1 hrs	206.3 hrs		
LT 500 kV Ancoa - A.Jahuel	Miércoles 15 Domingo 19 Martes 21	Jueves 06 Sábado 8 Sábado 16 a martes 18	Martes 1 Domingo 6 Jueves 10 a viernes 11 Miércoles 16 Domingo 20 a martes 22	2.5%	Troncal
Horas de Desacople	2.4 hrs	21.0 hrs	31.8 hrs		
LT 220 kV Cardones-San Andrés	Viernes 24 a sábado 25 Viernes 31	Lunes 03 Viernes 7 Martes 11 a domingo 16 Martes 18 Jueves 20 a viernes 21 Lunes 31	Domingo 6 a martes 8 Viernes 11 a domingo 13 Martes 15 a jueves 17 Martes 22 a viernes 25 Domingo 27 Miércoles 30	5.6%	Troncal
Horas de Desacople	15.1 hrs	51.0 hrs	58.7 hrs		
LT 220 kV Rahue - Pto. Montt	-	-	Domingo 6	0.5%	Troncal
Horas de Desacople	0 hrs	0 hrs	11,03 hrs		
LT 220 kV Don Goyo-Pan de Azúcar	Domingo 12 Sábado 18 a Domingo 19	Sábado 09 Sábado 15 Domingo 30	Miércoles 2 a domingo 6 Martes 8 a jueves 10 Sábado 12 Lunes 14 Viernes 25 a domingo 27	3.7%	Troncal
Horas de Desacople	13.3 hrs	5.8 hrs	63.1 hrs		
LT 220 kV Los Vilos-Las Palmas	Jueves 2 Martes 7 a miércoles 8 Lunes 13 a martes 21 Mares 28 y viernes 31	Domingo 2 a lunes 3 Miércoles 5 a sábado 8 Lunes 10 a martes 11 Sábado 15 a domingo 16 Sábado 22 a lunes 24 Miércoles 26 y sábado 29	Miércoles 2 Domingo 6 Martes 8 Jueves 10 a domingo 13 Jueves 17 a viernes 18 Jueves 24 a martes 29	11.1%	Troncal
Horas de Desacople	59.7 hrs	98.7 hrs	89.1 hrs		

LT 220 kV Pta. Colorada –Maitencillo	Miércoles 1, Viernes 3 a sábado 4 Martes 7 a miércoles 8 Martes 14 Jueves 23 a domingo 26 Martes 28 a viernes 31	Lunes 03 Miércoles 12 a viernes 14 Domingo 16 a sábado 29 Lunes 31	Martes 1 a viernes 4 Domingo 13 a jueves 17 Lunes 21 a jueves 24 Miércoles 30	13.1%	Troncal
Horas de Desacople	69.9 hrs	101.4 hrs	118.9 hrs		
LT 220 kV C.Pinto - D.Almagro	-	Domingo 2 Martes 4 Lunes 10 Jueves 27 a viernes 28	Miércoles 9 Domingo 20 a lunes 21	2.8%	Troncal
Horas de Desacople	0.0 hrs	43.3 hrs	18.6 hrs		
LT 220 kV C. Navia - Lo Aguirre	-	Sábado 15 a miércoles 19	-	2.6%	Troncal
Horas de Desacople	0.0 hrs	56.4 hrs	0.0 hrs		
LT 66 San Javier - Nirivilo	-	Martes 18 a miércoles 19 Lunes 24 Sábado 29	-	0.2%	Subtransmisión
Horas de Desacople	0.0 hrs	4.5 hrs	0.0 hrs		
LT 66 kV Nirivilo - Constitución	Viernes 31	Lunes 24	-	0.1%	Subtransmisión
Horas de Desacople	1.5 hrs	0.7 hrs	0.0 hrs		
LT 220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla	-	Sábado 15	-	0.01%	Troncal
Horas de Desacople	0.0 hrs	0.3 hrs	0.0 hrs		
LT 220 kV Nogales - Los Vilos	Miércoles 1 Martes 7	-	-	0.2%	Troncal
Horas de Desacople	3.5 hrs	0.0 hrs	0.0 hrs		
LT 220 kV Ciruelos – Valdivia	Domingo 12	-	-	0.4%	Troncal
Horas de Desacople	8.3 hrs	0.0 hrs	0.0 hrs		
S/E Charrúa Transformador 500/220 kV	-	Miércoles 19	-	0.1%	Troncal
S/E A.Jahuel Transformador 220/154 kV	Miércoles 22	-	-	0.4%	Subtransmisión
S/E Itahue Transformador 220/154 kV	Sábado 18 al viernes 24	-	-	2.2%	Subtransmisión
S/E P.Azúcar Transformador 220/110 kV	Domingo 26	-	-	0.4%	Subtransmisión
Índice de Congestión de líneas	$I_{TT}=0.014$ $I_{Stx}=0.00$ $I_{TA}=0.0$	$I_{TT}=0.017$ $I_{Stx}=0.00$ $I_{TA}=0.0$	$I_{TT}=0.023$ $I_{Stx}=0.00$ $I_{TA}=0.0$		

Tabla 8.- Desacoples trimestre julio-septiembre

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

$$ICTx = \frac{\sum t_{duración_desacople} \cdot kms_{línea_afectada}}{kms\ total\ (del\ segmento\ de\ pertenencia)}$$

En esta expresión:

- $t_{duración_desacople}$ se considera como la fracción de horas del mes durante las cuales estuvo activo el desacople.
- $kms_{línea_afectada}$ se refiere a la extensión total de la línea para el caso de líneas de 1 sólo circuito, y al circuito de menor distancia eléctrica, para el caso de líneas compuestas por más de un circuito.
- kms totales se refiere a los kilómetros totales de líneas del respectivo segmento.

Se puede concluir bajos índices de congestión para los meses analizados, siendo la línea de 500 kV Charrúa-Ancoa, la más afectada durante el período julio-septiembre, con un total de 527.8 hrs de desacople, equivalentes al 23.9% de las horas del trimestre. 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
Charrúa – Ancoa 500 kV	527.9	191.97	Troncal
Ancoa – A. Jahuel 500 kV	55.22	253.302	Troncal
P. Colorada – Maitencillo 220 kV	290.24	114.64	Troncal
Los Vilos – Las Palmas 220 kV	247.42	78.14	Troncal
Don Goyo – P. Azúcar 220 kV	82.16	76.46	Troncal
C. Pinto – D. Almagro 220 kV	61.89	75.76	Troncal
Cardones – San Andrés 220 kV	124.76	30.00	Troncal
Rahue – P. Montt 220 kV	11.03	106.66	Troncal
C. Navia – Lo Aguirre 220 kV	56.35	18.06	Troncal
Nogales – Los Vilos 220 kV	3.53	101.96	Troncal
Lo Aguirre – A. Melipilla 20 kV	0.32	46.99	Troncal
Ciruelos – Valdivia 220 kV	8.28	42.00	Troncal
San Javier – Nirivilo 66 kV	4.45	41.50	STx
Nirivilo – Constitución 66 kV	2.17	36.80	STx

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

I.1.7 Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión

Durante este tercer trimestre de 2015, se han incorporado 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	Estado	Tipo	Fecha (desde)	Potencia
Solar Luna	Entregada	PMGD Solar	Miércoles 23/Sep15	3.0
Los Hierros II	Entregada	PMG Hídrico	Lunes 21/Sep15	6.0
Picoquén	Entregada	Hídrico	Domingo 13/Ago15	19.6
Llauquereo	Entregada	PMG Hídrico	Lunes 7/Ago15	1.8
Los Guindos	Entregada	Térmica	Viernes 31/Jul15	139.0
Raki	Entregada	PMGD Eólica	Jueves 30/Jul15	9.0
PV Salvador	Entregada	Solar	Martes 7/Jul16	69.0
El Paso	En Pruebas	Hídrico	Jueves 27/Ago15	60.0
Luz del Norte**	En Pruebas	Solar	Miércoles 19/Ago15	36.0
Guacolda U-5	En Pruebas	Térmica	Sábado 15/Jul15	152.0
Loma Los Colorados	En Pruebas	PMG Solar	Lunes 11/May15	1.0
Pulelfu U1	En Pruebas	PMG Hídrico	Sábado 24/Ene15	4.5
Pulelfu U2	En Pruebas	PMG Hídrico	Viernes 23/Ene15	4.5
Diego de Almagro*	En Pruebas	Solar	Jueves 29/May14	4.0
Alto Renaico	En Pruebas	PMG Hídrico	Lunes 19/May14	1.5
CMPC cordillera	En Pruebas	Termoeléctrica	Viernes 04/Sep15	24.0

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

**Corresponde a la primera etapa del proyecto que contempla un total de 141 MW

Tabla 10.- Nuevas instalaciones de generación

Tipo de Central	Entregada MW	En Pruebas MW
Hídrica	60.8	70.5
Eólica	168.8	0
Solar	225.5	41
Térmica	166	176

Tabla 11.- Potencia instalada de nuevas instalaciones de generación en 2015 a la fecha

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

Instalación	Fecha (desde)	Comentario
LT 220 kV Pehuenche – Canal Melado – Ancoa 1	Sábado 26/Sep15	E/S nueva teleprotección línea de 220 kV Pehuenche – Canal Melado – Ancoa 1.
S/E Ancoa y A.Jahuel	Sábado 26/Sep15	Entregado a la coordinación del CDEC tercer circuito 500 kV Ancoa-A.Jahuel.
S/E A. Jahuel	Domingo 13/Sep15	E/S nueva protección diferencial 87T1 sistema 1 de TR-1 de 110/66/13,2 kV, 30 MVA.
S/E Itahue	Jueves 10/Sep15	E/S nueva protección diferencial sistema 2 en TR-2 de 154/69/13,8 kV, 56 MVA.

Instalación	Fecha (desde)	Comentario
LT 110 kV Sauzal – A. Jahuel 2	Viernes 4/Sep15	E/S nueva protección 21/21N sistema 1.
S/E Pan de Azúcar	Jueves 3/Sep15	E/S nuevo interruptor 52JT5 del CER N° 2.
S/E Rengo	Domingo 23/Ago15	entregado a la explotación nuevo transformador de 66/15 kV, 30 MVA
LT 154 kV Abanico - Charrúa	Sábado 15/Ago15	Nuevo sistema OPLAT entregado a la explotación
S/E Charrúa	Miércoles 2/Ago15	Nueva protección diferencial sistema 2 del ATR N°1 de 220/154 kV y 390 MVA Entregada a la explotación.
LT 220 kV Luz del Norte - C. Pinto	Viernes 31/Jul15	Primera energización de línea de transmisión 220 kV Luz del Norte - Carrera Pinto, en pruebas.
S/E Ancoa	Viernes 31/Jul15	Entregada a la explotación nueva protección de reemplazo 50BF del interruptor 52 KR de S/E Ancoa
S/E Rapel	Domingo 26/Jul15	Nuevo interruptor seccionador de barras de 220 kV.
S/E Ancoa	Sábado 25/Jul15	Nuevo transformador de potencial de recambio del equipo MAIS de la barra B fase 1 de 500 kV.
S/E Cerro Navia	Domingo 12/Jul15	Entregado a la explotación nuevo interruptor 52JT3 de S/E C. Navia.
S/E los Vilos	Miércoles 8/Jul15	Nuevo interruptor 52J2 correspondiente a línea de 220 kV Los Vilos Nogales 2.

Tabla 12.- Nuevas instalaciones de transmisión

I.1.8 Capacidad Instalada de Generación

Al 30 de septiembre de 2015, y considerando las centrales entregadas a la explotación durante este tercer trimestre, la capacidad instalada en el SIC alcanza los 15779 MW, un 4.0% mayor que la capacidad existente a inicios de 2015. 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.

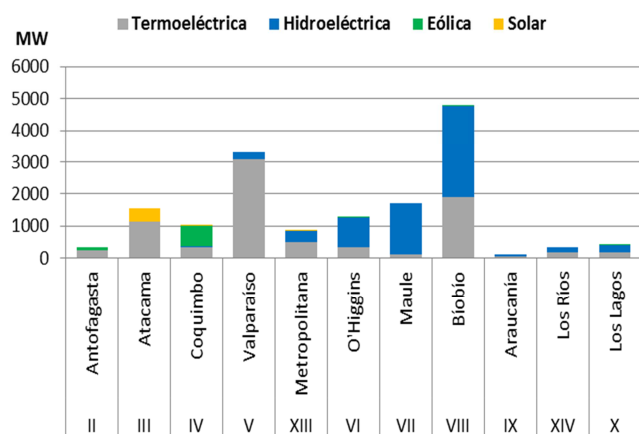


Fig.15.- Capacidad instalada por región

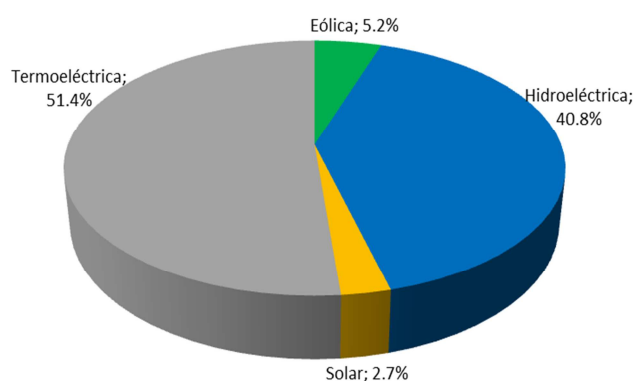


Fig.16.- Capacidad instalada según tipo de aporte

Por Tecnología	Cierre a Dic-2014 MW		Sep-2015 MW	
Térmica	7968.8	52.5%	8110.1	51.4%
Embalse	3405.0	22.4%	3405.0	21.6%
Pasada	2963.4	19.5%	3024.2	19.0%
Eólica	645.3	4.3%	814.1	5.2%
Solar	197.2	1.3%	423.7	2.7%
Total	15178.9	100.0%	15779.3	100.0%
ERNC	1415.8	9.3%	2049.6	13.0%

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 octubre 2015 – septiembre 2016, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

Período octubre 2015-marzo 2016

Caudales estimados en el segundo pronóstico de deshielo de la temporada 2015-2016.

Período abril 2016-septiembre 2016

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 octubre 2015 a septiembre 2016.

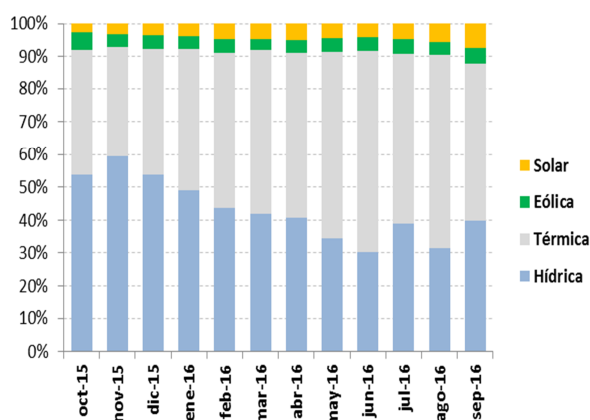


Fig.17.- Participación esperada en hidrología seca

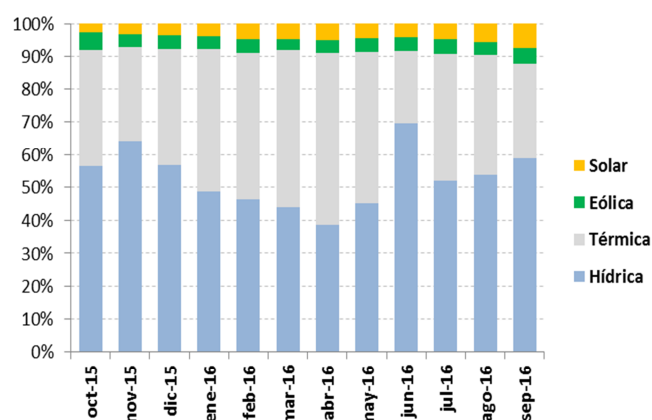


Fig.18.- Participación esperada en hidrología media

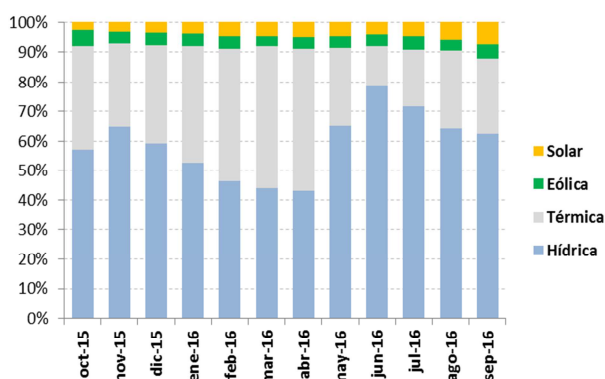


Fig.19.- Participación esperada hidrología húmeda

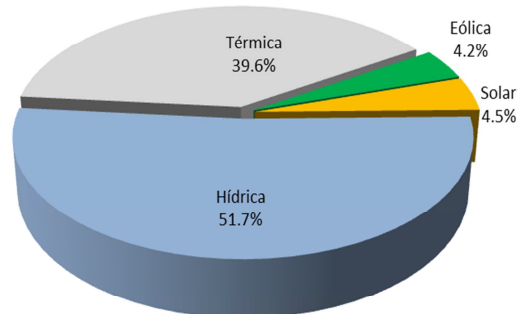


Fig.20.- Participación promedio esperada

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

PARTICIPACIÓN ESPERADA														
Tipo	Hidrología	oct15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	Promedio
Hídrico	Seca	54.0%	59.4%	53.8%	49.0%	43.6%	41.9%	40.9%	34.5%	30.2%	38.9%	31.6%	39.8%	43.1%
	Media	56.4%	64.2%	56.7%	48.8%	46.5%	44.0%	38.6%	45.1%	69.6%	52.1%	53.8%	59.0%	52.9%
	Húmeda	57.0%	64.9%	59.3%	52.7%	46.4%	44.1%	43.1%	65.1%	79.0%	71.8%	64.3%	62.4%	59.2%
	Promedio	55.8%	62.8%	56.6%	50.2%	45.5%	43.3%	40.9%	48.2%	59.6%	54.3%	49.9%	53.8%	51.7%
Térmico	Seca	38.2%	33.4%	38.5%	43.1%	47.6%	50.0%	50.1%	56.8%	61.6%	51.9%	58.9%	48.1%	48.2%
	Media	35.7%	28.6%	35.5%	43.3%	44.7%	47.9%	52.4%	46.2%	22.2%	38.7%	36.7%	28.8%	38.4%
	Húmeda	35.1%	27.9%	32.9%	39.4%	44.8%	47.8%	47.9%	26.2%	13.1%	19.0%	26.1%	25.4%	32.1%
	Promedio	36.3%	29.9%	35.6%	42.0%	45.7%	48.6%	50.1%	43.1%	32.3%	36.6%	40.6%	34.1%	39.6%
Eólico	Seca	5.2%	3.9%	4.4%	4.0%	4.0%	3.3%	4.0%	4.1%	4.2%	4.5%	3.7%	4.6%	4.2%
	Media	5.2%	3.9%	4.4%	4.0%	4.0%	3.3%	4.0%	4.1%	4.2%	4.5%	3.7%	4.7%	4.2%
	Húmeda	5.2%	3.9%	4.4%	4.0%	4.0%	3.3%	4.1%	4.1%	3.9%	4.6%	3.8%	4.7%	4.2%
	Promedio	5.2%	3.9%	4.4%	4.0%	4.0%	3.3%	4.0%	4.1%	4.1%	4.5%	3.8%	4.7%	4.2%
Solar	Seca	2.7%	3.3%	3.4%	3.8%	4.8%	4.7%	5.0%	4.5%	4.0%	4.6%	5.7%	7.4%	4.5%
	Media	2.7%	3.3%	3.4%	3.8%	4.8%	4.7%	4.9%	4.5%	4.1%	4.6%	5.8%	7.5%	4.5%
	Húmeda	2.7%	3.3%	3.4%	3.8%	4.8%	4.7%	5.0%	4.6%	4.0%	4.7%	5.8%	7.5%	4.5%
	Promedio	2.7%	3.3%	3.4%	3.8%	4.8%	4.7%	5.0%	4.6%	4.0%	4.6%	5.8%	7.5%	4.5%

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)	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
Hidrología Seca	4427.6	4286.9	4512.3	4566.5	4206.0	4591.7	4205.1	4448.9	4493.5	4616.3	4529.0	4290.7
Hidrología Media	4426.5	4272.5	4503.1	4568.7	4204.2	4584.7	4222.8	4449.6	4449.6	4606.6	4525.0	4269.6
Hidrología Húmeda	4427.3	4273.1	4492.3	4553.9	4203.1	4587.3	4197.2	4401.3	4472.3	4568.6	4492.5	4246.2

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	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
VENTAS (GWh)	4166.7	4055.3	4242.6	4317.3	3967.4	4309.5	3963.6	4152.6	4196.7	4337.0	4239.3	4016.6

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

Estas ventas previstas totalizan 49964.7 GWh, lo que representa un aumento del 1.0% en relación a las ventas efectuadas en el período octubre 2014-septiembre 2015, las cuales totalizaron 49487.4 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 septiembre, medidas en metros sobre el nivel del mar (msnm).

Hidrología Seca	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1322.5	1324.5	1323.9	1322.2	1321.2	1318.3	1316.8	1314.6	1313.3	1313.7	1314.1	1314.8
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	105.0	105.0	105.0	104.9	105.0	102.2	100.9	100.5	100.5	101.1	102.3	103.6
EMB. COLBÚN (397.0-436.0)	434.3	437.0	437.0	436.4	432.7	425.0	402.7	397.1	398.4	409.1	417.7	424.4
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1304.1	1314.4	1311.5	1283.0	1282.8	1282.8	1287.9	1282.8	1283.9	1287.7	1284.4	1290.3
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2160.1	2160.7	2161.1	2161.1	2161.8	2162.2	2162.6	2163.1	2163.0	2163.6	2163.8	2163.9
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	234.4	233.5	231.4	228.4	224.6	222.0	222.0	222.0	222.0	222.1	222.0	223.0
EMB. RALCO (692.0-725.0)	723.3	724.6	723.5	721.7	711.6	692.9	693.5	692.0	692.0	692.0	692.0	692.2

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

Hidrología Media	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1322.6	1324.9	1325.6	1324.3	1323.3	1320.9	1319.5	1319.7	1324.3	1326.2	1328.2	1330.1
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	104.9	105.0	104.0	104.4	104.1	102.3	100.6	101.1	100.5	102.5	104.1	105.0
EMB. COLBÚN (397.0-436.0)	436.1	436.6	433.6	431.9	431.9	425.0	397.1	397.1	408.0	422.1	435.8	436.7
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1304.4	1318.0	1305.9	1282.8	1282.8	1282.8	1284.2	1282.8	1282.8	1290.4	1296.1	1301.7
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2160.1	2160.9	2161.0	2161.1	2160.5	2160.9	2161.1	2161.5	2162.3	2162.7	2163.2	2163.7
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	234.7	235.7	233.9	231.1	228.2	224.8	223.6	223.5	224.1	228.7	234.2	238.9
EMB. RALCO (692.0-725.0)	717.3	712.0	713.6	719.4	713.2	703.3	693.3	695.7	714.9	717.3	723.2	723.4

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

Hidrología Húmeda	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1322.6	1325.5	1325.1	1323.4	1322.0	1319.5	1318.4	1321.8	1327.1	1328.3	1330.4	1331.6
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	104.0	105.0	105.0	104.2	104.2	102.4	105.0	105.0	105.0	101.3	105.0	105.0
EMB. COLBÚN (397.0-436.0)	434.8	436.7	436.8	432.3	431.9	425.0	407.2	421.4	437.0	437.0	437.0	436.5
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1295.4	1304.8	1304.6	1299.0	1286.8	1282.8	1289.2	1286.3	1299.9	1299.1	1307.7	1312.8
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2160.1	2161.2	2161.4	2162.0	2162.7	2163.0	2163.7	2164.6	2165.6	2166.1	2166.7	2167.0
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	234.3	233.5	231.5	227.9	223.8	222.2	222.8	224.6	225.6	225.5	228.6	231.8
EMB. RALCO (692.0-725.0)	721.8	724.7	725.0	724.4	716.3	704.2	706.6	707.3	725.0	716.2	725.0	718.6

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)	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
En hora de Demanda Alta	6314.7	6364.7	6494.7	6764.5	6438.5	6536.2	6180.2	6229.4	6539.1	6549.3	6336.9	6350.2
En hora de Demanda Media	5481.7	5586.8	5722.4	6036.0	5759.5	5686.5	5563.5	5477.7	5717.3	5709.7	5566.3	5654.8
En hora de Demanda Baja	4748.8	4789.7	4874.9	5037.1	4924.8	4932.5	4818.3	4752.9	4827.9	4851.4	4784.0	4787.5

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	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16
Demanda Alta	327	306	282	220	270	334	258	343	345	335	363	247
Demanda Media	202	182	223	214	168	170	211	193	185	195	181	241
Demanda Baja	215	232	239	310	258	240	251	208	190	214	200	232

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.

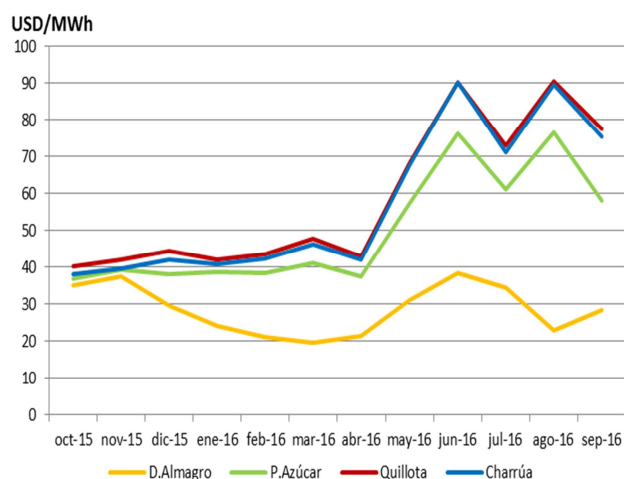


Fig.21.- CMG Esperados en Hidrología Seca

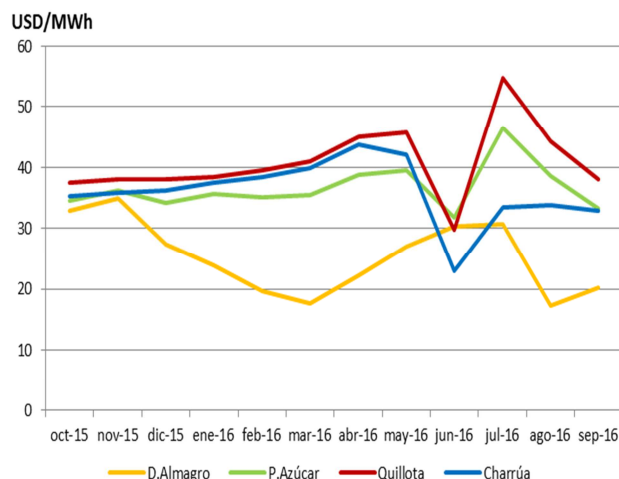


Fig.22.- CMG Esperados en Hidrología Media

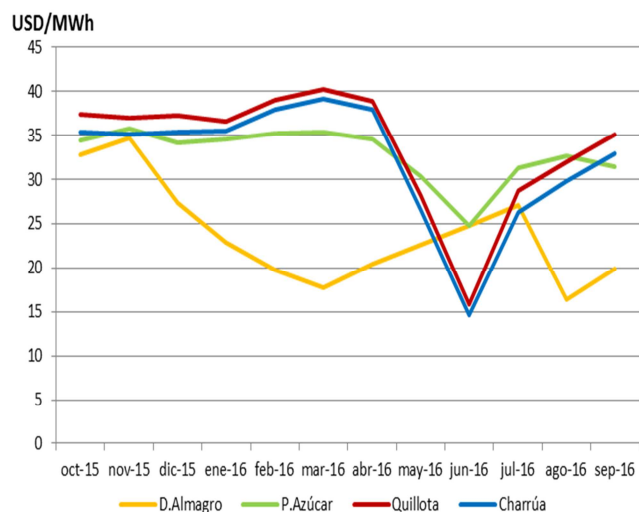


Fig.23.- CMG Esperados en Hidrología Húmeda

	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
oct-15	35.2	37.0	40.4	38.2	32.8	34.5	37.5	35.4	32.8	34.4	37.4	35.3
nov-15	37.4	39.2	41.9	39.6	35.0	36.1	38.0	35.8	34.7	35.8	37.0	35.0
dic-15	29.7	38.2	44.4	42.1	27.3	34.2	38.1	36.3	27.4	34.1	37.2	35.4
ene-16	24.3	38.8	42.0	40.9	23.8	35.7	38.4	37.4	22.9	34.5	36.5	35.5
feb-16	21.1	38.4	43.7	42.3	19.7	35.1	39.5	38.4	19.7	35.1	39.0	37.9
mar-16	19.8	41.1	47.8	46.5	17.6	35.5	41.0	39.9	17.7	35.3	40.2	39.2
abr-16	21.6	37.4	43.1	42.1	22.3	38.8	45.1	43.8	20.5	34.4	38.9	37.9
may-16	31.3	57.4	68.5	67.7	27.0	39.4	45.7	42.1	22.6	30.3	28.2	26.6
jun-16	38.5	76.1	90.2	90.3	30.4	31.7	29.7	23.0	24.7	24.8	15.9	14.7
jul-16	34.6	61.1	72.9	71.1	30.7	46.5	54.7	33.4	27.0	31.2	28.7	26.2
ago-16	22.9	76.5	90.4	89.7	17.3	38.6	44.3	33.7	16.3	32.6	31.9	29.8
sep-16	28.4	58.2	77.5	75.4	20.2	33.2	38.0	32.9	19.9	31.4	35.0	32.9

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 2015 a 2017, y que se encuentran declaradas en construcción con fecha de entrada en operación informada, se desglosa según la figura 24:

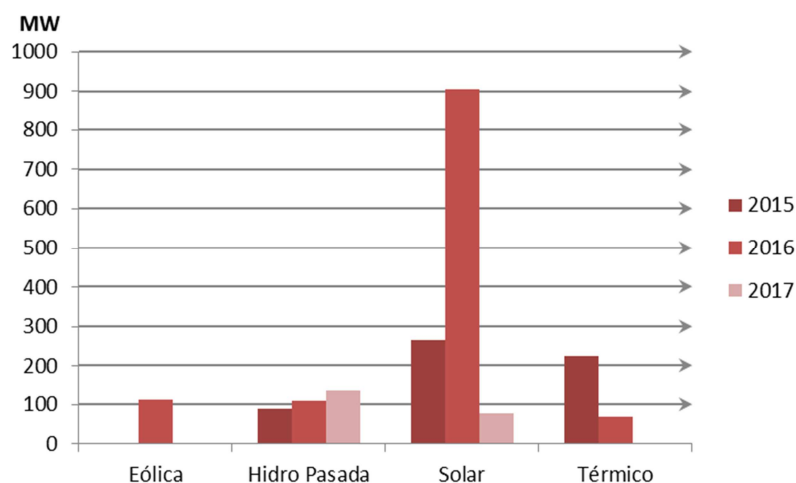


Fig.24.- Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

notas

- 1) Los proyectos que a esta fecha se encuentran en etapa de pruebas de puesta en servicio, se asumen entregados al despacho del CDEC durante el presente año 2015.
- 2) No se ha considerado la conexión al SIC en 2017 de la central CTM3 (250 MW), actualmente operativa en el SING.

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

Tipo de Central	Proyectos 2015 MW	Proyectos 2016 MW	Proyectos 2017 MW
Eólica	1.5	112	0
Hidro-pasada	89.34	109.8	136
Solar	267.4	905.73	78
Térmica	226	70	0

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

De acuerdo a estos antecedentes, en 2015 podría disponerse de una capacidad adicional ascendente a 581.5 MW. En 2016 podría disponerse de 1197.5 MW instalados adicionales, mientras que en 2017 podría disponerse de 214 MW de capacidad adicionales. 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.

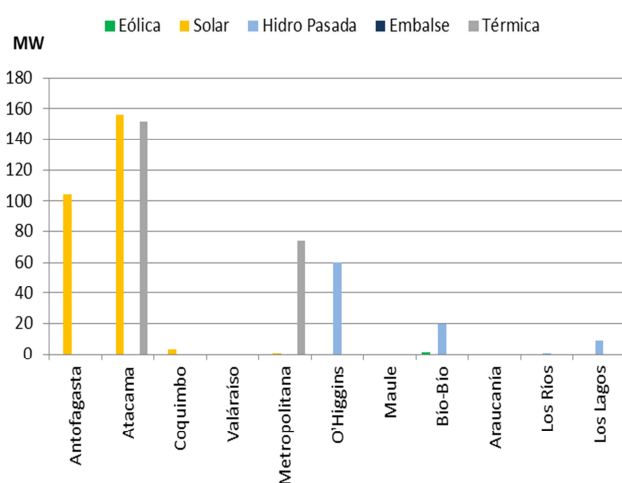


Fig.25.- Desagregado de proyectos por región 2015

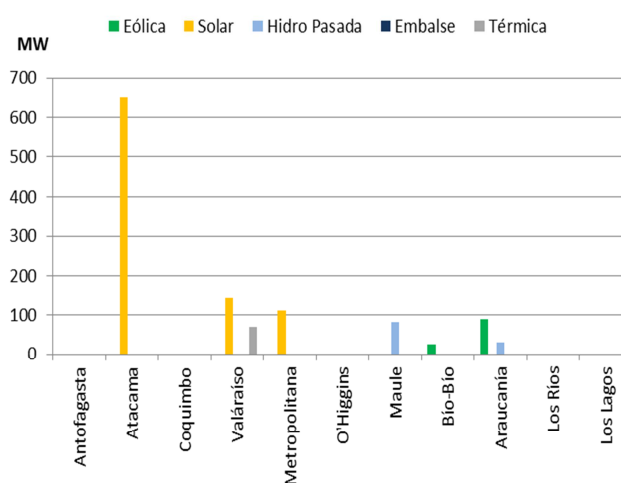


Fig.26.- Desagregado de proyectos por región 2016

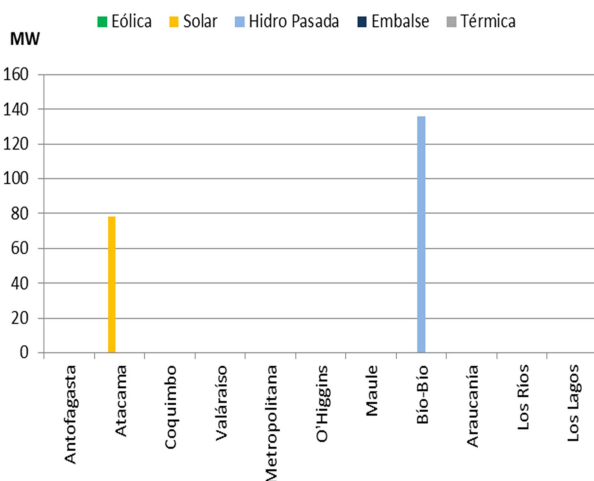


Fig.27.- Desagregado de proyectos por región 2017

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

Nombre	Año de entrada	Capacidad (MW)	Tipo	Región
Mini-Hidro de paso Panguipulli	2015	0.34	Hidro Pasada	Los Ríos
PMG El Pilar - Los Amarillos (Ex Llanta)	2015	2.2	Solar	Atacama
Proyecto Solar Conejo (Fase 1)	2015	104.5	Solar	Antofagasta
Parque Fotovoltaico Luz del Norte	2015	110	Solar	Atacama
Central Solar Chaka	2015	40	Solar	Atacama
Lagunilla	2015	3	Solar	Coquimbo
Itata	2015	20	Hidro Pasada	Bío-Bío
Planta de Cogeneración	2015	50	Térmico	Metropolitana
El Paso	2015	60.0	Hidro Pasada	O'Higgins
Guacolda U-5	2015	152.0	Térmico	Atacama
Loma Los Colorados	2015	1.0	Solar	Metropolitana
Pulelfu U1	2015	4.5	Hidro Pasada	Los Lagos
Pulelfu U2	2015	4.5	Hidro Pasada	Los Lagos
Diego de Almagro	2015	4.0	Solar	Atacama
Alto Renaico	2015	1.5	Eólica	Bío-Bío
CMPC cordillera	2015	24.0	Térmico	Metropolitana
Pampa Solar Norte	2016	90.6	Solar	Atacama
Parque Fotovoltaico Luz del Norte	2016	31	Solar	Atacama
Valleland	2016	67.13	Solar	Atacama
Vallesolar	2016	70	Solar	Atacama
Minicentral La Montaña 1	2016	3	Hidro Pasada	Maule
Parque Eólico Renaico	2016	88	Eólica	Araucanía
Quilapilún	2016	110	Solar	Metropolitana
Central de Respaldo Doña Carmen	2016	70	Térmico	Valparaíso
PFV Olmué	2016	144	Solar	Valparaíso
Parque Eólico Los Buenos Aires	2016	24	Eólica	Bío-Bío
Carrera Pinto Etapa I	2016	97	Solar	Atacama
Hidroeléctrica Embalse Ancoa	2016	28	Hidro Pasada	Maule
Hidroeléctrica Río Colorado	2016	15	Hidro Pasada	Maule
El Pelicano	2016	100	Solar	Atacama
El Romero	2016	196	Solar	Atacama
La Mina	2016	34.8	Hidro Pasada	Maule
Carilafquén	2016	19.8	Hidro Pasada	Araucanía
Malalcahuello	2016	9.2	Hidro Pasada	Araucanía
Guanaco Solar	2017	50	Solar	Atacama
Malgarida I	2017	28	Solar	Atacama
Ñuble	2017	136	Hidro Pasada	Bío-Bío

Tabla 24.- Proyectos de generación en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2017

Nombre	Año de entrada	Nivel de tensión kV	Segmento	Punto de conexión
Nueva línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV, tendido del primer circuito	2015	220	STT	S/E Cardones y S/E Diego de Almagro
Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	2015	220	STT	S/E Diego de Almagro 220 kV
Proyecto de mejoramiento del Sistema de Transmisión Cordillera para Alto Maipo SpA	2015	110	STA	S/E Alfalfal - S/E Maitenes 110 kV
Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito	2015	500	STT	Ancoa 500 kV, Alto Jahuel 500 kV
S/E Maule	2015	66	STx	S/E Maule
Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptores paño acoplador 52JR1, 52JR2 y 52JR3	2015	500 y 220	STT	S/E Charrúa
Subestación Nahuelbuta 66/13,2 kV, 16 MVA	2015	66/13,2	STx	Angol - Los Ángeles 66 kV
Aumento de Capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	2016	220	STT	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV
Subestación Punta Sierra	2016	220	-	Los Vilos - Pan de Azúcar 2x220 kV
Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor Paño Acoplador 52JR.	2016	500 y 220	STT	S/E Polpaico 500-220 kV
Línea Punta Cortés - Tuniche	2016	220	-	S/E Punta Cortés
Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: segundo circuito	2016	500	STT	Ancoa - Alto Jahuel 500kV
Ampliación S/E Ancoa 500 kV	2016	500	STT	S/E Ancoa 500 kV
Segundo Transformador S/E Ancoa	2016	500/220	STT	S/E Ancoa
Línea S/E Río Pitrufrquen - S/E Melipeuco	2016	110	STA	S/E Río Pitrufrquén 110 kV
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	2017	220	STT	SS.EE. Cardones, Diego de Almagro y Carrera Pinto
Ampliación S/E Cardones 220 kV	2017	220 kV	STT	S/E Cardones
Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	2017	500	STT	Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	2017	220	STT	S/E Carrera Pinto
Seccionamiento del Circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	2017	220	STT	S/E Carrera Pinto
Sistema de Transmisión Mejillones - Cardones	2017	500	STA	S/E Nueva Cardones
Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kv	2017	500	STT	Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV
Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, S/E Alto Jahuel	2017	500/220	STT	S/E Alto Jahuel
Ampliación S/E San Andrés 220 kV	2017	220	STT	S/E San Andrés 220 kV
Nueva Seccionadora Puente Negro 220 kV	2017	220	STT	2x220 kV Colbún - Candelaria
S/E Itahue, nuevo Transformador 220-154/66/13,8 kV 100 MVA	2017	220-154/66	STx	S/E Itahue
Ampliación S/E Ciruelos	2017	220	STT	S/E Ciruelos
Ampliación S/E Temuco 220 kV	2017	220	STT	S/E Temuco
Seccionamiento completo Subestación Rahue	2017	220	STT	Línea Valdivia - Puerto Montt 220 kV y S.E. Rahue

Tabla 25.- Proyectos de transmisión en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2017

CAPÍTULO II

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

II.1 Control de Frecuencia

El Artículo 5-66 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	Abr15	May15	Jun15	Jul15	Ago15	Sep15
$FECF \geq 0.45$	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	0.64	0.79	0.73	0.87	0.81	0.97

Tabla 26.- FECF mensual en el SIC

La tabla 27 muestra la variación del índice Δf_{max} 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 puede realizar la unidad piloto).

Mes	Abr15	May15	Jun15	Jul15	Ago15	Sep15
$\Delta f_{max} < 0.5 \text{ Hz}$	83.1%	82.4%	49.7%	42.5%	71.6%	0.0%
[0.5 – 1.0)	16.9%	17.6%	50.3%	57.5%	28.4%	1.3%
[1.0 – 1.5)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	5.0%
[1.5 – 2.0)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	81.8%
$\Delta f_{max} > 2.0 \text{ Hz}$	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.9%

Tabla 27.- Δf_{max} mensual en el SIC

A contar del mes de septiembre, y con la aprobación por parte de la CNE del Anexo Técnico “Desempeño del Control de Frecuencia”, mediante Resolución Exenta N°494, la metodología de cálculo del índice se modificó, dando lugar a la distribución mostrada para el mes de septiembre.

De acuerdo al artículo 5-29 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 que el valor promedio de la frecuencia fundamental 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 S/E 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 septiembre, 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 99.94%, cumpliendo el criterio de estar por sobre el 97% 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 Septiembre, se tiene que el peor comportamiento registrado en ese rango alcanzó el 0.04%, valor mucho menor al 1.5% aceptado por la NTSyCS, cumpliéndose, en consecuencia, con el criterio exigido.

	RANGO DE PERTENENCIA			Aporte generación hidráulica
	(49.8 - 50.2) > 99%	[50.2 - 50.7) < 0.5%	(49.3 - 49.8] < 0.5%	Si <u>aporte</u> > 60%
Mes	(49.8 - 50.2) > 97%	[50.2 - 50.7) < 1.5%	(49.3 - 49.8] < 1.5%	Si <u>aporte</u> < 60%
Abril	99.86%	0.06%	0.08%	31.3%
Mayo	99.91%	0.03%	0.07%	28.4%
Junio	99.91%	0.07%	0.04%	39.9%
Julio	99.87%	0.06%	0.07%	39.4%
Agosto	99.90%	0.04%	0.07%	55.2%
Septiembre	99.94%	0.04%	0.02%	59.9%

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

II.2 Control de Tensión

El artículo 5-23 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. 5-63, 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 5-23 antes señalado, durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro. Para los casos analizados a continuación, ese tiempo de control se ha establecido en 1 mes.

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:

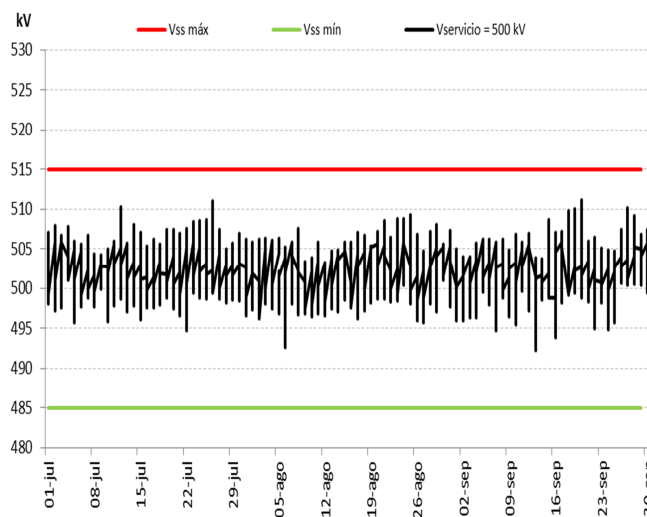


Fig.28.- Voltaje en barras con tensión de servicio 500 kV

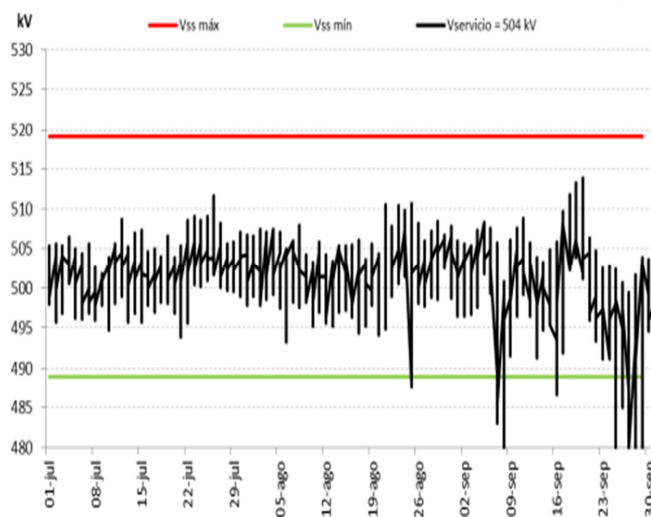


Fig.29.- Voltaje en barras con tensión de servicio 504 kV

* Transelec se encuentra verificando la calidad del dato.

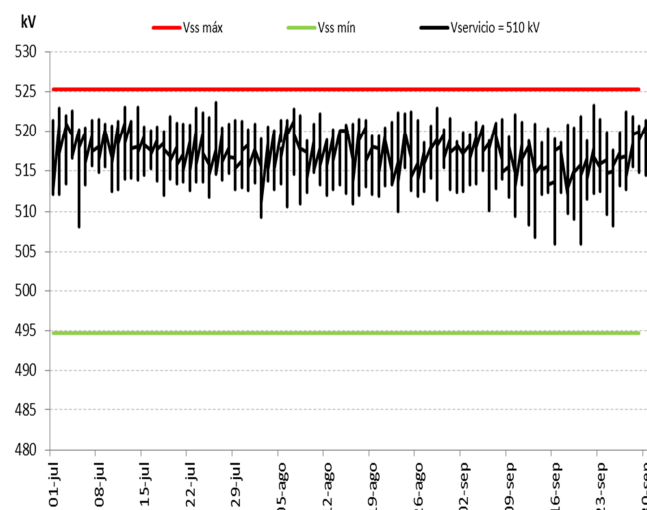


Fig.30.- Voltaje en barras con tensión de servicio 510 kV

Barra de 500 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Julio 15	Agosto 15	Septiembre 15
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

* Transelec se encuentra verificando la calidad del dato.

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:

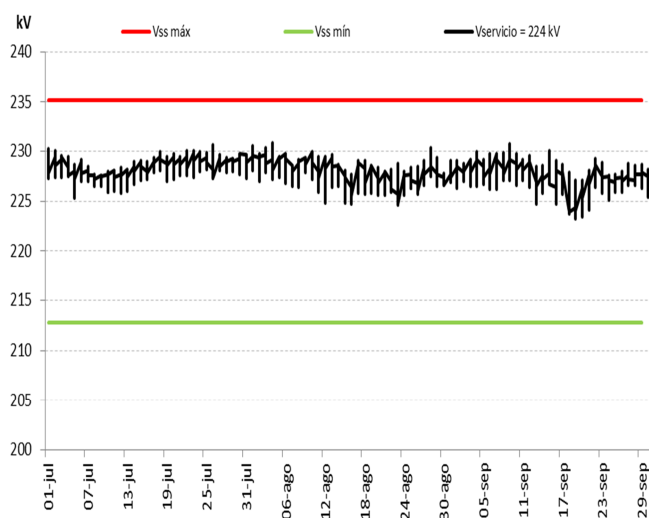


Fig.31.- Voltaje en barras con tensión de servicio 224 kV

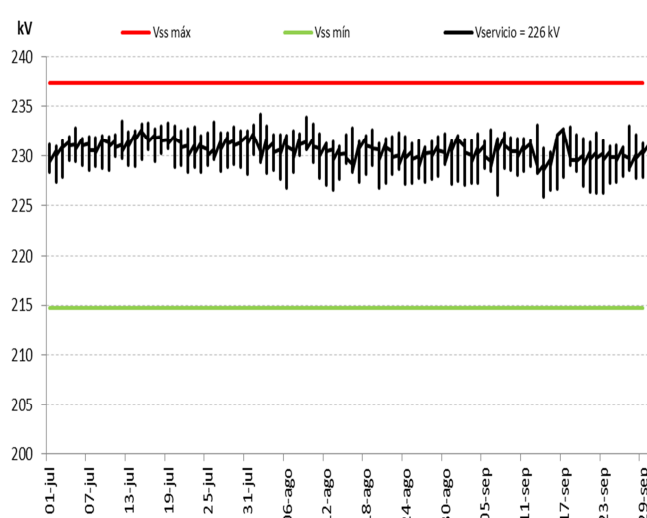


Fig.32.- Voltaje en barras con tensión de servicio 226 kV

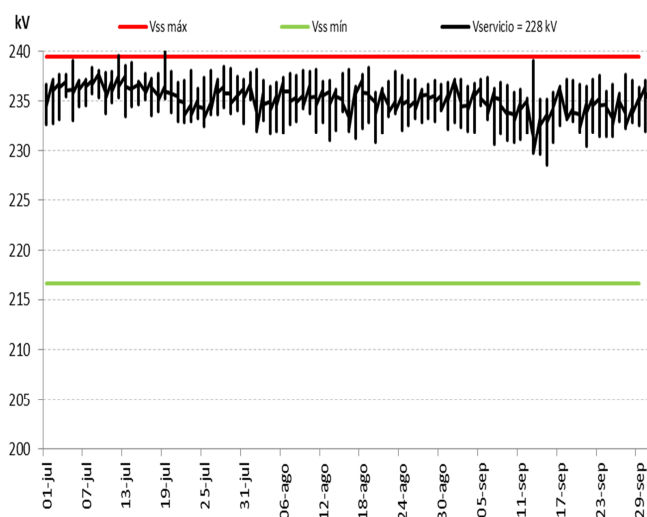


Fig.33.- Voltaje en barras con tensión de servicio 228 kV

Barra de 220 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Julio 15	Agosto 15	Septiembre 15
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	99.6%	100.0%	100.0%
P. Azúcar	100.0%	99.5%	99.7%
Quillota	100.0%	100.0%	100.0%
Charrúa	100.0%	100.0%	100.0%
Valdivia	91.8%	96.1%	97.6%
P. Montt	99.9%	99.1%	100.0%
Temuco	100.0%	100.0%	100.0%
Cautín	98.5%	100.0%	99.1%
Ciruelos	90.5%	98.1%	98.3%

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 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		
	Julio 15	Agosto 15	Septiembre 15
Valdivia	238.9 kV	238.5 kV	238.4 kV
Cautín	239.6 kV	239.4 kV	239.4 kV
Ciruelos	240.9 kV	239.8 kV	240.1 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:

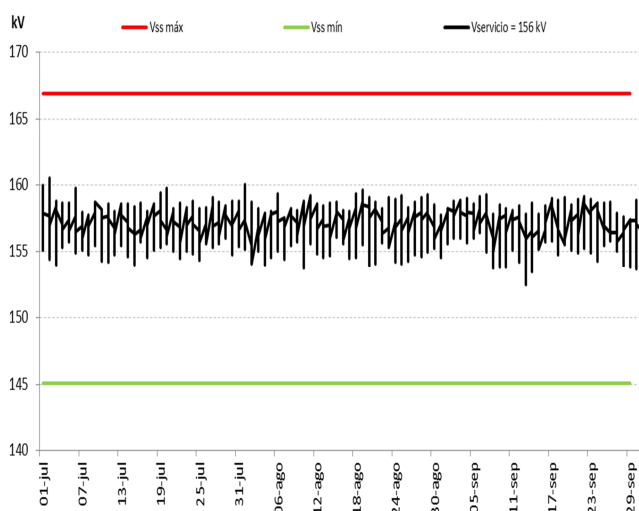


Fig.34.- Voltaje en barras con tensión de servicio 156 kV

Barra de 154 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Julio 15	Agosto 15	Septiembre 15
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:

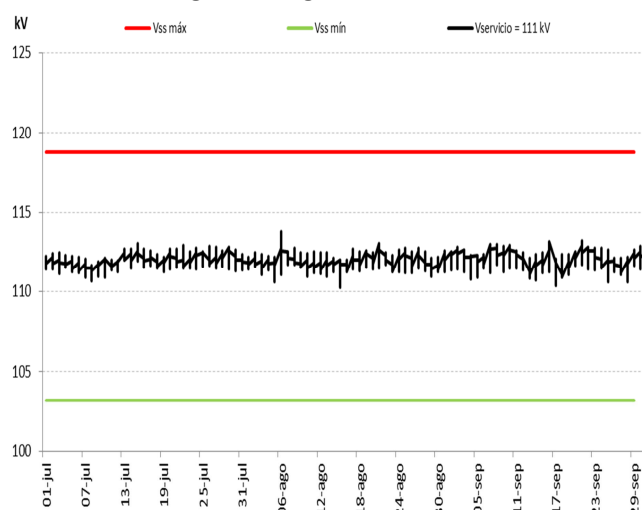


Fig.35.- Voltaje en barras con tensión de servicio 111 kV

Barra de 110 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Julio 15	Agosto 15	Septiembre 15
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%	99.7%	99.3%

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 julio-septiembre del presente año. Se aprecia una predominancia de líneas afectadas ubicadas al sur de la S/E Charrúa.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fecha de Apertura
LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt cto 1	Jueves 9/Jul15
	Lunes 13/Jul15
	Sábado 25/Jul15
	Domingo 26/Jul15
	Martes 28/Jul15
	Martes 4/Ago15
	Viernes 7/Ago15
	Lunes 10/Ago15
	Sábado 15/Ago15
	Lunes 24/Ago15
	Sábado 29 a lunes 31/Ago15
	Miércoles 2/Sep15
	Domingo 6/Sep15
	Miércoles 9/Sep15
	Sábado 12 a Lunes 14/Sep15
	Domingo 27/Sep15
LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt cto 2	Domingo 5/Jul15
	Domingo 12/Jul15
	Domingo 19/Jul15
	Sábado 1/Ago15
	Jueves 6/Ago15
	Sábado 8 a domingo 9/Ago15
	Martes 11/Ago15
	Domingo 23/Ago15

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fecha de Apertura
	Sábado 29/Ago15
	Martes 1/Sep15
	Viernes 4/Sep15
	Martes 8/Sep15
	Jueves 17 a Lunes 21/Sep15
LT 220 kV Charrúa – Mulchén cto 1	Domingo 12/Jul15
	Domingo 19/Jul15
	Domingo 26/Jul15
	Domingo 9/Ago15
	Sábado 15/Ago15
	Domingo 6/Sep15
	Miércoles 16/Sep15
	Sábado 19/Sep15
LT 220 kV Charrúa – Mulchén cto 2	Domingo 5/Jul15
	Lunes 13/Jul15
	Sábado 25/Jul15
	Domingo 2/Ago15
	Sábado 15/Ago15
	Domingo 16/Ago15
	Miércoles 19/Ago15
	Domingo 23/Ago15
	Domingo 13 a lunes 14/Sep15
	Viernes 18/Sep15
	Domingo 20/Sep15
LT 220 kV Mulchén – Cautín cto 1	Domingo 12/Jul15
	Domingo 19/Jul15
	Domingo 26/Jul15
	Domingo 9/Ago15
	Domingo 6/Sep15
	Miércoles 16/Sep15
	Sábado 19/Sep15
LT 220 kV Mulchén – Cautín cto 2	Domingo 5/Jul15
	Lunes 13/Jul15
	Sábado 25/Jul15
	Domingo 2/Ago15
	Domingo 16/Ago15
	Domingo 23/Ago15
	Domingo 13 a Lunes 14/Sep15
	Viernes 18/Sep15
	Domingo 20/Sep15
LT 220 kV Maitencillo - Caserones cto 1	Domingo 19/Jul15
	Miércoles 16 a Viernes 18/Sep15
LT 220 kV Ralco - Charrúa cto1	Sábado 4/Jul15
	Domingo 12/Jul15

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fecha de Apertura
	Lunes 13/Jul15
	Domingo 19/Jul15
	Domingo 16/Ago15
	Domingo 13/Sep15
	Martes 22/Sep15
	Viernes 25/Sep15
LT de 220 kV Santa María - Charrúa cto1	Domingo 19/Jul15

Tabla 38.- Apertura de líneas por regulación de tensión para el trimestre julio-septiembre 2015

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.

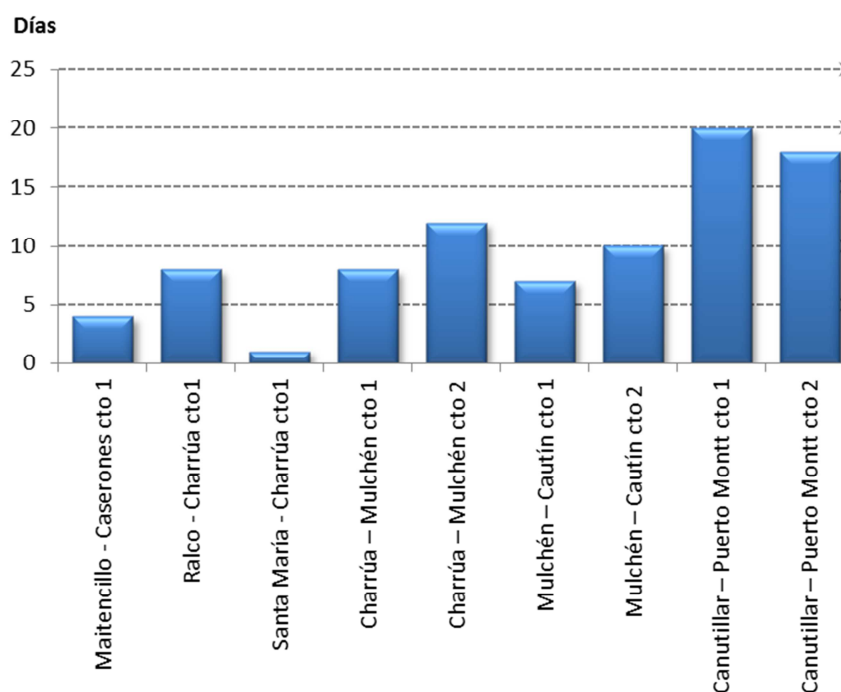


Fig.36.- Apertura de líneas por regulación de tensión

II.3 Factor de Potencia

El Artículo 5-21 de la Norma Técnica 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:

- 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].

Por otro lado, el artículo 5-22 de la NTSyCS establece que las instalaciones de Clientes Regulados deberán tener un Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, en cada una de las Instalaciones de Conexión de Clientes, 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 Artículo 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 julio-septiembre, 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 segmentación realizada para mostrar los resultados se refiere a comportamiento del tipo:

- Capacitivo: sobre el 60% de las medidas informadas presentan ese comportamiento (c).
- Inductivo: sobre el 60% de las medidas informadas presentan comportamiento (i).
- Ambos: comportamiento del tipo capacitivo e inductivo, sin predominancia.

La información presentada considera que el 88% de los puntos de retiro de distribuidoras (242 puntos) entregaron información, mientras que en el caso de clientes libres, lo hizo el 12% de los puntos registrados (esto es equivale a 33 puntos).

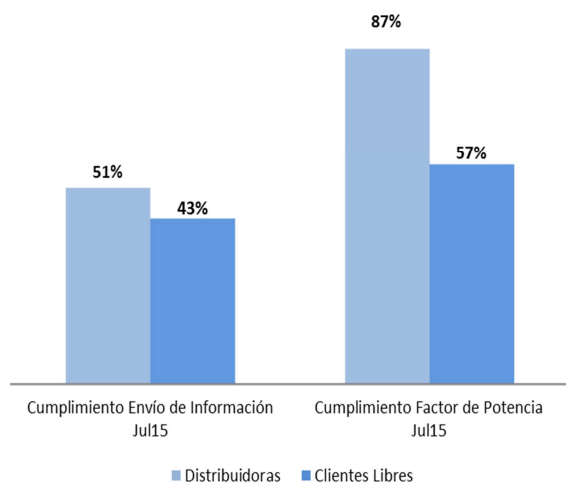


Fig.37.- Cumplimiento envío información FP-Jul15

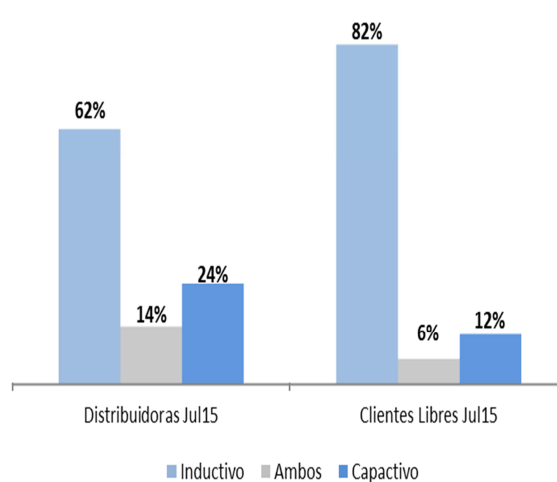


Fig.38.- Comportamiento de factor de potencia Jul15

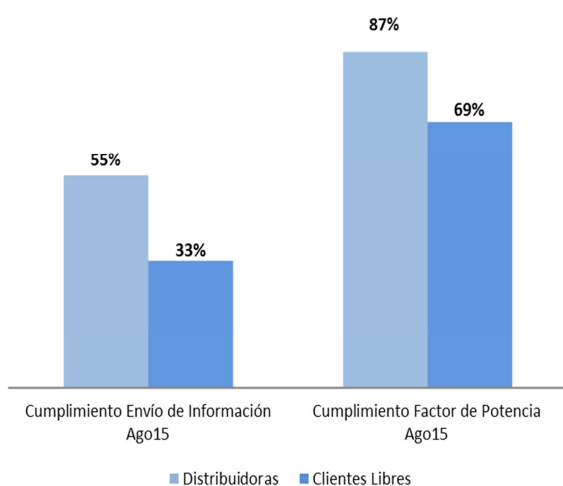


Fig.39.- Cumplimiento envío información FP-Ago15

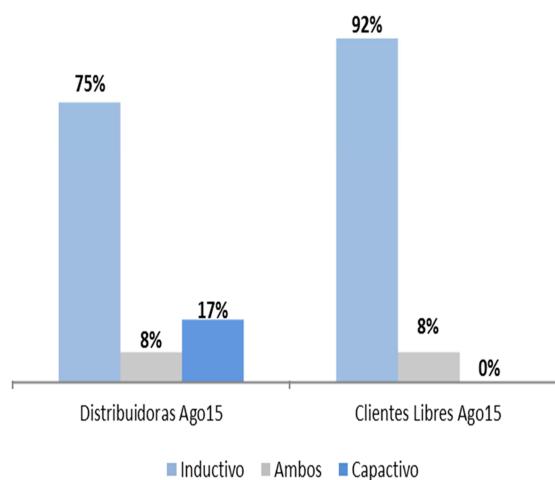


Fig.40.- Comportamiento de factor de potencia Ago15

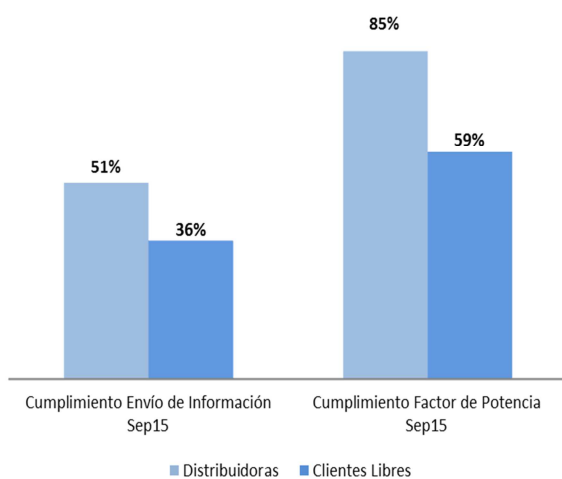


Fig.41.- Cumplimiento envío información FP-Sep15

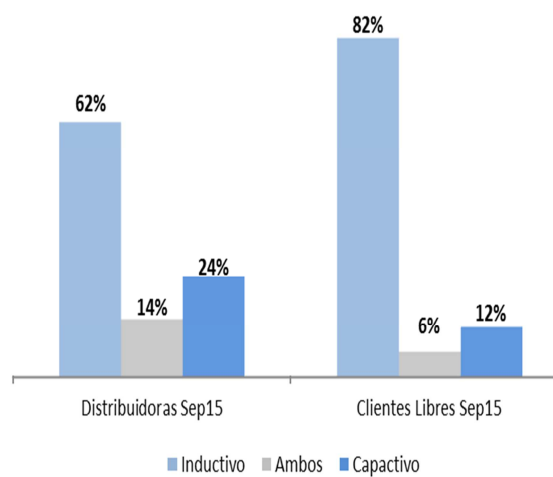


Fig.42.- Comportamiento de factor de potencia Sep15

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:

- Diciembre13-noviembre14
- Marzo14-febrero15
- Junio14-mayo15.
- Septiembre14-agosto15

En base a los antecedentes mostrados, se puede concluir que el TRS promedio ha permanecido estable con tiempos de restablecimiento del orden de 1.6 horas.

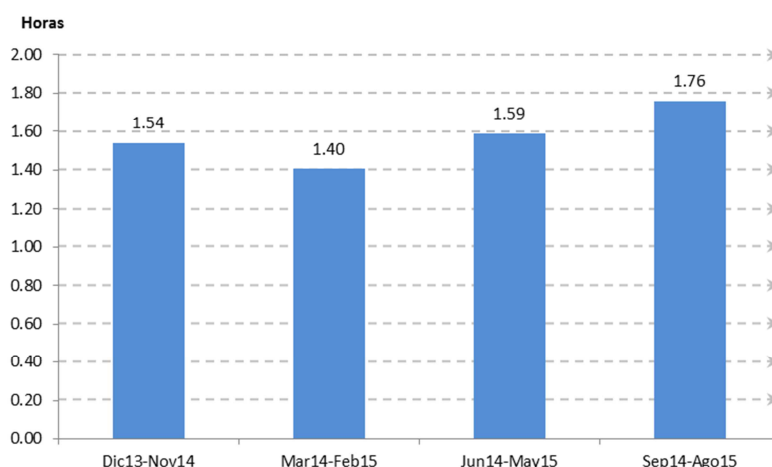


Fig.-43.- TRS promedio para fallas con pérdida de suministro igual o mayor a 4.0 MW

Por otro lado, la siguiente tabla muestra las 10 fallas con mayor TRS para el período correspondiente a junio-agosto de 2015.

Fecha de Interrupción Suministro	Interrupción	Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs)	Pérdida Total Estimada (MW)
20-06-2015 20:50:00	S/E SEM 3 (Codelco Andina): Corte del cable de alimentación 33 kV de pala eléctrica mina rajo, lo cual origina falla de tipo residual y desconexión del transformador 33/7.2 kV de S/E SEM 3 por operación de protecciones en el paño E1 de dicha S/E.	37.17	4.0
12-07-2015 5:20:00	S/E Recoleta: Desconexión forzada del transformador N°1 110/12 kV debido a falla en MT, específicamente en el alimentador Ciudad Empresarial.	18.25	7.0
07-08-2015 15:05:00	LT 154 kV Rancagua - Minera Valle Central – Sauzal, desconexión forzada producto de una falla en el transformador N°3 154/23 kV de S/E Minera Valle Central.	14.01	21.3

Fecha de Interrupción Suministro	Interrupción	Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs)	Pérdida Total Estimada (MW)
28-08-2015 02:19:00	LT 66 kV Parral – Cauquenes: desconexión debido a caída de árbol ubicado fuera de la franja de servidumbre, entre las estructuras N°156 y N°157, debido al ablandamiento del suelo producto de las lluvias ocurridas en días anteriores.	6.44	5.4
19-08-2015 17:47:00	LT 66 kV Pan de Azúcar – Marquesa: Apertura debido a la caída de un árbol sobre la línea entre las estructuras N°27 y N°28.	5.58	9.7
12-07-2015 06:43:00	LT 66 kV San Jerónimo – Las Balandras y Laguna Verde – Tap Algarrobo N°1, producto de la apertura del interruptor 52B1 de S/E Laguna Verde debido a un conductor cortado entre las estructuras N°15 y N°16 de la línea 66 kV San Jerónimo – Las Balandras por tormenta eléctrica.	5.56	12.0
17-07-2015 06:34:00	LT 110 kV Travesía – Punta Padrones, apertura por operación de protecciones ante descarga eléctrica en aislador de suspensión de la línea.	5.37	13.0
08-08-2015 20:25:00	LT 66 kV Itahue – Talca, desconexión forzada por operación de protecciones ante falla atribuida a caída de árbol sobre la línea, provocada por temporal que afecta la zona.	4.48	21.2
30-06-2015 15:04:00	LT 66 kV Los Ángeles - Collipulli, apertura por operación de protecciones producto de corte de conductor de la fase C en el arranque de 66 kV Tap Renaico - Renaico (FFCC).	4.45	20.7
08-08-2015 08:12:00	LT 110 kV Agua Santa - Laguna Verde N°1, apertura de los interruptores 52H10 de S/E Agua Santa y 52HL1 de S/E Laguna Verde debido a una falla provocada por corte de conductor entre las estructuras N°8 y N°9 de la misma línea, producto de una tormenta eléctrica en la zona.	4.43	41.1

Tabla 39.- Mayores TRS registrados en el período junio-agosto 2015

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 julio-septiembre 2015, junto con una comparación respecto de igual período de 2014. Se muestra, además, el número de esos estudios realizados durante cada mes de este trimestre.

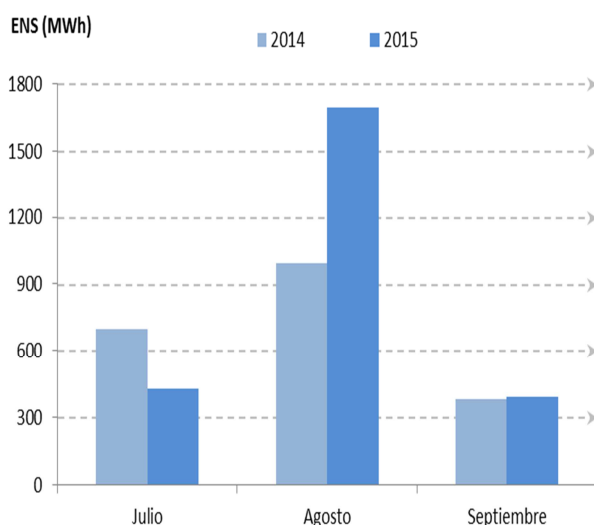


Fig.44.- Energía No Suministrada período julio-septiembre

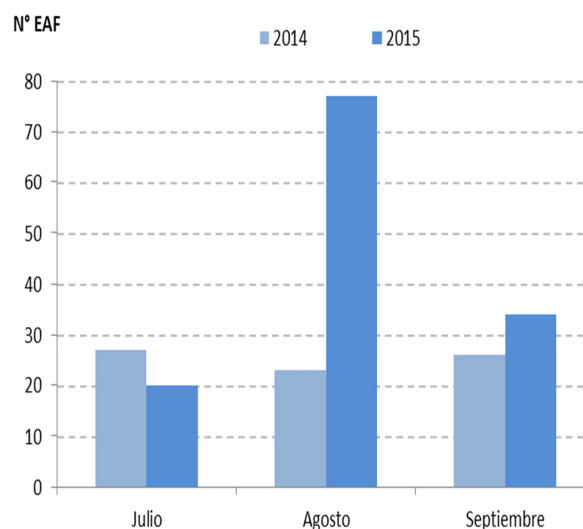


Fig.45.- Estudios de Análisis de Falla realizados (EAF)

Se puede apreciar la gran cantidad de Informes del tipo EAF elaborados y emitidos por la DO durante el mes de agosto (78 estudios), con motivo de las múltiples perturbaciones ocurridas en el sistema por frentes de mal tiempo que se registraron en la zona centro y centro sur del país.

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 periodos:

- Diciembre 2013-noviembre 2014
- Marzo 2014-febrero 2015
- Junio 2014-mayo 2015
- Septiembre 2014-agosto 2015

Período	ENS por Fallas (GWh)	% Respecto Demanda Bruta Acumulada
Dic13-Nov14	7.36	0.01%
Mar14-Feb15	7.59	0.01%
Jun14-May15	11.78	0.02%
Sep14-Ago15	11.92	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 julio-septiembre representó, en promedio, del orden del 0,02% 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 trimestre julio-septiembre, en base al fenómeno físico que originó la falla analizada (según codificación SEC para EAF):

Origen de la falla	Julio	Agosto	Septiembre
Caída de árbol sobre línea o instalación.	1	4	6
Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	-	38	6
Otros	2	4	5
Violación de distancia eléctrica.	-	-	3
Objeto llevado por el viento hacia los conductores	2	4	2
Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	2	3	2
Contacto de ramas con conductores.	-	-	1
Falla originada en terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	-	-	1
Daño cable de poder.	1	1	1

Origen de la falla	Julio	Agosto	Septiembre
Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	2	2	1
Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	-	-	1
Error en conexionado	-	-	1
Crecimiento de la demanda no evaluado.	-	-	1
Activación sobre presión en transformador	1	-	1
Vida útil de equipo o número de operaciones.	-	-	1
Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	-	2	1
Origen no determinado (trip de interruptor)	1	4	1
Error de personal u operador	2	3	-
Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	2	7	-
Conector suelto o sucio	-	1	-
Fuga o degradamiento eléctrico (ej. SF6, aceite, etc)	-	1	-
Ruptura de capacidad dieléctrica	1	2	-
Maquinaria de trabajo pesado	1	1	-
Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	1	1	-
Suciedad en aisladores o terminales	1	-	-
Total Mes	20	78	35

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

II.6 Índices FMIK y TTIK

El artículo 5-60 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 5-61 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:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kW_{tot\ i}} \quad TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i \cdot Tfs_i}{kW_{tot\ i}}$$

en donde,

- n : Número de interrupciones en el período,
- kW_{fsi} : 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”,
- kW_{toti} : Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- T_{fsi} : 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 abril a septiembre de 2015, 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.

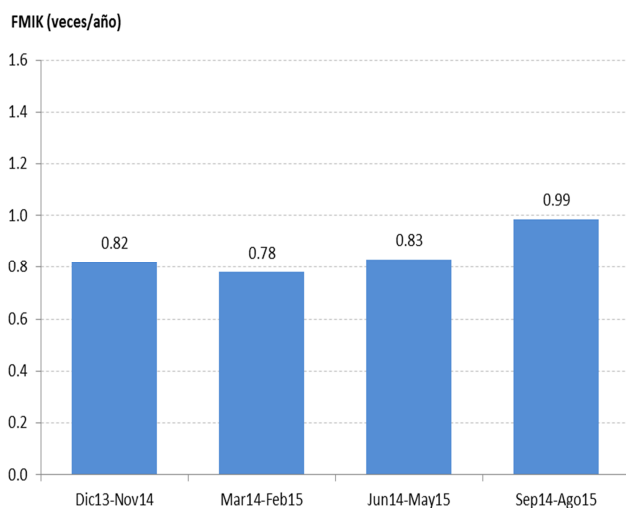


Fig.46.- FMIK acumulado

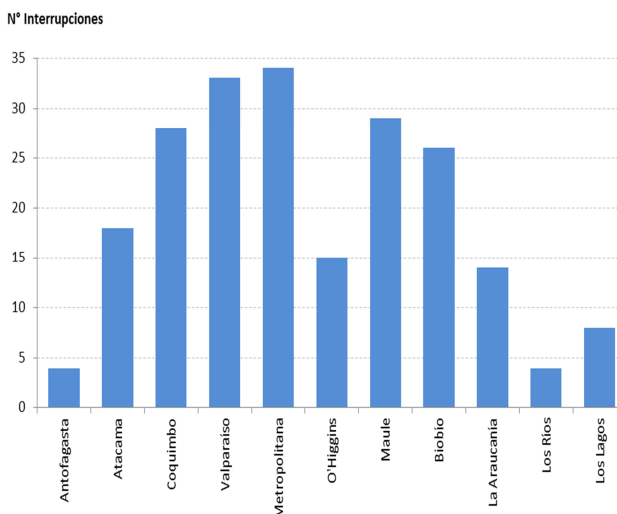


Fig.47.- Interrupciones por región abril-septiembre 2015

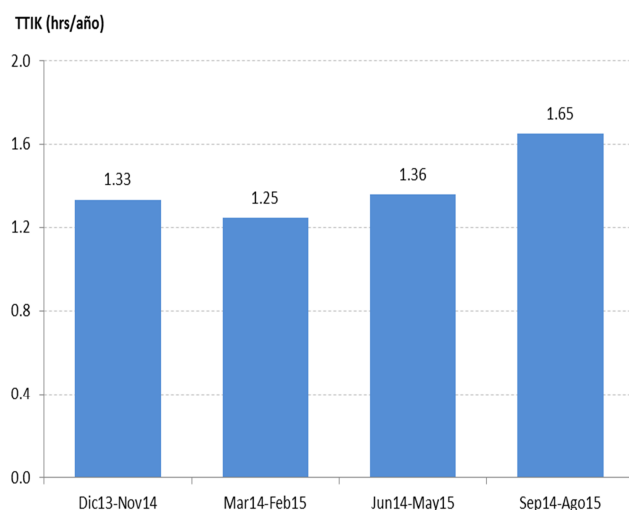


Fig.48.- TTIK acumulado promedio

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 5-57 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 5-58 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	300	10	4
Parque Eólicos	20	10	4
Parques Fotovoltaicos	20	10	4

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

Donde:

HPRG: 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 HPRG, HFORg y FFORg para las ventanas móviles de 5 años a agosto 2015, mayo 2015, a febrero 2015 y a noviembre 2014. 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	HPRG			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	65%	35%	0%	38%	62%	0%	88%	12%	0%
Febrero 15	65%	35%	0%	37%	63%	0%	88%	12%	0%
Mayo 15	69%	31%	0%	41%	59%	0%	97%	3%	0%
Agosto 15	71%	29%	0%	41%	59%	0%	85%	15%	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.

	HPRG			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Hidro Pasada									
Noviembre 14	60%	40%	0%	55%	45%	0%	85%	15%	0%
Febrero 15	60%	40%	0%	56%	44%	0%	84%	16%	0%
Mayo 15	64%	36%	0%	57%	43%	0%	83%	17%	0%
Agosto 15	54%	46%	0%	57%	43%	0%	83%	17%	0%
Hidro Embalse									
Noviembre 14	85%	15%	0%	88%	12%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	89%	11%	0%	89%	11%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	85%	15%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	78%	22%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%

Térmico	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	91%	9%	0%	26%	74%	0%	84%	16%	0%
Febrero 15	93%	7%	0%	24%	76%	0%	85%	15%	0%
Mayo 15	89%	11%	0%	23%	77%	0%	81%	19%	0%
Agosto 15	90%	10%	0%	24%	76%	0%	82%	18%	0%
Eólico	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	2%	98%	0%	20%	80%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	2%	98%	0%	19%	81%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	7%	93%	0%	29%	71%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	7%	93%	0%	36%	64%	0%	100%	0%	0%
Solar *	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	0%	100%	0%	20%	80%	0%	100%	0%	0%

Tabla 44.- Cumplimiento de estándares de generación separado por tipo de central
Solar* considera cambio de unidad generadora a parque generador, y modificación a nuevo estándar.

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.

AesGener	HPROg			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	68%	32%	0%	45%	55%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	82%	18%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	73%	27%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	73%	27%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Arauco Bio	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Cardones	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	92%	8%	0%
Agosto 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Colbún	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	83%	17%	0%	74%	26%	0%	91%	9%	0%
Febrero 15	83%	17%	0%	71%	29%	0%	92%	8%	0%
Mayo 15	75%	25%	0%	63%	38%	0%	92%	8%	0%
Agosto 15	63%	38%	0%	63%	38%	0%	92%	8%	0%
Duke Energy	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	63%	38%	0%	0%	100%	0%	75%	25%	0%
Febrero 15	63%	38%	0%	0%	100%	0%	75%	25%	0%

	HPROg			HFORg			FFORg		
Mayo 15	88%	13%	0%	0%	100%	0%	75%	25%	0%
Agosto 15	88%	13%	0%	13%	88%	0%	75%	25%	0%
Panguipulli	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	0%	100%	0%	38%	63%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	0%	100%	0%	38%	63%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	0%	100%	0%	33%	67%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	0%	100%	0%	33%	67%	0%	100%	0%	0%
Endesa	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	45%	55%	0%	76%	24%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	45%	55%	0%	75%	25%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	54%	46%	0%	76%	24%	0%	98%	2%	0%
Agosto 15	58%	42%	0%	77%	23%	0%	95%	5%	0%
Enlasea	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	100%	0%	0%	80%	20%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	100%	0%	0%	80%	20%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	60%	40%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	100%	0%	0%	60%	40%	0%	100%	0%	0%
La Confluencia	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	100%	0%	0%	0%	100%	0%	100%	0%	0%
Febrero 15	100%	0%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Agosto 15	0%	100%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Otros	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Noviembre 14	68%	32%	0%	25%	75%	0%	84%	16%	0%
Febrero 15	68%	32%	0%	24%	76%	0%	84%	16%	0%
Mayo 15	82%	18%	0%	30%	70%	0%	78%	22%	0%
Agosto 15	78%	22%	0%	30%	70%	0%	80%	20%	0%

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

Para el mes de agosto 2015, 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.

Unidad	Potencia	HPROg
	MW	NC
Monte Redondo	48	295%
Eólica Negrete	33	388%
Canela 1	18	246%
Pullinque U1	17	251%
Lircay U2	10	244%

Tabla 46.- Cumplimiento del estándar HPRO de generación

Unidad	Potencia	HFORg
	MW	NC
La Higuera U2	77	6516%
La Higuera U1	77	6503%
Yungay U2	55	2610%
Lag. Verde TG	19	5243%
Colihues U2	11	3149%

Tabla 47.- Cumplimiento del estándar HFOR de generación

Unidad	Potencia	FFORg
	MW	NC
L. Los Colorados 2 U1	3	533%
L. Los Colorados 2 U2	3	533%
L. Los Colorados 2 U3	3	533%
L. Los Colorados 2 U4	3	533%
L. Los Colorados 2 U5	3	533%

Tabla 48.- Cumplimiento del estándar FFOR de generación

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

El artículo 5-59 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 agosto 2015, mayo 2015, febrero 2015 y noviembre 2014. 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-Nov14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	47.2%	45.6%	7.2%	6162
Subtransmisión	51.0%	46.0%	3.0%	8284
Troncal	83.7%	16.3%	0.0%	5521

HPROtramos-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	52.6%	41.6%	5.8%	6493
Subtransmisión	50.1%	46.5%	3.4%	8385
Troncal	88.1%	11.9%	0.0%	5659

HPROtramos-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	50.6%	43.2%	6.2%	6493
Subtransmisión	50.1%	46.3%	3.6%	8311
Troncal	82.0%	18.0%	0.0%	5659

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

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

HFORtramos-Nov14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	64.7%	28.1%	7.2%	6162
Subtransmisión	79.5%	17.5%	3.0%	8284
Troncal	93.5%	6.5%	0.0%	5521

HFORtramos-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	67.9%	26.3%	5.8%	6493
Subtransmisión	79.7%	16.9%	3.4%	8385
Troncal	93.2%	6.8%	0.0%	5659

HFORtramos-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	65.4%	28.3%	6.2%	6493
Subtransmisión	77.6%	18.7%	3.6%	8311
Troncal	96.6%	3.4%	0.0%	5659

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

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

FFORtramos-Nov14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.4%	3.4%	7.2%	6162
Subtransmisión	84.4%	12.6%	3.0%	8284
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5521

FFORtramos-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.6%	4.5%	5.8%	6493
Subtransmisión	86.6%	9.9%	3.4%	8385
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5659

FFORtramos-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.2%	4.5%	6.2%	6493
Subtransmisión	88.1%	8.2%	3.6%	8311
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5659

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

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-Nov14				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	4.0%	0.0%	96.0%	40
TRANSELEC	46.1%	53.9%	0.0%	1813
TRANSNET	53.7%	46.3%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	30.8%	69.2%	0.0%	573
CHILQUINTA	19.1%	77.1%	3.7%	736
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	70.5%	29.5%	0.0%	593
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	62.3%	16.8%	20.9%	655
TRANSELEC	46.5%	53.5%	0.0%	1792
TRANSNET	64.2%	35.7%	0.1%	2671
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	87.1%	12.9%	0.0%	4588

Tabla 53.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos - Nov14 (por transmisor)

HPROtramos-Feb15				
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	57.9%	42.1%	0.0%	1811
TRANSNET	53.7%	46.3%	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	39.5%	60.5%	0.0%	573
CHILQUINTA	22.3%	77.7%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	71.8%	28.2%	0.0%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	70.6%	15.8%	13.6%	655
TRANSELEC	44.5%	55.5%	0.0%	1881
TRANSNET	58.6%	37.1%	4.3%	2734
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	92.3%	7.7%	0.0%	4725

Tabla 54.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Feb15 (por transmisor)

HPROtramos-May15				
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	57.9%	41.9%	0.2%	1811
TRANSNET	77.0%	23.0%	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	36.3%	63.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	20.5%	79.5%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	69.8%	27.9%	2.3%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	72.9%	13.5%	13.6%	655
TRANSELEC	43.9%	55.4%	0.7%	1881
TRANSNET	61.9%	34.2%	3.9%	2661
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	85.0%	15.0%	0.0%	4725

Tabla 55.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – May15 (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	55.7%	44.1%	0.2%	1811
TRANSNET	77.0%	23.0%	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	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
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	88.1%	11.9%	0.0%	4725

Tabla 56.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Ago15 (por transmisor)

HFORtramos-Nov14				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	0.0%	100.0%	0.0%	3
STS	4.0%	0.0%	96.0%	40
TRANSELEC	80.8%	19.2%	0.0%	1813
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	86.3%	13.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	76.7%	19.6%	3.7%	736
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	85.0%	15.0%	0.0%	593
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	69.4%	9.8%	20.9%	655
TRANSELEC	69.7%	30.3%	0.0%	1826
TRANSNET	92.7%	7.3%	0.1%	2682
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRAN SCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	92.3%	7.7%	0.0%	4588

Tabla 57.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Nov14 (por transmisor)

HFORtramos-Feb15				
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	82.0%	18.0%	0.0%	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	86.3%	13.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	85.1%	14.9%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	89.6%	10.4%	0.0%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	76.6%	9.8%	13.6%	655
TRANSELEC	66.7%	33.3%	0.0%	1881
TRANSNET	90.2%	5.6%	4.3%	2734
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRAN SCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	91.9%	8.1%	0.0%	4725

Tabla 58.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Feb15 (por transmisor)

FFORtramos-May15				
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	81.8%	18.0%	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	86.3%	13.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	85.1%	14.9%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	87.3%	10.4%	2.3%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	80.5%	5.9%	13.6%	655
TRANSELEC	62.4%	36.9%	0.7%	1881
TRANSNET	86.7%	9.4%	3.9%	2661
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRAN SCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.0%	4.0%	0.0%	4725

Tabla 59.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – May15 (por transmisor)

FFORtramos-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 60.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Ago15 (por transmisor)

FFORtramos-Nov14				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	0.0%	100.0%	0.0%	3
STS	4.0%	0.0%	96.0%	40
TRANSELEC	93.0%	7.0%	0.0%	1813
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	573
CHILQUINTA	96.3%	0.0%	3.7%	736
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	79.8%	20.2%	0.0%	593
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	79.1%	0.0%	20.9%	655
TRANSELEC	74.6%	25.4%	0.0%	1826
TRANSNET	84.0%	15.9%	0.1%	2682
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4588

Tabla 61.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Nov14 (por transmisor)

FFORtramos-Feb15				
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	93.0%	7.0%	0.0%	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%	573
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	70.8%	29.2%	0.0%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	86.4%	0.0%	13.6%	655
TRANSELEC	91.0%	9.0%	0.0%	1881
TRANSNET	78.6%	17.1%	4.3%	2734
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 62.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Feb15 (por transmisor)

FFORtramos-May15				
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%	573
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	79.4%	18.3%	2.3%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	86.4%	0.0%	13.6%	655
TRANSELEC	91.3%	8.0%	0.7%	1881
TRANSNET	81.1%	14.9%	3.9%	2661
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 63.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – May15 (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
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 64.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Ago15 (por transmisor)

Para el mes de Agosto 2015, 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 (Agosto 2015)			
Tramos	Adicional	Subtransmisión	Troncal
D.Almagro-Paposo 220 kV cto2	HPRO		
Quillota-Piuquenes 220 kV cto1	HPRO		
Quillota-Piuquenes 220 kV cto2	HPRO		
Curillinque-Itahue 154 kV	HPRO		
M.Melado - Itahue 154 kV	HPRO		
Quillota-Piuquenes 220 kV cto2	HFOR		
Ralco-Charrúa 220 kV cto1	HFOR		
Sta María-Charrúa cto1	HFOR		
Sta María-Charrúa cto2	HFOR		
Sauzal-A.Jahuel cto1	HFOR		
Pangué-Duqueco 66 kV	FFOR		
Sauzal-A.Jahuel 110 kV cto1	FFOR		
Sauzal-A.Jahuel 110 kV cto2	FFOR		
CMPC Pte Alto-Carena 44 kV	FFOR		
Celco-Constitución 66 kV	FFOR		
Tapoff Rosal-Temuco 220 kV		HPRO	
Illapel-Ovalle 110 kV		HPRO	
Incahuasi-El Romeral 110 kV		HPRO	
El Peñón-Ovalle 110 kV cto2		HPRO	
Parral-Monterrico 154 kV		HPRO	
Tapoff Rosal-Temuco 220 kV		HFOR	
Illapel-Combarbalá 66 kV		HFOR	
Cardones-Castilla 110 kV		HFOR	
Curacautín-Victoria 66 kV		HFOR	
Pullinque-Loncoche 66 kV cto1		HFOR	
Illapel-Combarbalá 66 kV		FFOR	
Parral-Cauquenes 66 kV		FFOR	
Curacautín-Victoria 66 kV		FFOR	
Nirivilo-San Javier 66 kV		FFOR	
C.M.Las Luces-TalTal 110 kV		FFOR	
Colbún-Candelaria 220 kV cto1			HPRO
Maitencillo-Cardones 220 kV cto1			HPRO
Maitencillo-Cardones 220 kV cto2			HPRO
Los Vilos-Las Palmas 220 kV cto1			HPRO
Los Vilos-Las Palmas 220 kV cto2			HPRO
Nogales-Polpaico 220 kV cto1			HFOR
C.Pinto-D.Almagro 220 kV			HFOR
Maipo-A.Jahuel 220 kV			HFOR
-----			FFOR

Tabla 65.- Ranking de líneas que No Cumplen los índices en Agosto 2015 (ordenadas de mayor a menor según longitud)

Las siguientes tres tablas elaboradas para los índices HPROtramos, HFORtramos y FFORtramos del mes de septiembre 2015, 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.

HPROtramos-Ago15								Total kms
Instalación	33 kV	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional								
C	100.0%	10.8%	23.1%	47.8%	36.8%	58.6%	0.0%	3287
NC	0.0%	53.5%	56.9%	44.0%	62.6%	38.2%	0.0%	2803
S/I	0.0%	35.7%	20.0%	8.3%	0.6%	3.3%	0.0%	403
Subtransmisión								
C	0.0%	23.9%	60.6%	42.0%	61.9%	36.5%	0.0%	4165
NC	63.6%	68.0%	34.0%	56.9%	36.6%	63.5%	0.0%	3844
S/I	36.4%	8.1%	5.4%	1.0%	1.5%	0.0%	0.0%	302
Troncal								
C	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	79.5%	92.8%	4642
NC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	20.5%	7.2%	1017
S/I	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0

Tabla 66.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – agosto 2015 (por nivel de tensión)

HFORtramos-Ago15								Total kms
Instalación	33 kV	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional								
C	0.0%	64.3%	78.7%	64.2%	68.8%	63.9%	0.0%	4249
NC	100.0%	0.0%	1.3%	27.6%	30.6%	32.9%	0.0%	1841
S/I	0.0%	35.7%	20.0%	8.3%	0.6%	3.3%	0.0%	403
Subtransmisión								
C	0.0%	91.9%	82.0%	81.2%	69.8%	46.7%	0.0%	6452
NC	63.6%	0.0%	12.6%	17.7%	28.6%	53.3%	0.0%	1557
S/I	36.4%	8.1%	5.4%	1.0%	1.5%	0.0%	0.0%	302
Troncal								
C	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	95.8%	100.0%	5467
NC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.2%	0.0%	191
S/I	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0

Tabla 67.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – agosto 2015 (por nivel de tensión)

FFORtramos-Ago15								Total kms
Instalación	33 kV	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional								
C	0.0%	21.6%	66.2%	82.3%	99.4%	96.7%	0.0%	5794
NC	100.0%	42.7%	13.8%	9.5%	0.0%	0.0%	0.0%	295
S/I	0.0%	35.7%	20.0%	8.3%	0.6%	3.3%	0.0%	403
Subtransmisión								
C	0.0%	91.9%	80.3%	96.9%	90.5%	100.0%	0.0%	7326
NC	63.6%	0.0%	14.3%	2.1%	8.0%	0.0%	0.0%	684
S/I	36.4%	8.1%	5.4%	1.0%	1.5%	0.0%	0.0%	302
Troncal								
C	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	5659
NC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0
S/I	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0

Tabla 68.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – agosto 2015 (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, mayo 2015, febrero 2015 y noviembre 2014 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-Nov14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	44.9%	13.1%	42.0%	7478
Subtransmisión	81.1%	16.2%	2.7%	20527
Troncal	78.6%	21.4%	0.0%	3500

HPROtransformadores-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	44.2%	13.1%	42.7%	7963
Subtransmisión	83.9%	13.7%	2.4%	21541
Troncal	78.6%	21.4%	0.0%	3500

HPROtransformadores-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	46.1%	12.9%	41.0%	8033
Subtransmisión	85.8%	12.0%	2.2%	21541
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	3750

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

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

HFORtransformadores-Nov14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	52.9%	5.1%	42.0%	7478
Subtransmisión	93.5%	3.8%	2.7%	20527
Troncal	92.9%	7.1%	0.0%	3500

HFORtransformadores-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	52.6%	4.7%	42.7%	7963
Subtransmisión	94.0%	3.6%	2.4%	21541
Troncal	92.9%	7.1%	0.0%	3500

HFORtransformadores-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	56.3%	2.7%	41.0%	8033
Subtransmisión	94.6%	3.3%	2.2%	21541
Troncal	93.3%	6.7%	0.0%	3750

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

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

FFORtransformadores-Ago14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	78.0%	0.0%	22.0%	7421
Subtransmisión	98.1%	1.1%	0.8%	20475
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3500

FFORtransformadores-Nov14				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	58.0%	0.0%	42.0%	7478
Subtransmisión	96.0%	1.3%	2.7%	20527
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3500

FFORtransformadores-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	57.3%	0.0%	42.7%	7963
Subtransmisión	96.4%	1.2%	2.4%	21541
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3500

FFORtransformadores-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	58.8%	0.1%	41.0%	8033
Subtransmisión	97.0%	0.8%	2.2%	21578
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3750

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

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-Nov14				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.2%	0.0%	28.8%	319
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	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	92.9%	0.0%	7.1%	226
TRANSELEC	49.9%	50.1%	0.0%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	69.1%	26.0%	4.9%	7218
CHILQUINTA	55.5%	39.5%	5.0%	1392
EMELAT TRANSMISIÓN	92.0%	8.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	710
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	91.5%	8.5%	0.0%	1203
TRANSELEC	86.4%	13.6%	0.0%	3822
TRANSNET	94.1%	4.9%	1.0%	5638
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	78.6%	21.4%	0.0%	3500

Tabla 72.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Nov14 - empresas)

HPROtransformadores-Feb15				
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	55.0%	0.0%	45.0%	436
TRANSELEC	49.4%	50.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	69.9%	25.4%	4.6%	7368
CHILQUINTA	82.7%	17.3%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.8%	0.2%	0.0%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	85.6%	7.6%	6.7%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	96.2%	3.3%	0.5%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	78.6%	21.4%	0.0%	3500

Tabla 73.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Feb15 - empresas)

HPROtransformadores-May15				
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	75.1%	20.0%	4.9%	7368
CHILQUINTA	81.0%	19.0%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.0%	0.2%	0.7%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	90.1%	9.9%	0.0%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	96.1%	3.0%	0.9%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 74.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (May15 - empresas)

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

HFORtransformadores-Nov14				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	50.2%	21.0%	28.8%	319
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	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	92.9%	0.0%	7.1%	226
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	93.1%	2.0%	4.9%	7218
CHILQUINTA	93.4%	1.6%	5.0%	1392
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	710
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	93.3%	6.7%	0.0%	1203
TRANSELEC	91.2%	8.8%	0.0%	3822
TRANSNET	97.3%	1.7%	1.0%	5638
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	92.9%	7.1%	0.0%	3500

Tabla 76.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Nov14 - empresas)

HFORtransformadores-Feb15				
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	55.0%	0.0%	45.0%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	93.4%	2.0%	4.6%	7368
CHILQUINTA	98.4%	1.6%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	87.3%	6.0%	6.7%	1338
TRANSELEC	91.5%	8.5%	0.0%	3948
TRANSNET	98.0%	1.6%	0.5%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	92.9%	7.1%	0.0%	3500

Tabla 77.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Feb15 - empresas)

HFORtransformadores-May15				
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	93.2%	2.0%	4.9%	7368
CHILQUINTA	98.4%	1.6%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	97.8%	2.2%	0.0%	1338
TRANSELEC	91.5%	8.5%	0.0%	3948
TRANSNET	97.6%	1.6%	0.9%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 78.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (May15 - 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 79.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Sep15 - empresas)

FFORtransformadores-Nov14				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.2%	0.0%	28.8%	319
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	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	92.9%	0.0%	7.1%	226
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.1%	0.0%	4.9%	7218
CHILQUINTA	82.6%	12.4%	5.0%	1392
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	710
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	53.4%	31.1%	15.5%	103
STS	100.0%	0.0%	0.0%	1203
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3822
TRANSNET	98.0%	1.0%	1.0%	5638
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3500

Tabla 80.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Nov14 - empresas)

FFORtransformadores-Feb15				
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	55.0%	0.0%	45.0%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.4%	0.0%	4.6%	7368
CHILQUINTA	88.1%	11.9%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	53.4%	31.1%	15.5%	103
STS	93.3%	0.0%	6.7%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	98.6%	0.9%	0.5%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3500

Tabla 81.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Feb15 - empresas)

FFORtransformadores-May15				
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	95.1%	0.0%	4.9%	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%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	53.4%	31.1%	15.5%	103
STS	100.0%	0.0%	0.0%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	99.1%	0.0%	0.9%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 82.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (May15 - 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 83.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Ago15 - empresas)

Finalmente, se incluye la siguiente tabla se muestra los índices HPROtransformadores, HFORtransformadores y FFORtransformadores del mes de Agosto 2015, 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 (Agosto 2015)			
Transformador	Adicional	Subtransmisión	Troncal
Minero 230/115/13.8KV 100/133/167MVA 2	HPRO		
Minero 230/115/13.8KV 100/133/167MVA 3	HPRO		
D. de Amagro TR4 220/115/25KV 120MVA 1U	HPRO		
Confluencia 220/23kV_100MVA_1	HPRO		
SAG 220/13.2kV_75MVA_2	HPRO		
Cordillera 220/33.0_kV_70MVA T4	HFOR		
Lampa 220/23kV_67MVA_1	HFOR		
Agrosuper 220/23kV_50MVA_1	HFOR		
San Francisco 66/15kV_25-30MVA_2	HFOR		
Los Vilos 220/23/13.8 kV 10MVA	FFOR		
Buin 220/110/13.8kV_400MVA		HPRO	
Chena 220/110/13.8kV_400MVA_1		HPRO	
Los Almendros 220/110kV_400MVA_1		HPRO	
Quillota TR4 220/115/13.8KV 150MVA 1U		HPRO	
Cardones TR1 220/115/13.8KV 75MVA 1U		HPRO	
Cerro Navia 220/33 kV - 140 MVA_STATCOM		HFOR	
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	
Santa Elena 110/12.5kV_50MVA_2		HFOR	
Alto Melipilla 220/110kV_150MVA		FFOR	
Cañete 69/24KV 16MVA		FFOR	
Negrete 66/24kV_16MVA		FFOR	
Polpaico 525/220kV_750MVAx3			HPRO
Charrúa TR8 525/230/66KV 250MVA 3U			HFOR
-----			FFOR

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 tercer trimestre del año 2015. 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

No se han registrado modificaciones en este ámbito.

Durante este tercer trimestre de 2015 se destaca el desarrollo de las siguientes actividades:

- El jueves 2 de julio se emitió carta consultando a Ministerio de Energía respecto de la interpretación de la formula aplicable a las pérdidas de subtransmisión, en el ámbito del pago por instalaciones adicionales en subtransmisión. La respuesta a dicha carta se recibió el día martes 22 de agosto, donde el Ministerio indica que se debe proceder con la reliquidación en el sentido de adicionar la pérdida y no de sumar aritméticamente, es decir, en la práctica se entiende que esto implica no sumar más que un 100% de la pérdida.
- Durante el mes de agosto se realizó la evaluación de las Ofertas Administrativas y Técnicas de la Licitación del Dec. 201/2014, emitiéndose las solicitudes de rectificación administrativas, aclaraciones técnicas y las respectivas actas de evaluación. En este proceso y de acuerdo a lo señalado en las bases de licitación, la empresa Celeo resultó descalificada por evaluación técnica. La misma empresa interpuso un recurso en el TDLC por su descalificación del proceso de Licitación. El 28 de septiembre la DP del CDEC SIC presentó al TDLC los antecedentes justificativos de su decisión, siendo ellos acogidos, por lo que el martes 29 se continuó el proceso con el Acto de Apertura de la Oferta Económica, de acuerdo al calendario previsto.

III.2 Reglamentación

No se han registrado modificaciones o emitidos nuevos Reglamentos.

Durante este tercer trimestre se destaca el desarrollo de las siguientes actividades contempladas en la reglamentación vigente:

- Durante el mes de julio se dio inicio al Estudio de Costos de los Servicios Complementarios, estudio adjudicado al consultor “Estudios Energéticos Consultores”. El cronograma previsto para el desarrollo del estudio es el siguiente:
- Entrega informe preliminar N°1 (Plazo de entrega 24 agosto).
 - Entrega informe preliminar N°2 (Plazo de entrega 03 octubre).
 - Entrega informe preliminar N°3 (Plazo de entrega 18 octubre).
 - Entrega informe preliminar N°4 (Plazo de entrega 17 noviembre).
 - Entrega informe final (Día 15° corrido a contar de notificado el Dictamen del Panel de Expertos recaído en el Estudio).

- En el mes de agosto el consultor “Estudios Energéticos Consultores” hizo llegar un primer entregable para revisión interna, según las Bases del Estudio de Costos de los Servicios Complementarios. El miércoles 9 de septiembre y en conjunto con el CDEC-SING, se sostuvo una teleconferencia con el consultor para abordar las observaciones respecto del informe preliminar N° 1.

III.3 Normas Técnicas

A mediados de septiembre, y mediante su R. Exta. N° 494, la CNE efectuó una modificación a la NTSyCS, siendo la más relevante aquella introducida por medio del numeral 40 al artículo 1-7, referida al concepto de “entrada en operación”. Además, se efectuaron modificaciones menores a los artículos 1-9, 10-14, y a sus Anexos Técnicos N°1, N°2 y N°3. Además, incorporó a la NTSyCS los Anexos Técnicos sobre “Desempeño de Control de Frecuencia”, “Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG”, “Sistema de Monitoreo” y “ Sistema de Medidas para Transferencias Económicas”.

En cuanto a requerimientos estipulados por la NTSyCS, durante el tercer trimestre de 2015 se destaca lo siguiente:

- En julio se publicó el Informe Final del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, así como las respuestas a las observaciones de Coordinados.
- Durante agosto se elaboraron un total de 78 EAF, gran parte de ellos con motivo de las fallas provocadas por el temporal de viento y lluvia que afectó a la zona centro sur a comienzos de agosto.
- A fines de agosto se publicó el informe final del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, así como las respuestas a las observaciones de Coordinados. De las conclusiones de este estudio se desprende que los recursos del sistema en su conjunto y de las respectivas Áreas de Control de Tensión (ACT) permiten un adecuado control de la tensión y, en consecuencia, afrontar requerimientos adicionales de reactivos producto de contingencias.
- Al cierre de este informe, se encuentra en desarrollo el Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Potencia el cual, a fines de septiembre, presentaba un avance de 30%.

III.4 Procedimientos DO/DP/DPD/DAP

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

Dirección / Nombre Procedimiento	Etapa
DO / Declaración de costos combustibles	Revisión de observaciones de las empresas

Dirección / Nombre Procedimiento	Etapas
DO / Declaración de costo variable no combustibles	Enviada 2° versión para observaciones de las empresas
DO / Condiciones especiales de operación de embalses	Enviado para observaciones de las empresas
DO / Programación de Corto Plazo	Revisión de observaciones de las empresas
DP / Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Potencia	Revisión de observaciones de las empresas
DP / Pagos entre Empresas Participantes de los Balances, liquidaciones o Reliquidaciones Emitidas por la DP	Revisión de observaciones de las empresas

Tabla 85.- Estado de procedimientos pendientes

III.5 Discrepancias

Durante el tercer trimestre de 2015 no se han formalizado Discrepancias en el ámbito de acción del CDEC SIC.

CAPÍTULO IV

MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO

A comienzos de septiembre, se remitió a los encargados de las empresas integrantes la carta Presidencia N° 052/2015, por medio de la cual se informó una propuesta preliminar de modificación al reglamento interno del CDEC SIC, la cual ha sido aprobada por unanimidad de su Directorio en Sesión Ordinaria OR.8-2015. Junto con ello, se procedió a su publicación en la página web del CDEC SIC.

Conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N° 291/2007, se otorgó plazo para que las empresas efectuaran sus observaciones, las cuales se recibieron hasta el día 24 de septiembre.

A la fecha de emisión de este informe, esas observaciones se encontraban en proceso de revisión.