

**REF.:** Aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central.

# RESOLUCION EXENTA Nº 3 3 1

**SANTIAGO**, 1 5 ABR. 2016

### **VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- d) Lo indicado en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, en adelante e indistintamente "D.S. N° 86";
- e) La Resolución Exenta Nº 461, del 01 de septiembre de 2015, de la Comisión, que Aprueba Programa de Obras de Generación y Transmisión Anual;



- f) El Informe Técnico Anual denominado "Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande", de agosto de 2015, en adelante e indistintamente, "Plan de Obras";
- g) Las observaciones al Plan de Obras realizadas por las empresas de generación y transporte y por los Centros de Despacho Económico de Carga;
- h) Los Informes Técnicos Preliminares para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, elaborados en marzo de 2016;
- Las observaciones realizadas por los interesados a los Informes Técnicos Preliminares indicados en el literal anterior;
- j) Las Resoluciones Exentas números 539 y 542, ambas del 15 de octubre de 2015, de la Comisión, que aprobaron los informes denominados "Informe de Previsión de demanda 2015-2030 SIC-SING", de octubre de 2015, e "Informe de Costos de Inversión por Tecnología de Generación", de agosto de 2015, respectivamente, y la Resolución Exenta N° 330, de 15 de abril de 2016, que aprobó el "Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031", de marzo de 2016; y,
- k) Lo señalado en la Resolución Nº 1.600 de 2008 de la Contraloría General de la República.

### CONSIDERANDO:

- Que, la Ley dispone en su artículo 160° la obligación de fijar semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año los precios de nudo definidos en el artículo 162° de la misma;
- Que, conforme lo dispone el artículo 38° del D.S. N° 86, la Comisión elaborará un Plan de Obras, de carácter indicativo, que será utilizado para determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo de las fijaciones



de octubre del año correspondiente y abril del año siguiente. Para tales efectos, con fecha 01 de septiembre de 2015, la Comisión dictó la Resolución Exenta N° 461, el 01 de septiembre de 2015, que aprobó el Programa de Obras Anual de agosto de 2015;

- c) Que, en conformidad con lo dispuesto en los artículos 8° y 9° del D.S. N° 86, la Comisión elaboró los Informes Técnicos Preliminares para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de abril de 2016 del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, emitidos en marzo de 2016;
- Que, las empresas de generación y transporte y los Centros de Despacho Económico de Carga, a través de sus Direcciones de Operación y Peajes, formularon observaciones a los Informes Técnicos Preliminares señalados en el considerando anterior;
- e) Que la Comisión dictó, con fecha 15 de octubre de 2015, las Resoluciones Exentas números 539 y 542, que aprobaron los informes denominados "Informe de Previsión de demanda 2015-2030 SIC-SING", de octubre de 2015, e "Informe de Costos de Inversión por Tecnología de Generación", de agosto de 2015, respectivamente; y con fecha 15 de abril de 2016, la Resolución Exenta Nº 330 que aprobó el "Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031", de marzo de 2016, todos los cuales han sido utilizados como antecedente para la elaboración de los Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande; y,
- f) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8º de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme al mérito de los informes ya individualizados precedentemente, la



Comisión procederá a aprobarlos, según se señalará a continuación.

DRÉS ROMERO CELEDÓN

MISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

### **RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébanse los Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, y las respuestas a las observaciones realizadas, cuyo texto se publicará de manera íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

# Anótese y Archívese.

REPUBLICA DE

- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE

GZR/ISD/PRM/JCB/PMG/IGV/mhs

- Depto. Jurídico CNE

Distribución

- Depto. Eléctrico CNE

- Oficina de Partes CNE

# FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO DE ABRIL 2016

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO
ABRIL 2016

# ÍNDICE

١	IDICE	•••••	
١	ITROD	UCCIÓN	5
L	AN	TECEDENTES	6
	1.1	ANTECEDENTES DE DEMA	NDA 6
	1.1.	.1 Previsión de demand	a total del sistema 6
	1.1.	.2 Desagregación geogr	áfica de la demanda 7
	1.1.	.3 Desagregación tempo	oral de demanda 8
	1.2	ANTECEDENTES DE COMB	USTIBLES 9
	1.2.	.1 Costos Variables de C	Centrales Térmicas9
	1.2.	.2 Proyección de Precio	s de Combustibles15
	1.2.	.3 Disponibilidad de Gas	Natural 16
	1.3	PROGRAMA DE OBRAS DE	GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN 17
	1.4	PROGRAMA DE OBRAS DE	TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN19
	1.5	ESTADÍSTICA HIDROLÓGIC	A 21
	1.6	STOCKS DE EMBALSES	22
	1.7	HORAS DE PUNTA DEL SIST	ΓΕΜΑ 23
	1.8	OBLIGACIÓN ERNC	
	1.9	PRECIO MEDIO DE MERCA	DO 24
	MET	TODOLOGÍA	
	2.1	MODELO DE SIMULACIÓN	DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SIC25
	2.2	HORIZONTE DE ESTUDIO	25
	2.3	MODELACIÓN DE CENTRAI	ES TERMOELÉCTRICAS
	2.4	COSTOS VARIABLES DE CEN	NTRALES TÉRMICAS26
	2.5	MODELACIÓN DE CENTRAL	ES HIDROELÉCTRICAS26
	2.6	MODELACIÓN DE CENTRAL	ES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES 27
	2.6.	1 Centrales Eólicas	
	2.6.2	2 Centrales Fotovoltaica	ıs 28
	2.7	MODELACIÓN DE OTRAS C	ENTRALES DE GENERACIÓN29
	2.8	CONSIDERACIONES DEL PR	OGRAMA DE OBRAS INDICATIVO29
	2.8.1	1 Alternativas de expans	sión del parque generador30

	2.8.	2	Costos de Inversión por Tecnología	30
	2.9	MOI	DELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	31
	2.10	MOI	DELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA	31
	2.11	MOI	DELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	32
	2.12	ACT	UALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	32
	2.13	cos	TO DE RACIONAMIENTO	32
	2.14	TAS	A DE ACTUALIZACIÓN	33
	2.15	CAL	IDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC	34
	2.15	5.1	Indisponibilidad de Generación	34
	2.15	5.2	Indisponibilidad de Transmisión	34
3	RES	ULTA	DOS	36
	3.1	PRO	GRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN	36
	3.2	PRE	CIO BÁSICO DE LA ENERGÍA	37
	3.3	PRE	CIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	40
	3.4	PRE	CIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SIC	42
	3.5	FAC	TOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	43
	3.6	FÓR	MULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO	43
	3.6.	1	Indexación del precio de la potencia de punta	
	3.6.	2	Indexación del precio de la energía	44
	3.7 TEÓRI		ERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEI ON PRECIOS DE MERCADO	
	3.7.	1	Determinación Precio Medio Básico	45
	3.7.	1	Determinación de Banda de Precios	45
	3.7.	2	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado	46
	3.7.	3	Precios de Nudo Ajustados a Banda de Precios	47
	3.8	CAR	RGOS POR ENERGÍA REACTIVA	48
	3.8.	1	Indexación cargos por energía reactiva	48
	3.8.	.2	Condiciones de aplicación	48
	3.9		STO DE RACIONAMIENTO	
	3.10	CAF	RGO ÚNICO TRONCAL SIC	
	3.1	0.1	Utilización del Sistema de Transmisión Troncal año 2015	49

50	0.2 Utilización del Sistema de Transmisión Troncal año 2014	
51	0.3 Utilización del Sistema de Transmisión Troncal año 2013	
51	0.4 Cargo Único Traspasable a Usuarios	
	COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE BLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES	
52	FACTORES DE MODULACIÓN	3.

# INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley" y en el Decreto Supremo N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N° 68, de 26 de junio de 2015, del mismo ministerio, en adelante e indistintamente "Reglamento de Precios de Nudo", la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", debe elaborar y poner en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante e indistintamente "CDEC", un Informe Técnico del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicite:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costo de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo de corto plazo, y
- f) La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisorias establecidas en el artículo 160° de la Ley.

Este cálculo se basa en que, a partir de los supuestos y antecedentes señalados en los literales anteriores, para un determinado horizonte de planificación, se determina el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, igual a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo de estudio, que en este caso fue de 15 años. En base al mismo, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un periodo de 48 meses, cuyo valor actualizado y ponderado por la energía se denomina Precio Básico de la Energía. Además, se calcula el Precio Básico de la Potencia de Punta, conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

Es relevante indicar que el cálculo de los precios de nudo se efectúa considerando un promedio de los costos marginales para distintas condiciones hidrológicas posibles, lo que tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia de un sistema hidro-térmico como el SIC. En este sentido, una adecuada interpretación de los costos marginales esperados debe considerar las situaciones hidrológicas que se puedan verificar en los periodos en que se efectúe el análisis. Por esta misma razón, se han incorporado en este informe gráficos que dan cuenta de los costos marginales esperados para hidrologías seca, media y húmeda, con el objeto que se efectúe una adecuada utilización e interpretación de los resultados obtenidos.

En el presente Informe Técnico se presentan los supuestos de cálculo, antecedentes utilizados, metodología considerada y los resultados obtenidos, además de todas aquellas consideraciones señaladas en la normativa vigente. En forma adicional a lo anterior, se muestra un análisis respecto de los principales resultados, con el objeto que los agentes interesados puedan utilizar e interpretar adecuadamente los mismos.

# 1 ANTECEDENTES

En esta sección se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Interconectado Central, en adelante SIC. Se explicitan las principales variables de cálculo y sus consideraciones. Mayores detalles de las mismas se encuentran contenidos en los anexos publicados en conjunto con el presente informe en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

### 1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA

### 1.1.1 Previsión de demanda total del sistema

En la Tabla 1 se presenta la previsión utilizada para la elaboración del presente Informe Técnico, de las ventas anuales de energía en el SIC, hasta el año 2031, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dichas ventas.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el SIC

Año	Previsión	n de demanda	SIC [GWh]	Ta	asas de variació	n (*)
Año	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2016	18.341	33.511	51.852	-	-	
2017	19.003	34.867	53.870	3,61%	4,05%	3,89%
2018	19.929	36.281	56.210	4,87%	4,06%	4,34%
2019	21.002	37.740	58.742	5,38%	4,02%	4,50%
2020	22.263	39.237	61.500	6,00%	3,97%	4,69%
2021	23.460	40.761	64.221	5,38%	3,88%	4,42%
2022	24.507	42.267	66.774	4,46%	3,70%	3,98%
2023	25.636	43.773	69.409	4,61%	3,56%	3,95%
2024	26.591	45.326	71.917	3,72%	3,55%	3,61%
2025	27.502	46.929	74.431	3,43%	3,54%	3,50%
2026	28.432	48.587	77.019	3,38%	3,53%	3,48%
2027	29.380	50.304	79.684	3,33%	3,53%	3,46%
2028	30.354	52.082	82.436	3,32%	3,53%	3,45%
2029	31.351	53.923	85.274	3,29%	3,54%	3,44%
2030	32.372	55.830	88.202	3,26%	3,54%	3,43%
2031	33.427	57.904	91.331	3,26%	3,71%	3,55%

<sup>(\*)</sup> Tasa de variación anual y demanda total del sistema calculadas en MWh

# 1.1.2 Desagregación geográfica de la demanda

La desagregación geográfica de la demanda anterior a nivel de barras, se construye a partir de la información contenida en las respuestas a las cartas CNE N°347 y CNE N°348 de fecha 15 de junio de 2015, por parte de las empresas generadoras y distribuidoras del SIC, respectivamente.

En la Tabla 2 se presentan las tasas de variación anual de demanda, desagregadas por zonas del SIC. Para efectos de esta desagregación se han considerado, a modo referencial, las siguientes zonas:

- SIC Norte: Comprende las regiones II, III, IV y la zona norte de la V región.
- SIC Centro: Comprende las regiones V y Metropolitana.
- SIC Itahue: Comprende las regiones VI y VII.
- SIC Concepción: Comprende la zona costera de la VIII región alrededor de Concepción.
- SIC Sur: Comprende la VIII región excluyendo el SIC Concepción.
- SIC Austral: Comprende las regiones IX y X.

Tabla 2: Tasas de variación de demanda total previstas por zonas del SIC

Año	SIC Norte	SIC Centro	SIC Itahue	SIC Concepción	SIC Sur	SIC Austral	Total
2016	6,73%	3,20%	3,59%	2,96%	3,30%	4,03%	3,75%
2017	10,31%	3,39%	3,76%	2,81%	3,04%	4,11%	4,35%
2018	6,52%	4,25%	4,09%	4,25%	4,21%	4,07%	4,54%
2019	13,09%	3,32%	3,69%	2,83%	2,79%	3,94%	4,75%
2020	7,24%	3,94%	4,04%	4,12%	4,29%	3,93%	4,49%
2021	4,39%	4,03%	4,03%	4,33%	4,22%	3,82%	4,10%
2022	7,04%	3,57%	3,60%	2,92%	2,92%	3,41%	4,04%
2023	1,56%	4,08%	3,88%	4,45%	4,29%	3,30%	3,62%
2024	2,55%	3,70%	3,72%	3,90%	3,78%	3,27%	3,50%
2025	3,60%	3,48%	3,60%	3,38%	3,32%	3,25%	3,48%
2026	3,54%	3,47%	3,59%	3,36%	3,31%	3,25%	3,46%
2027	3,49%	3,47%	3,60%	3,36%	3,30%	3,25%	3,45%
2028	3,44%	3,46%	3,60%	3,35%	3,29%	3,25%	3,44%
2029	3,40%	3,46%	3,60%	3,34%	3,29%	3,25%	3,43%
2030	3,37%	3,47%	3,61%	3,34%	3,28%	3,25%	3,43%
2031	3,39%	3,57%	3,74%	3,43%	3,42%	3,52%	3,53%

En la Tabla 3 y Tabla 4, en tanto, se muestran las tasas de variación anual de demanda por zona para clientes regulados y libres, respectivamente.

Tabla 3: Tasas de variación de demanda de clientes regulados previstas por zona del SIC

Año	SIC Norte	SIC Centro	SIC Itahue	SIC Concepción	SIC Sur	SIC Austral	Total
2016	4,55%	3,61%	3,89%	3,87%	4,58%	4,05%	3,83%
2017	4,40%	3,90%	4,18%	4,15%	4,57%	4,14%	4,05%
2018	4,44%	3,94%	4,19%	4,18%	4,37%	4,07%	4,06%
2019	4,36%	3,94%	4,15%	4,15%	4,12%	3,97%	4,02%
2020	4,36%	3,88%	4,10%	4,07%	4,04%	3,94%	3,97%
2021	4,15%	3,80%	4,03%	4,07%	4,00%	3,81%	3,88%

Año	SIC Norte	SIC Centro	SIC Itahue	SIC Concepción	SIC Sur	SIC Austral	Total
2022	3,96%	3,65%	3,88%	3,94%	3,82%	3,42%	3,70%
2023	3,80%	3,52%	3,75%	3,81%	3,69%	3,28%	3,56%
2024	3,79%	3,50%	3,74%	3,80%	3,68%	3,27%	3,55%
2025	3,81%	3,48%	3,73%	3,79%	3,67%	3,25%	3,54%
2026	3,78%	3,48%	3,73%	3,79%	3,67%	3,25%	3,53%
2027	3,75%	3,49%	3,73%	3,79%	3,67%	3,25%	3,53%
2028	3,75%	3,49%	3,74%	3,79%	3,67%	3,25%	3,53%
2029	3,75%	3,49%	3,74%	3,79%	3,67%	3,25%	3,54%
2030	3,75%	3,49%	3,74%	3,79%	3,67%	3,25%	3,54%
2031	3,94%	3,65%	3,89%	3,94%	3,89%	3,52%	3,71%

Tabla 4: Tasas de variación de demanda de clientes libres previstas por zona del SIC

Año	SIC Norte	SIC Centro	SIC Itahue	SIC Concepción	SIC Sur	SIC Austral	Total
2016	8,03%	2,51%	2,16%	1,84%	1,34%	1,96%	3,61%
2017	13,74%	2,50%	1,74%	1,13%	0,62%	1,62%	4,87%
2018	7,63%	4,80%	3,57%	4,33%	3,95%	3,60%	5,38%
2019	17,60%	2,24%	1,39%	1,13%	0,58%	1,35%	6,00%
2020	8,56%	4,06%	3,74%	4,19%	4,74%	3,62%	5,38%
2021	4,49%	4,44%	4,06%	4,68%	4,58%	4,16%	4,46%
2022	8,39%	3,43%	2,20%	1,57%	1,39%	2,21%	4,61%
2023	0,62%	5,08%	4,55%	5,31%	5,32%	4,68%	3,72%
2024	2,01%	4,06%	3,62%	4,03%	3,95%	3,77%	3,43%
2025	3,50%	3,48%	2,93%	2,83%	2,73%	3,04%	3,38%
2026	3,43%	3,44%	2,86%	2,79%	2,69%	2,97%	3,33%
2027	3,37%	3,45%	2,87%	2,77%	2,67%	2,97%	3,32%
2028	3,31%	3,43%	2,88%	2,75%	2,64%	2,98%	3,29%
2029	3,25%	3,41%	2,86%	2,73%	2,61%	2,95%	3,26%
2030	3,20%	3,44%	2,90%	2,72%	2,59%	2,99%	3,26%
2031	3,14%	3,43%	2,93%	2,71%	2,57%	3,01%	3,23%

Las bases y antecedentes que fundamentan la previsión de demanda presentada anteriormente, y su desagregación espacial, se encuentran contenidos en el "Informe de Previsión de Demanda 2015-2030 SIC-SING", de la fijación de precios de nudo de octubre de 2015, conforme los artículos 14° al 18° del Reglamento de Precios de Nudo. Este informe se encuentra publicado en la página web de la Comisión.

# 1.1.3 Desagregación temporal de demanda

La desagregación temporal de la demanda se realizó mediante la utilización de curvas de duración, las cuales se dividen en cinco bloques horarios para cada mes del año.

La curva de duración corresponde a aquella curva que resulta de ordenar de mayor a menor la demanda horaria para cada mes, tanto del SING como del SIC. Esta curva horaria, en este caso, corresponde al promedio de los consumos horarios del periodo 2005-2010. Dichos consumos se obtienen a partir de los antecedentes solicitados en las cartas CNE N°304 y CNE N°305, todas de fecha 30 de junio de 2011 a los CDEC de los sistemas interconectados SIC y SING respectivamente. A partir de aquella curva de duración se calcularon cinco bloques rectangulares cuyo ancho se

obtiene del resultado obtenido de minimizar la diferencia entre la suma del área de los cinco bloques y el área inferior de la curva de duración.

La duración de los bloques de las curvas de duración mensuales, se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: Curvas de duración mensual de demanda

		Durac	ión Bloque (I	noras)		Total
Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Total
Abril	181	101	162	224	52	720
Mayo	163	121	158	279	23	744
Junio	60	139	139	335	47	720
Julio	167	110	184	258	25	744
Agosto	163	113	220	221	27	744
Septiembre	41	191	163	275	50	720
Octubre	168	105	236	186	49	744
Noviembre	193	86	229	179	33	720
Diciembre	194	108	209	196	37	744
Enero	26	222	151	272	73	744
Febrero	176	93	223	160	20	672
Marzo	187	111	262	152	32	744

# 1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

### 1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

Para la elaboración del presente Informe Técnico se utilizaron como antecedentes los precios de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del SIC, enviados por el CDEC-SIC de acuerdo a la última programación semanal vigente según lo establecido en el artículo 19° del Reglamento de Precios de Nudo. Esta información se muestra en la siguiente Tabla 6.

Tabla 6: Costos variables de centrales térmicas del SIC

	THE PARTY OF THE P	TO RECIPE ON THE	Tasa de	riables de centrales te	1 SOMETHINGS	THE SAME	Unidad	Washing Lines	C,Var, No	E Victoria
Propietario	Central	Potencia	Salida	Tipo de Combustible	Costo de	Costo de	Consumo	Cansuma	Comb,	C, Var
		Neta [MW]	Forzada		Comb.	Comb,	Específico	Específico	[USS/MWh]	[US\$/MI
	Ventanas 01	113,4	0,07	Carbón	[US\$/Ton]	79,3	[Ton/MWh]	0,415	2,18	35,08
	Ventanas 02	208,6	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	79,3	[Ton/MWh]	0,397	1,38	32,85
	Laja 01	7,9	0,03	Desechos Forestales	[US\$/MWh]	4,7		8,820	3,40	44,42
AES GENER S.A.	Laja 02	3,5	0,03	Desechos Forestales	[US\$/MWh]	0,0	-	0,000	0,00	0,00
	Laguna Verde	45,1	0,50	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	386,3	[Ton/MWh]	0,412	7,86	167,0
	Laguna Verde TG	17,9	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	386,3	[Ton/MWh]	0,264	11,42	113,4
	Los Vientos	131,3	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	388,2	[Ton/MWh]	0,267	2,95	106,5
	Santa Lidia	137,6	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	394,9	[Ton/MWh]	0,264	3,53	107,7
AGRÍCOLA ANCALÍ LTDA.	Ancali 1	1,6	0,03	Biomasa	[US\$/MWh]	6,3	-	5,960	3,40	41,13
AGUAS ANDINAS S.A.	Trebal Mapocho	8,2	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	0,0	[m3/MWh]	1,000	22,70	22,70
ANDES GENERACIÓN	Andes Generación	32,5	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	256,7	[m3/MWh]	0,214	22,18	77,10
	Arauco 01	10,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	40,0	-	1,000	0,00	40,00
	Arauco 02	10,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	70,0		1,000	0,00	70,00
	Arauco 03	4,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	100,0	-	1,000	0,00	100,0
	Celco 01	3,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	10,0		1,000	0,00	10,00
	Celco 02	2,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	40,2		1,000	0,00	40,2
	Celco 03	3,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-PetrN°6	[US\$/MWh]	103,2		1,000	0,00	103,1
	licantén 00	5,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-PetrN*6	[US\$/MWh]	0,0		1,000	0,00	0,00
	licantén 01	1,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-PetrN*6	[US\$/MWh]	63,0		1,000	0,00	63,00
ARAUCO BIOENERGIA S.A.	valdivia 01	11,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N*6	[US\$/MWh]	0,0		1,000	0,00	0,00
	valdivia 02	21,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	18,0		1,000	0,00	18,00
	valdivia 03	6,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-PetrN*6	[US\$/MWh]	32,2		1,000	0,00	32,22
	valdivia 04	23,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	68,4		1,000	0,00	68,44
	Viñales 01	6,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	16,0	-	1,000	0,00	16,00
	Viñales 02	10,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-PetrN*6	[US\$/MWh]	38,0		1,000	0,00	38,00
	Viñales 03	6,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	45,0		1,000	0,00	45,00
	Nueva Aldea 03	37,0	0,03	Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,0		1,000	0,00	0,00
	Horcones TG Diésel	24,3	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	321,6	[m3/MWh]	0,418	10,00	144,4
BENEO ORAFTI	Orafti	0,5	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,9
BIO CRUZ GENERACIÓN	Bio Cruz	1,8	0,02	GNL	[US\$/dam3]	343,0	[dam3/MWh]	0,337	3,87	119,2
BIO ENERGÍA SANTA IRENE SPA	Santa Irene	0,4	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	0,0	[m3/MWh]	1,000	22,70	22,70
	CMPC Tissue	5,0	0,02	GNL	[US\$/MBtu]	9,1	[MBtu/MWh]	10,132	0,00	92,60
	Cordillera 01	4,0	0,02	GNL	[US\$/m3st]	0,0	[m3st/MWh]	116,380	1,40	1,40
	Cordillera 02	8,0	0,02	GNL	[US\$/m3st]	0,3	[m3st/MWh]	116,380	1,40	36,90
BIOENERGÍAS FORESTALES	Cordillera 03	12,0	0,02	GNL	[US\$/m3st]	1,3	[m3st/MWh]	116,380	1,40	156,1
DIOLITEROIAS FORESTALES	Santa Fe 01	17,0	0,03	Biomasa	[US\$/m3e]	2,0	[m3e/MWh]	4,900	5,00	14,80
	Santa Fe 02	16,8	0,03	Biomasa	[US\$/m3e]	4,3	[m3e/MWh]	5,000	5,00	26,50
	Santa Fe 03	16,1	0,03	Biomasa	[US\$/m3e]	6,5	[m3e/MWh]	4,900	5,00	36,85
	Santa Fe 04	10,8	0,03	Biomasa	[US\$/m3e]	9,0	[m3e/MWh]	4,600	5,00	46,40
CGI IANSA	Curicó	2,0	0,02	Carbón	[US\$/m3]	86,0	[m3/MWh]	0,376	3,00	35,33
CÍA. BARRICK CHILE GENERACIÓN LTDA	Punta Colorada 01 Fuel	16,6	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	269,8	[Ton/MWh]	0,219	28,90	-
5845	CMPC Santa Fe	5,0	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	6,3	[m3/MWh]			87,99
CMPC CELULOSA S.A.	Laja CMPC 01	5,0	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	0,0	[m3/MWh]	5,960	3,40	41,13
	Laja CMPC 02	10,0		DIGITION .	[039/113]	0,0	[ma/wwn]	4,900	0,00	0,00

			Take da				Heistan		ON YEAR	
Propietario	Central	Potencia	Salida Salida	Tipo de Combustible	Costo de	Costo de	Consumo	Consumo	Comb,	C, Var,
		Neta [MW]	Forzada		Comb,	Comb,	Especifico	Especifico	[USS/MWh]	[US\$/MWh
	Laja CMPC 03	10,0	0,03	Biomasa	[US\$/Ton]	25,0	[Ton/MWh]	5,000	06'9	131,90
	Pacifico CMPC 01	11,6	0,03	Biomasa-Petróleo N*6	[US\$/m3]	0,0	[m3/MWh]	4,300	00'0	00'0
	Pacifico CMPC 02	10,9	0,03	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/m3]	7,5	[m3/MWh]	4,300	00'0	32,25
	Pacifico CMPC 03	10,5	0,03	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	364,9	[Ton/MWh]	0,370	00'0	135,01
	Nehuenco 01 GNL TP	340,1	0,02	GNL	[US\$/MBtu]	0'0	[MBtu/MWh]	0,197	00'0	00'0
	Nehuenco 02 GNL TP	384,2	0,02	GNL	[US\$/MBtu]	0'0	[MBtu/MWh]	0,181	00'0	00'0
	Nehuenco 01 GNL	340,1	0,02	GNL		10,8	[MBtu/MWh]	7,284	2,90	81,28
	Nehuenco 01 FA GNL	21,4	0,02	GNL	[US\$/MBtu]	17,8	[MBtu/MWh]	9,138	00'0	162,66
	Nehuenco 02 GNL	384,2	0,02	GNL		10,8	[MBtu/MWh]	069'9	2,40	74,38
		342,0	0,02	Carbón	[US\$/MWh]	74,9		0,352	3,00	29,36
	Antilhue TG 01	50,3	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	556,0	[m3/MWh]	0,274	2,80	154,96
COLBÚN		51,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	556,0	[m3/MWh]	0,274	2,80	154,96
	Candelaria CA 01 Diésel	124,7	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	580,2	[m3/MWh]	0,322	2,80	189,46
		127,9	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	580,2	[m3/MWh]	0,322	2,80	189,46
	Los Pinos	102,8	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	582,8	[m3/MWh]	0,227	4,50	136,69
	Nehuenco 01 Diésel	310,0	90'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	561,8	[m3/MWh]	0,190	5,21	111,73
	Nehuenco 02 Diésel	391,0	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	561,8	[m3/MWh]	0,189	5,21	111,59
	Nehuenco 98 01 Diésel	92,0	0,10	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	561,8	[m3/MWh]	0,327	4,30	188,18
		16,0	0,10	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	561,8	[m3/MWh]	0,339	21,50	212,05
	Lautaro 2	20,5	0,03	Biomasa	[US\$/MWh]	34,4		0,750	9,40	35,19
COMASA S.A.	Lautaro 01	14,8	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	4,2		5,860	9,60	34,45
	Lautaro 02	9,2	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	9'5		5,500	9,60	40,57
	Yungay 01 Diésel	52,4	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1007,5	[Ton/MWh]	0,280	22,70	304,81
	Yungay 02 Diésel	52,1	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1007,5	[Ton/MWh]	0,252	22,70	276,60
DUKE ENERGY	Yungay 03 Diésel	53,5	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1007,5	[Ton/MWh]	0,274	22,70	298,77
	Yungay 04 Diésel	41,0	90'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1007,5	[Ton/MWh]	0,297	57,80	357,04
ELÉCTRICA CENIZAS S.A.	Cenizas	13,9	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	763,9	[Ton/MWh]	0,230	13,81	189,73
ELÉCTRICA VENTANAS	Nueva Ventanas	249,0	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	71,3	[Ton/MWh]	0,380	5,55	32,63
	Chiloé	0'6	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	416,2	[Ton/MWh]	0,282	39,27	156,52
	Constitución Elektragen	0'6	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	436,0	[Ton/MWh]	0,282	39,27	162,09
ELEKTRAGEN	Maule	6,0	90'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	436,0	[Ton/MWh]	0,282	39,27	162,09
	Monte Patria	0'6	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	373,5	[m3/MWh]	0,231	45,20	131,48
	Punitaqui	0'6	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	373,5	[m3/MWh]	0,231	45,20	131,48
	Emelda 01	33,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1020,4	[Ton/MWh]	0,292	14,50	312,47
EMELDA S.A.	Emelda 02	35,7	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	1020,4	[Ton/MWh]	0,314	14,50	334,92
EMPRESA ELÉCTRICA CAMPICHE S.A.	Campiche	249,0	0,02	Carbón	[US\$/MWh]	72,8		0,380	5,55	33,23
	Bocamina 01	122,2	0,13	Carbón	[US\$/Ton]	78,0	[Ton/MWh]	0,380	7,35	36,99
	Bocamina 02	322,5	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	78,0	[Ton/MWh]	0,378	4,30	33,77
	Quintero 01 CA GNL	127,1	0,02	GNL	[US\$/m3]	189,8	[m3/MWh]	0,317	3,80	64,07
	Quintero 02 CA GNL	128,1	0,02	GNL	[US\$/m3]	189,8	[m3/MWh]	0,317	3,80	64,07
ENDESA	San Isidro 02 GNL	393,4	0,02	GNL	[US\$/dam3]	189,8	[dam3/MWh]	0,195	8,95	45,97
	San Isidro FA GNL	20,0	0,02	GNL	[US\$/dam3]	189,8	[dam3/MWh]	0,337	2,82	66,70
	San Isidro GNL	347,6	0,02	GNL	[US\$/dam3]	189,8	[dam3/MWh]	0,203	22,23	60,74
	Taltal 01 GNL	123,2	90'0	GNL	[US\$/dam3]	161,2	[dam3/MWh]	0,303	4,00	52,85
	Diego de Almagro TG	23,7	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	388,2	[Ton/MWh]	0,337	6,63	137,44

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Costo de Comb,	Costo de Comb,	Unidad Consumo Especifico	Consumo	Comb,	C, Var, [US\$/MWh]
A CONTRACTOR OF THE PARTY OF TH	Huasco TG	27,7	98'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	380,0	[Ton/MWh]	0,348	7,86	140,10
	San Isidro 02 CC Diésel	350,0	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	375,2	[Ton/MWh]	0,183	13,97	82,48
	San Isidro Diésel	305,0	0,02	Petróleo Diésel	15	375,2	[Ton/MWh]	0,185	29,30	98,87
	Taltal 01 Diésel	110,0	90'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	395,6	[Ton/MWh]	0,254	6,75	107,24
	Taltal 02 Diésel	110,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	395,6	[Ton/MWh]	0,254	6,75	107,24
ENERGÍA LEÓN	Coelemu	5,9	0,03	Biomasa	-	6,3	[m3/MWh]	5,960	3,40	41,13
ENERGIA PACIFICO	Energía Pacífico	14,3	0,03	Desechos Forestales	[US\$/m3 st]	6'8	[m3 st/MWh]	4,880	9,83	53,36
	El Peñón	80'8	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	373,5	[Ton/MWh]	0,219	28,00	109,91
	San Lorenzo 01	28,4	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	552,6	[Ton/MWh]	0,342	24,00	213,00
FNIASA	San Lorenzo 02	25,9	0,02	Petróleo Diésel	15	552,6	[Ton/MWh]	0,380	24,00	234,22
COL	San Lorenzo 03	1,7	0,02	Petróleo Diésel	15	532,8	[Ton/MWh]	0,289	22,80	176.78
	Teno	58,9	0,02	Petróleo Diésel		399,5	[Ton/MWh]	0,219	28,00	115,61
	Trapén	80'8	50'0	Petróleo Diésel	15	389,2	[Ton/MWh]	0,219	28,00	113,36
	Esperanza 01	18,6	50'0	Petróleo Diésel	15	904,0	[m3/MWh]	0,429	9,05	396,48
ENORCHILE S.A.	Esperanza 02	1,6	50'0	Petróleo Diésel	1	904,0	[m3/MWh]	0,296	28,15	296,12
	Esperanza 03	1,8	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	904,0	[m3/MWh]	0,284	25,67	282,75
EQUIPOS GENERACIÓN S.A.	Cementos Bio Bio	13,5	50'0	Petróleo Diésel	11	207,2	[Ton/MWh]	0,218	22,28	67,44
GAS SUR S.A.	Newen	14,4	50'0	Petróleo Diésel	15	275,3		1,000	7.49	282.80
GENERACIÓN DE ENERGÍA NUEVA DEGAN S.A.	Degañ	36,0	50'0	Petróleo Diésel	-	411,2	[Ton/MWh]	0,219	33,30	123,24
GENERADORA DEL PACÍFICO S.A.	Termopacífico	86,1	50'0	Petróleo Diésel	ΙŁ	9'0	[Ton/MWh]	265,832	24,22	172,36
GENERADORA ESTANCILLA SPA	Estancilla	3,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,7	[m3/MWh]	0,365	3,64	144,78
	Guacolda 01	142,9	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	70,4	[Ton/MWh]	0,396	1,00	28,88
	Guacolda 02	142,9	0,02	Carbón	11	70,4	[Ton/MWh]	0,397	1,00	28,96
GUACOLDA S.A.	Guacolda 03	137,1	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	61,3	[Ton/MWh]	0,382	2,10	25,50
	Guacolda 04	139,1	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	70,5	[Ton/MWh]	0,384	2,00	29,06
	Guacolda 05	131,7	0,02	Carbón	[US\$/Ton]	9'02	[Ton/MWh]	0,384	2,00	29,13
HBS ENERGIA	HBS	2,2	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	6,3	[m3/MWh]	5,960	3,40	41,13
	Cardones	152,3	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/dam3]	4004	[dam3/MWh]	0,240	24,41	120,50
ICPOWER	Colmito GNL TP	2,72	50'0	GNL	[US\$/MBtu]	0,0	[MBtu/MWh]	9,720	10,20	10,20
	Colmito Diésel	27,72	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	409,0	[Ton/MWh]	0,248	14,30	115,86
KDM ENERGÍA	Los Colorados 01	2,0	0,03	Biomasa	-	0,0		1,654	11,57	11,57
	Los Colorados 02	18,2	0,03	Biomasa	[US\$/MWh]	0,0		2,330	10,25	10,25
LAS PAMPAS	Las Pampas	0,4	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	0,0	[m3/MWh]	1,000	22,70	22,70
LOS GUINDOS SPA.	Los Guindos	138,3	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	466,8	[Ton/MWh]	0,244	3,25	117,28
MASISA ECOENERGIA	Masisa	11,0	0,05	Biomasa	[US\$/m3 st]	6,3	[m3 st/MWh]	5,960	3,40	41,13
MVCGENERACION	Colihues	21,2	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	256,7	[Ton/MWh]	0,214	22,18	77,10
NUEVA ENERGÍA S.A.	Escuadrón	12,5	0,03	Biomasa	[US\$/m3 st]	5,2	[m3 st/MWh]	009'9	4,30	38,62
NUTRECO	Skretting	2,7	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Nueva Aldea 01	14,0	0,03	Biomasa-Licor Negro-Petr N°6	[US\$/MWh]	25,0		1,000	00'0	25,00
PANELES ARAUCO S.A.	cholguán 00	0,6	0,03	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	25,5		1,000	00'0	25,48
	cholguán 01	4,0	0,03	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	108,8		1,000	00'0	108,84
PETROPOWER S.A.	Petropower	63,0	0,03	Petróleo Diésel	[US\$/MWh]	0'0		1,000	3,90	3,90
POTENCIA S.A.	Olivos 01	93,0	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	396,5	[Ton/MWh]	0,231	30,40	121,98
	Olivos 02	22,2	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	396,5	[Ton/MWh]	0,231	02'69	161,28
CAGECA	Biomar	2.4	200	Date Alba Dittal	1.					

		Potencia	asa de		Costo de	Costo de	Omicad	Consumo		C. Var.
Propietario	Central	Neta [MW]	Salida Forzada	Tipo de Combustible		Comb,	Consumo	Específico	Comb, [USS/MWh]	[US\$/MWh]
	Calle-Calle	13,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/MWh]	386,3		0,228	21,69	109,82
	Cañete	4,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Chufken	1,6	90'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Chuyaca	11,3	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	382,3	[Ton/MWh]	0,254	21,63	118,55
	Contulmo	8,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Coronel TG Diésel	46,8	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	362,0	[Ton/MWh]	0,228	17,23	99,81
	Curacautín	2,4	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Danisco	8,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Eagon	2,4	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	JCE	8'0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Lebu	2,4	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Lonquimay	1,2	50'0	Petróleo Diésel	(US\$/m3)	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Los Alamos	8'0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Los Sauces 1	1,5	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Los Sauces 2	1,5	90'0	Petróleo Diésel		331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Louisiana Pacific	2,9	90'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Louisiana Pacific 2	3,2	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Multiexport I	8'0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Multiexport II	1,6	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Quellón 02	0,7	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	391,4	[Ton/MWh]	0,254	28,30	127,52
	Salmofood I	1,6	50'0	Petróleo Diésel	-	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Salmofood II	1,6	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Skretting Osorno	3,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Tirúa	1,9	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Trongol	2,8	50'0	Petróleo Diésel	-	331,2	[m3/MWh]	0,263	38,81	125,92
	Watt	8,0	50'0	Petróleo Diésel		386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
	Watt II	1,6	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	386,3	[m3/MWh]	0,263	21,69	123,28
SANTA MARTA	Santa Marta	17,4	0,03	Biomasa		0,0	[Nm3/MWh]	518,000	15,00	15,00
	Nueva Renca GNL Conv	321,1	0,02	GNL	[US\$/m3]	281,5	[m3/MWh]	0,202	3,85	60,77
	Nueva Renca GNL	321,1	0,02	GNL		199,5	[dam3/MWh]	0,202	3,85	44,19
SOCIEDAD ELÉCTRICA SANTIAGO S.A.	Nueva Renca Diésel	312,3	0,02	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	386,7	[Ton/MWh]	0,171	7,47	73,60
	Nueva Renca FA GLP	29,3	0,02	Petróleo Diésel		447,2	[dam3/MWh]	0,197	90'0	88,16
	Renca	92,0	0,11	Petróleo Diésel		386,7	[Ton/MWh]	0,365	3,64	144,78
SWC	El Salvador TG	23,7	50'0	Petróleo Diésel		373,8	[Ton/MWh]	0,337	41,24	167,22
TAMM	Tamm	0,2	0,03	Biomasa	[US\$/m3]	0,0	[m3/MWh]	1,000	22,70	22,70
	Tapihue	6,4	0,02	GNL		343,0	[m3/MWh]	0,337	3,87	119,29
	Casablanca 1	1,6	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	320,7	[m3/MWh]	0,278	38,81	127,96
	Casablanca 2	6'0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	320,7	[m3/MWh]	0,278	38,81	127,96
	Con Con	2,3	0,05	Petróleo Diésel	-	312,3	[m3/MWh]	0,284	31,08	119,78
	Curauma	2,5	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	320,7	[m3/MWh]	0,278	38,81	127,96
TECNORED	Las Vegas	2,1	0,05	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	315,2	[m3/MWh]	0,284	29,00	118,50
	Linares	5'0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	331,2	[m3/MWh]	0,263	34,55	121,66
	Placilla	3,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	315,4	[m3/MWh]	0,278	25,92	113,59
	Quintay	3,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	315,7	[m3/MWh]	0,278	26,47	114,24
			100	Detection Ditter	10001	4	The state of		100	

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Costo de Comb,	Costo de Comb,	Unidad Consumo Específico	Consumo Específico	C,Var, No Comb, IUSS/MWh]	C, Var, [US\$/MWh]
	Totoral	3,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/m3]	320,7	[m3/MWh]	0.278	30.55	119.70
TERMOEI ÉCTRICA LOS ESDINOS S.A.	Espinos 01	100,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	396,5	[Ton/MWh]	0.221	26.40	114.02
	Espinos 02	24,0	50'0	Petróleo Diésel	[US\$/Ton]	396.5	[Ton/MWh]	0.221	67.80	155.42
TOMAVAI GENEBACIÓN	Tomaval 2	1,6	0,02	GNL	[US\$/m3]	343,0	[m3/MWh]	0.337	3.87	119.29
NO STATE STATE OF STA	Tomaval 1	1,0	0.05	Petróleo Diésel	[135/m3]	320.7	[m3/kMh]	0.270	20 01	137.06

### 1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se modelaron para el horizonte de estudio a través de los factores de modulación obtenidos de las proyecciones mostradas en las tablas siguientes, determinadas por esta Comisión. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el "Informe de proyecciones de precios de combustibles 2016-2031" publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y GNL, los costos de combustibles informados por el CDEC se modelan hasta diciembre de 2019 a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2020 se utilizan como costos combustibles de estas centrales, los precios de la proyección elaborada por la Comisión. Para los combustibles diésel, fuel y mezcla diésel-fuel la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo Brent de la Tabla 9.

Tabla 7: Proyección precio del carbón térmico - 7000 [kcal/kg]

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación		
2016	85,99	1,000		
2017	87,77	1,021		
2018	88,36	1,028		
2019	89,16	1,037		
2020	90,09	1,048		
2021	90,95	1,058		
2022	91,51	1,064		
2023	92,02	1,070		
2024	92,38	1,074		
2025	93,00	1,081		
2026	93,54	1,088		
2027	94,02	1,093		
2028	94,20	1,095		
2029	94,87	1,103		
2030	95,48	1,110		
2031	96,02	1,117		

Tabla 8: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MBtu]	Factor de Modulación
2016	9,29	1,000
2017	9,98	1,073
2018	9,41	1,012
2019	9,93	1,069
2020	10,32	1,110
2021	10,48	1,127
2022	10,56	1,136
2023	10,74	1,156
2024	10,86	1,169
2025	10,99	1,182
2026	11,23	1,209

Año	Precio [USD/MBtu]	Factor de Modulación
2027	11,23	1,208
2028	11,24	1,209
2029	11,29	1,214
2030	11,26	1,212
2031	11,52	1,240

Tabla 9: Proyección precio de crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación	
2016	72,13	1,000	
2017	77,49	1,074	
2018	77,38	1,073	
2019	78,85	1,093	
2020	80,31	1,114	
2021	82,50	1,144	
2022	84,88	1,177	
2023	87,37	1,211	
2024	89,92	1,247	
2025	92,49	1,282	
2026	95,26	1,321	
2027	98,12	1,360	
2028	101,06	1,401	
2029	104,10	1,443	
2030	107,22	1,487	
2031	110,44	1,531	

Para las centrales de ciclo abierto y combinado que utilizan gas natural se ha incorporado un valor adicional de 0,12 [US\$/MBtu] por concepto de regasificación.

Para las centrales térmicas del programa de obras de generación en construcción, en caso de no disponer de información respecto a su costo variable, se utilizan los costos de combustibles de centrales de características similares, incluyendo la modulación correspondiente, mientras que, para las centrales termoeléctricas del programa indicativo de obras de generación se utilizan los precios de combustibles determinados por la Comisión, así como sus proyecciones.

# 1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

La disponibilidad de gas natural que se utiliza, es la informada por el CDEC-SIC, mediante el Informe Mensual del mes de marzo 2016. Ésta se muestra, hasta diciembre de 2016, en la Tabla 10.

Tabla 10: Disponibilidad de GNL

				Volume	en esperado	[MMm <sup>3</sup> ]					
Mes/Central	Nehuenco1	Nehuenco2	Nueva Renca	Quintero 1	Quintero 2	San Isidro 1	San Isidro 2	Taltal 1	Taltal 2	Colmito	Cordillera
abr-16	42,7	44,5	0,0	0,0	0,0	41,6	53,2	1,1	0,0	0,8	0,0
may-16	41,1	42,8	0,0	0,0	0,0	20,2	51,5	0,6	0,0	0,2	0,3
jun-16	22,2	44,3	46,5	0,0	16,6	48,7	53,2	0,5	0,0	0,0	0,3
jul-16	0,0	36,0	45,0	8,0	0,0	47,2	51,5	0,3	0,0	0,0	0,3
ago-16	0,0	24,8	33,0	0,0	0,0	23,7	53,2	0,4	0,0	0,0	0,3
sep-16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,7	53,2	0,5	0,0	0,0	0,3
oct-16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,2	51,5	0,4	0,0	0,0	0,3
nov-16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,7	53,2	4,0	0,0	0,0	0,3
dic-16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5	51,5	6,3	0,0	0,0	0,3

Para el resto del horizonte de planificación, la disponibilidad de gas natural que se ha considerado es la siguiente:

- Sin disponibilidad para las centrales Candelaria 1, Candelaria 2 y Taltal 2.
- San Isidro 1 y 2: disponibilidad completa desde Enero 2016.

Para las centrales Nehuenco 1, Nehuenco 2 y Nueva Renca, no se prevé disponibilidad en el corto plazo, de acuerdo a lo informado por el CDEC. Sin perjuicio de lo anterior, para efectos de la elaboración del programa indicativo de obras de generación, se ha evaluado la utilización de estas centrales de forma de optimizar el uso de los recursos disponibles en el sistema.

# 1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

Esta Comisión ha actualizado el programa de obras de generación en construcción tomando en consideración nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en el artículo N°31 del Reglamento de Precios de Nudo.

En ese sentido, se consideran las centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N°315 del 05 de abril de 2016, que actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción y las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar de la presente fijación.

Con las condiciones mencionadas en el párrafo anterior se genera el programa de obras de generación en construcción del SIC, el que se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11: Obras de generación en construcción

Proyecto	Propietario	Fecha estimada puesta en servicio	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Barra de conexión
La Montaña I	VHC	abr-16	Hidro - Pasada	3,0	VII Región	Teno 66
Los Buenos Aires	Enel Green Power	abr-16	Eólico	24,0	VIII Región	Los Ángeles - Negrete
La Silla	Parque Eólico Renaico	abr-16	Fotovoltaico	1,9	IV Región	Pajonales 23
Conejo I	Pattern Energy Group	abr-16	Fotovoltaico	104,5	II Región	Diego de Almagro – Papos
La Esperanza	Eólica La Esperanza	abr-16	Eólico	10,5	VIII Región	Negrete 66
Pampa Solar	Helio Atacama Nueve	abr-16	Fotovoltaico	69,0	III Región	Diego de Almagro – Papos
Renaico	Enel Green Power	abr-16	Eólico	88,0	VIII Región	Duqueco - Temuco
Las Peñas	Eólico Las Peñas	may-16	Eólico	8,4	VIII Región	Carampague
Chuchiñí	SPV P4	may-16	Fotovoltaico	2,88	IV Región	Cuncumén
Santa Julia	SPV P4	may-16	Fotovoltaico	3,0	IV Región	Cabildo
Carrera Pinto II	Enel Green Power	jun-16	Fotovoltaico	77,0	III Región	Carrera Pinto 220
Río Colorado	GPE - Río Colorado	jun-16	Hidro - Pasada	15,0	VII Región	Río Colorado 220
Los Loros	Solaire Direct	jun-16	Fotovoltaico	50	III Región	Los Loros
Ancoa	GPE	jun-16	Hidro - Pasada	27,0	VII Región	Linares – Ancoa
San Juan	Latin American Power	jul-16	Eólico	184,8	III Región	Punta Colorada 220
Quilapilún	Sunedison	ago-16	Fotovoltaico	103,2	RM	Polpaico – Los Maquis
Abasol	Avantia	ago-16	Fotovoltaico	61,5	III Región	Maitencillo – Punta Colorada
Divisadero	Avenir Solar Chile	sep-16	Fotovoltaico	65,0	III Región	Maitencillo 110
El Romero	Acciona	sep-16	Fotovoltaico	196,0	III Región	Maitencillo – Punta Colorada
La Mina	Colbún	sep-16	Hidro - Pasada	34,0	VII Región	Loma Alta
Chaka I	Solar Desierto I	oct-16	Fotovoltaico	27,0	III Región	Diego de Almagro – Franke
Chaka II	Solar Desierto I	oct-16	Fotovoltaico	23,0	III Región	Diego de Almagro – Franke
Doña Carmen	IMELSA	oct-16	Diésel	48,0	V Región	Los Vilos – Nogales
El Pelícano	Austrian Solar	oct-16	Fotovoltaico	100,0	III Región	Maitencillo – Punta Colorada
PFV Olmué	Sunedison	ene-17	Fotovoltaico	144,0	V Región	Polpaico – Quillota
Valleland	Valleland SpA	ene-17	Fotovoltaico	67,4	III Región	Cardones - Maitencillo
Guanaco Solar	Gestamp	ene-17	Fotovoltaico	50,0	III Región	Diego de Almagro 110
Malgarida	Acciona	abr-17	Fotovoltaico	28,0	III Región	Diego de Almagro – Franke
Las Nieves	Las Nieves	abr-17	Hidro - Pasada	6,5	IX Región	Río Toltén
CTM-3*	E-CL	ene-18	Diésel/gas	250,8	II Región	Cardones
Valle Solar	Alpín Sun	ago-18	Fotovoltaico	74,0	III Región	Cardones – Maitencillo
Ñuble	Eléctrica Puntilla	oct-18	Hidro - Pasada	136,0	VIII Región	Ancoa 220
Los Cóndores	Endesa	dic-18	Hidro - Pasada	150,0	VII Región	Ancoa 220
Las Lajas	AES Gener	dic-18	Hidro - Pasada	267,0	RM	Los Almendros 220
Alfalfal II	AES Gener	may-19	Hidro - Pasada	264,0	RM	Florida 110
San Pedro	Colbún	oct-20	Hidro - Pasada	170,0	XIV Región	Los Ciruelos 220

Sin perjuicio de la Barra de Conexión presentada en la tabla anterior, esta Comisión ha considerado en la modelación los nodos más cercanos a dichas barras, y disponibles en la modelación, para la inyección de las centrales en construcción en el proceso de determinación de precios de nudo.

# 1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación a las obras de transmisión troncal, fueron incluidos en la presente fijación, aquellos proyectos que forman parte de los planes de expansión establecidos en el decreto a que se refiere el artículo 99° de la Ley, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuran en dicho plan.

Tabla 12: Obras de transmisión en construcción

# Obras de ampliación

Proyecto	Fecha Puesta en Servicio	Responsable
Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico	abr-16	Transelec
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, sin seccionamiento en subestación Carrera Pinto	jun-16	Eletrans
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	ene-17	Transelec Norte
Seccionamiento en subestación Carrera Pinto del tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro	ene-17	Eletrans
Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	jun-16	Transelec
Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	sep-16	Transelec
Seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel	feb-17	Transelec
Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	feb-17	Transelec
Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	feb-17	Transelec
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	may-18	Eletrans
Seccionamiento completo en subestación Rahue	feb-17	Transelec
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	ago-17	Transelec
Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	oct-17	Eletrans
Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	ene-18	Transelec
Ampliación S/E San Andrés 220 kV	abr-17	San Andrés
Ampliación S/E Cardones 220 kV	ago-17	Transelec
Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	oct-17	Colbún Transmisión
Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	ago-17	Transelec
Cambio de Interruptores 52JT5,52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	ago-17	Transelec
Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	ago-17	Transchile
Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	oct-17	Colbún Transmisión
Ampliación S/E Temuco 220 kV	may-17	Transelec

### Obras nuevas

Proyecto	Fecha puesta en servicio	Responsable
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	dic-17	I.S.A
Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	dic-17	I.S.A
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	ene-18	I.S.A
Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	feb-18	Elecnor
Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	may-18	Eletrans
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	oct-18	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	oct-18	Eletrans

Proyecto	Fecha puesta en servicio	Responsable
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	ene-19	Transelec
Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	I.S.A
Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	1.S.A
Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	I.S.A
Tercer banco autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Alto Jahuel	ene-18	Transelec
Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 (seccionamiento en 500 kV de las líneas)	dic-17	Transelec
Subestación Nueva Charrúa, nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	dic-18	Transelec
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Pichirropulli Transmisora de Energía
Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro	abr-18	Celeo Redes Chile
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro - Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Cumbres	oct-19	Celeo Redes Chile
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	ene-18	Transelec
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	oct-20	Transelec

Además, se consideran las obras de expansión troncal propuestas en la Resolución Exenta N°47, de fecha 25 de enero de 2016, que aprueba el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, periodo 2015-2016, y con las respectivas modificaciones impuestas por Dictamen N° 2-2016 del Panel de Expertos, de fecha 22 de marzo de 2016, como obras indicativas de transmisión.

Tabla 13: Obras de transmisión indicativas en construcción

# Obras de ampliación

Proyecto	Fecha puesta en servicio	Responsable
Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	oct-18	Eletrans
Seccionamiento de la Línea 2x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	abr-19	San Andrés
Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	oct-18	Transelec
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	oct-18	Parque Eólico El Arrayán
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	oct-18	Parque Eólico Los Cururos
Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	jun-19	Colbún
Normalización en S/E Chena 220 kV	oct-18	Chilectra
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	oct-18	Transelec
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Lo Aguirre 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	oct-18	Transelec
Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	ene-18	Transelec
Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	ene-18	Colbún
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	oct-18	Colbún
Normalización en S/E Candelaria 220 kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220 kV	oct-18	Colbún
Normalización en S/E Ancoa 220 kV	oct-18	Colbún
Normalización en S/E Charrúa 220 kV	oct-18	Transelec
Normalización en S/E Duqueco 220 kV	abr-19	Transnet
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	oct-18	Transelec

Proyecto	Fecha puesta en servicio	Responsable
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	oct-18	STS
Normalización en S/E Puerto Montt 220 kV	ago-18	Transelec
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	oct-18	Interchile
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	oct-18	Transelec
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	oct-18	Interchile

### Obras nuevas

Proyecto	Fecha puesta en servicio
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	oct-19
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	abr-20
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-21

# 1.5 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizó una muestra estadística de 55 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2015. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de la información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

En resumen, en la presente fijación se utilizó una muestra de 55 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda. Mayores detalles de la utilización de la estadística hidrológica se explicitan en la sección de Metodología.

En los gráficos siguientes se presenta la energía anual total afluente [GWh] al SIC, ordenada de mayor a menor energía por año hidrológico (abril a marzo), y siguiendo el orden cronológico.

Gráfico 1: Energía anual afluente al SIC (según probabilidad de excedencia)

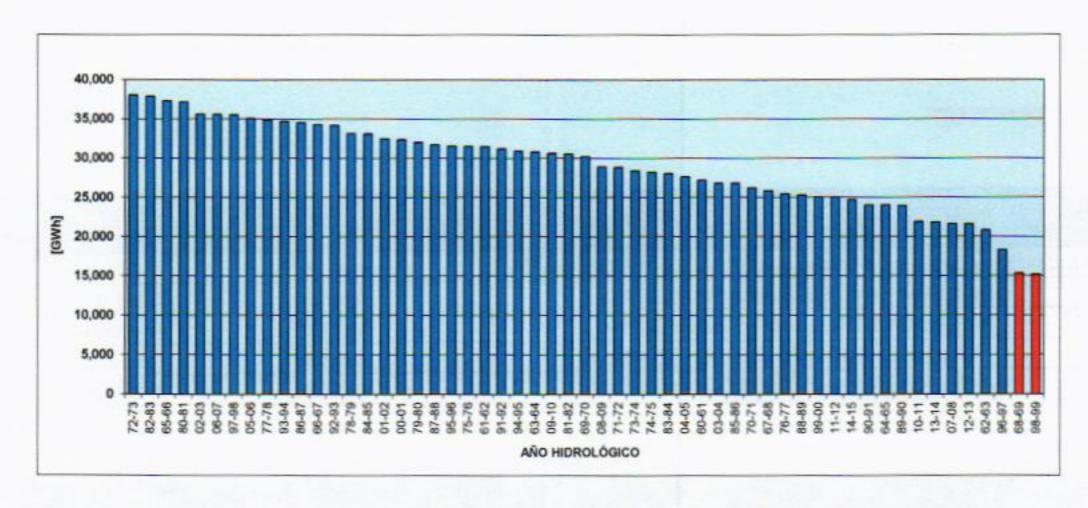
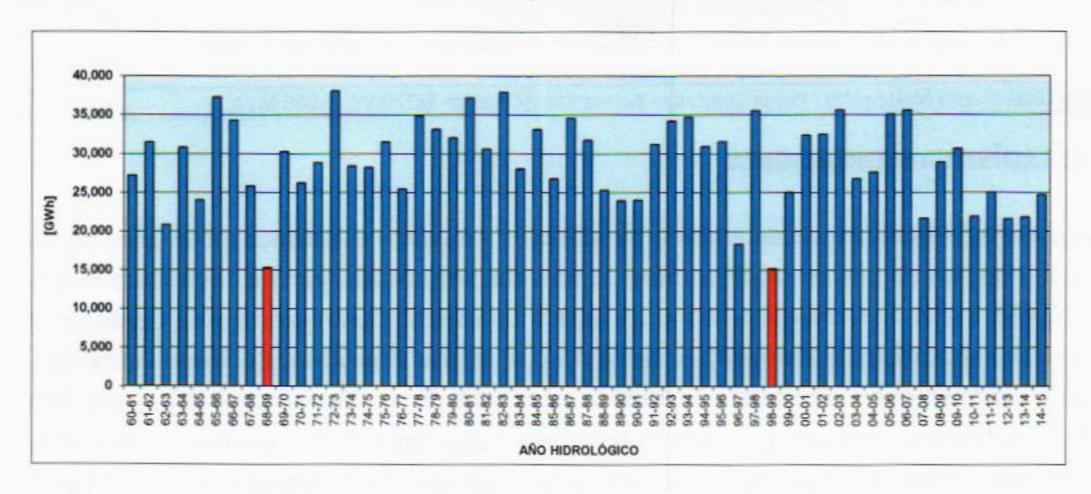


Gráfico 2: Energía anual afluente al SIC (orden cronológico)



# 1.6 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas estimadas iniciales de embalses para el primero de abril se utilizan en el programa de simulación de la operación con la metodología indicada en el presente informe, y son utilizadas como condiciones iniciales para la simulación. Esta estimación, fue informada por el CDEC SIC, y se muestran en la siguiente Tabla 14.

Tabla 14: Cotas reales al 1° de abril de 2016

Embalse	Cota (m.s.n.m	
Lago Laja	1320,20	
Laguna del Maule	2162,52	
Embalse Rapel	102,07	
Laguna Invernada	1301,62	
Lago Chapo	222,41	
Embalse Colbún	424,76	
Embalse Melado	643,78	
Embalse Ralco	692,55	
Embalse Pangue	508,58	
Poza Polcura	734,98	
Embalse Machicura	256,38	

### 1.7 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Se entenderá por horas de punta el periodo del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes o anteriores a un día laboral festivo de dichos meses.

# 1.8 OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis la Ley, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la Ley 20.257, modificado por el artículo 2° de la Ley 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda, y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, se detalla en la tabla siguiente el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta con respecto a la demanda total, necesaria para cumplir con la obligación ya mencionada. Cabe señalar que se incorporaron dentro del plan de obras indicativo instalaciones necesarias para el cumplimiento de dicha obligación.

Tabla 15: Obligación ERNC

Año	Energía total proyectada [GWh]	Energía ERNC estimada [GWh]	% ERNC
2016	69.501	3.403	4,90%
2017	72.426	4.050	5,59%
2018	75.698	4.835	6,39%
2019	79.158	5.746	7,26%
2020	82.870	7.187	8,67%
2021	86.569	8.825	10,19%
2022	90.107	10.583	11,75%
2023	93.768	12.509	13,34%
2024	97.570	14.751	15,12%
2025	101.218	17.684	17,47%

2026	104.914	18.721	17,84%
2027	108.696	19.934	18,34%
2028	112.588	20.989	18,64%
2029	116.588	22.020	18,89%
2030	120.701	23.178	19,20%
2031	125.040	24.075	19,25%

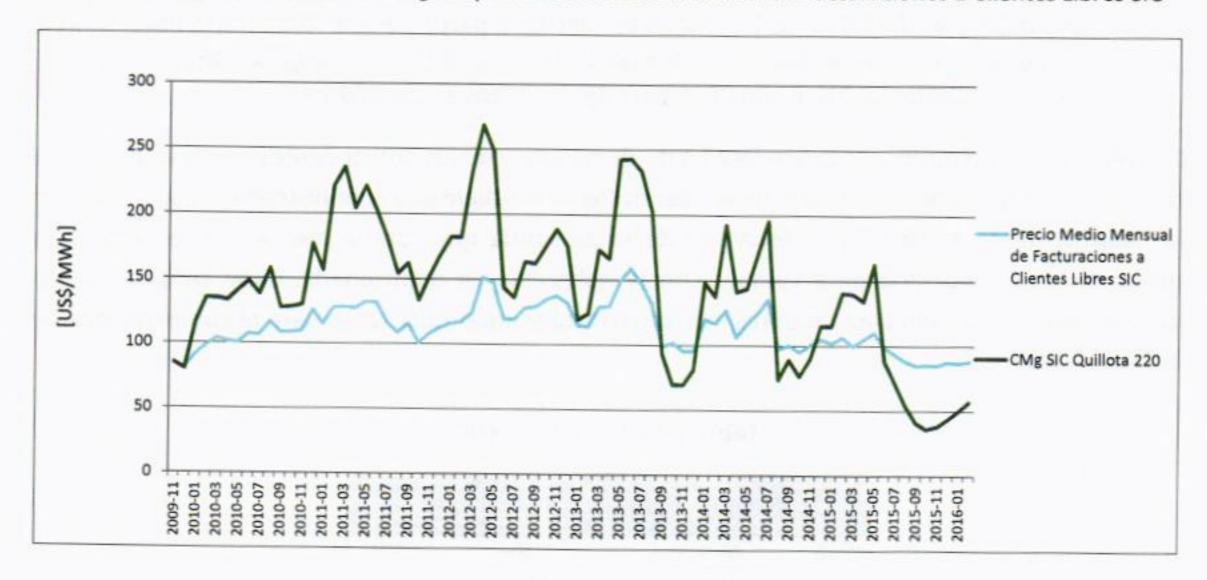
### 1.9 PRECIO MEDIO DE MERCADO

En la presente fijación, los Precios de Nudo quedan determinados por la banda de mercado calculada en base a la información enviada a la Comisión por las empresas generadoras, de los contratos con sus clientes libres y las ventas efectuadas a las distribuidoras a precios de nudo de largo plazo.

La Comisión calcula el Precio Medio de Mercado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor (IPC), y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el periodo de cuatro meses comprendido desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el periodo desde mayo a agosto, para el proceso de octubre.

El precio medio mensual de las facturaciones realizadas por todos los generadores a todos los clientes libres (incluidos los clientes libres en zonas de distribución) en el SIC, así como el costo marginal del SIC se muestran a continuación:

Gráfico 3: Evolución del Costo Marginal y del Precio Medio Mensual de Facturaciones a Clientes Libres SIC



# 2 METODOLOGÍA

# 2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SIC

Para simular la operación óptima del SIC, se utiliza un modelo multimodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos OSE2000, que trabaja el método de optimización-simulación conocido como programación dinámica dual.

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente:

Inicialmente se realiza un análisis secuencial, del futuro al presente (recursión), para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Para cada etapa, se resuelve un programa lineal que define la estrategia óptima para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo se calculan valores del agua iniciales para los embalses, para cada etapa.

A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua calculados, con el objeto de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa. La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales en el corto plazo para cada condición hidrológica.

El modelo realiza las siguientes funciones, en relación con la operación de un sistema eléctrico:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema en su conjunto, determinando el despacho de todas las centrales, para un conjunto determinado de bloques de demanda mensual y un número de situaciones hidrológicas definidas por el usuario, tomando en consideración las restricciones de transmisión y las pérdidas en las líneas.
- El modelo permite la utilización telescópica de bloques y etapas, esto es, en virtud del detalle que se requiera, que las primeras etapas pueden tener más bloques y ser de menor duración que las etapas hacia el final del horizonte, las cuales pueden tener menos bloques y ser de mayor duración.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema.

### 2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones fue de 15 años, desde abril de 2016 a marzo de 2031. Adicionalmente, para efectos de la simulación se consideran 2 años al final de la misma que permiten satisfacer las condiciones de borde.

# 2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Se toma en cuenta la tasa de indisponibilidad forzada reduciendo la potencia disponible y se detalla el programa de mantenimiento de cada central.

# 2.4 COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

El costo variable de cada central térmica es el utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar la prioridad de despacho de las centrales, en cada etapa y condición hidrológica. Para cada una de las centrales, su valor se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$C_V = C_{esp}C_c + C_{VNC}$$

C<sub>V</sub>: Costo variable de la central térmica

Cesp: Consumo específico de combustible (rendimiento)

C<sub>c</sub>: Costo del combustible

C<sub>VNC</sub>: Costo variable no combustible

Se utilizan en la modelación los valores informados por el CDEC-SIC respecto de los costos de combustibles, el rendimiento térmico y los costos variables no combustibles para las centrales en operación.

Para las centrales térmicas en construcción, y aquellas que son parte del programa de obras indicativo de generación, se utilizan los costos de combustibles de la proyección elaborada por esta Comisión con ocasión del presente proceso de fijación tarifaria, mientras que como rendimientos térmicos y costos variables no combustibles se utilizan los de centrales térmicas de similares características.

# 2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

- 1. Embalses y centrales de embalse
- 2. Centrales serie hidráulica
- 3. Centrales hidroeléctricas de pasada

Se considera en la modelación la capacidad de regulación de múltiples embalses, entre ellos el Lago Laja.

Para los embalses se considera la modelación de sus polinomios cota-volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y la representación de los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.

A efectos de generar una muestra hidrológica que contenga situaciones más extremas que aquellas presentadas en la estadística del punto 1.5, y en base a la energía afluente al sistema para cada año hidrológico, se agregaron tres hidrologías a la estadística real bajo los siguientes criterios:

 a) Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.

- b) Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la siguiente situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- c) Una hidrología húmeda, que permite que se mantenga el promedio de la muestra ampliada y que la dispersión de la misma sea mínima.

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 58.

# 2.6 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Los costos variables considerados para centrales basadas en energías renovables y demás antecedentes técnicos utilizados en la modelación se encuentran disponibles en el Anexo respectivo publicado junto con el presente informe en la página web de la CNE.

### 2.6.1 Centrales Eólicas

Se han utilizado estadísticas de recurso eólico y generación eólica para distintas regiones dentro del SIC, las que se han representado a través de la modulación mensual de las potencias máximas de las centrales eólicas. En el caso de centrales existentes, éstas han sido actualizadas considerando la última información disponible de generación real del CDEC-SIC.

A partir de antecedentes disponibles por la CNE, se han conformado también proyectos eólicos tipo de diferentes potencias, factibles de ser localizados en las regiones de Coquimbo, Biobío y Los Lagos (Chiloé), cuyos factores de planta mensuales son los que se muestran a continuación.

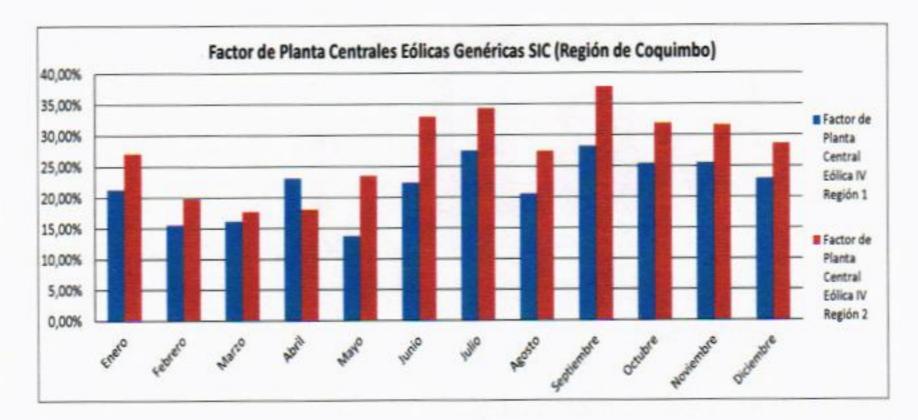


Gráfico 4: Factor de planta centrales eólicas, región de Coquimbo

Factor de Planta Centrales Eólicas Genéricas SIC (Región del Biobío)

50,00%

40,00%

20,00%

10,00%

10,00%

Epicor de Planta
Central
Eólica
Concepción

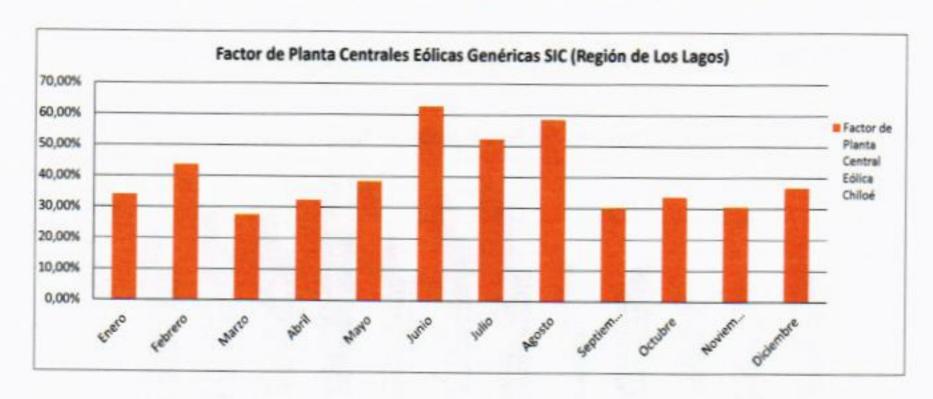
Factor de Planta
Central
Eólica
Concepción

Factor de Planta
Central
Eólica
Concepción

Factor de Planta
Central
Eólica
Concepción

Gráfico 5: Factor de planta centrales eólicas, Región del Biobío





# 2.6.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de radiación horaria, y relacionando dicha radiación con la construcción de los bloques de demanda, determinando, de este modo, la participación mediante factores de planta de centrales en base a

dicha tecnología en cada uno de los bloques. Los factores de planta así resultantes, por bloque, son los que se utilizan para la modulación de las potencias máximas de las centrales fotovoltaicas.

Estos factores, para la zona SIC Norte Chico (Atacama y Coquimbo), son los que se muestran a continuación.

Tabla 16: Factores de planta de centrales fotovoltaicas

Zona SIC Norte Chico	Bloque 5	Bloque 4	Bloque 3	Bloque 2	Bloque 1
Enero	29,2%	71,4%	38,3%	15,2%	46,5%
Febrero	0,0%	61,2%	50,2%	32,5%	4,4%
Marzo	0,0%	43,8%	58,9%	34,6%	3,6%
Abril	12,1%	46,7%	47,6%	25,5%	2,1%
Mayo	47,7%	29,1%	28,5%	16,5%	5,9%
Junio	35,1%	31,2%	16,1%	0,9%	0,0%
Julio	52,7%	27,8%	28,5%	11,2%	0,4%
Agosto	38,7%	42,6%	38,9%	14,6%	0,3%
Septiembre	38,9%	55,2%	32,4%	6,2%	35,0%
Octubre	1,9%	59,1%	61,8%	30,6%	2,3%
Noviembre	5,5%	63,7%	58,4%	42,4%	14,9%
Diciembre	7,4%	71,0%	48,6%	38,6%	16,2%

# 2.7 MODELACIÓN DE OTRAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Para las centrales existentes y en construcción, informadas por Arauco Bioenergía, la Comisión ha asignado a cada una de ellas las respectivas curvas de costo variable por bloque de potencia que informa el propietario.

# 2.8 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El Programa de Obras de Generación y Transmisión elaborado por la Comisión, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 162° de la Ley y el artículo 38° del Reglamento de Precios de Nudo, considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte establecido en la Ley y según los antecedentes indicados en el Informe Técnico Anual "Programa de Obras de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)" de agosto 2015 vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha actualizado el Programa de Obras tomando en consideración nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras y por empresas que tienen en construcción instalaciones de transmisión, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en el artículo 31° del Reglamento de Precios de Nudo.

# 2.8.1 Alternativas de expansión del parque generador

Para determinar las alternativas de expansión y la localización indicativa de las centrales de generación en estudio, esta Comisión ha tenido en vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se ha solicitado información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo actualmente.

En cuanto a los tipos de tecnología de generación, y en virtud a lo estipulado en la ley N°20.257, que introduce modificaciones a la Ley, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado también en el presente plan de obras, la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías que cumplan con lo establecido en la ya mencionada ley.

A partir de lo anterior, esta Comisión conformó un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte 2016-2031, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos fueron escalados de acuerdo a una utilización óptima de los recursos disponibles, por lo que para la determinación del plan de obras indicativo las centrales incorporadas no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico tomarán las decisiones privadas de acuerdo a criterios individuales, que pueden no responder necesariamente a los mismos bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, que se relacionan con una utilización adecuada de los recursos bajo una óptica sistémica. Estos criterios individuales pueden incluir por ejemplo, el establecimiento de contratos de suministro con clientes, la disponibilidad de combustibles, entre otros.

Las características y criterios generales aplicados en la elección de los proyectos analizados se describen en el "Programa de Obras de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)", de agosto de 2015, publicado en la página web de la Comisión.

# 2.8.2 Costos de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación en el programa indicativo son los que se presentan en la Tabla 17. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología y los antecedentes presentados en el "Informe Costos de Inversión por Tecnología de Generación" de agosto 2015, publicado en la página web de la Comisión.

Para proyectos de centrales a carbón, los costos de inversión incluyen la realización de puertos necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón, y los costos de los equipos de mitigación ambiental. Por su parte, los costos de inversión de proyectos hidroeléctricos, de manera

referencial, incluyen los costos de transmisión y los costos asociados al cumplimiento de la normativa ambiental, así como otros costos de mitigación. Por último, para los proyectos solares fotovoltaicos, geotérmicos, de biomasa y eólicos, los costos de inversión incluyen la subestación y la línea de conexión el sistema.

Tabla 17: Costos de Inversión de centrales de generación por tecnología

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	3.000
GNL - CC	1.300
Hidro - Pasada	3.400
Mini-Hidroeléctrica	3.200
Eólica	2.300
Solar Fotovoltaica	2.100
Geotérmica	6.500
Biomasa	2.700

Para el Costo de Operación, Mantención y Administración de las instalaciones de generación del programa de obras indicativo, se ha utilizado como valor fijo el equivalente al 2% del costo de inversión de cualquier tipo de central de generación.

### 2.9 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Para este efecto se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche y El Toro, a prorrata de su potencia instalada.

# 2.10 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación, sin embargo, estos costos no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con objeto de mantener los rangos de tensión en los límites aceptados. Así, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación:

- La central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW, en todo el horizonte de análisis.
- Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro II como una forma

simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

De este modo se determina el costo no cubierto por los costos marginales para los próximos 48 meses, lo que se refleja en el factor de Regulación de Tensión descrito en los resultados.

# 2.11 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En relación al sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando cinco tramos de pérdidas para el sistema de transmisión troncal, y tres tramos de pérdidas para el resto del sistema.

Se representa en forma simplificada el sistema de transmisión del SIC, incorporando instalaciones desde el nivel de 66 kV hasta el nivel de 500 kV.

Se han incorporado las instalaciones del sistema de transmisión troncal, considerando las capacidades técnicas del mismo, de acuerdo a los antecedentes disponibles por esta Comisión.

La modelación de los sistemas de transmisión considera también la reducción de algunos tramos en paralelo, y la utilización del criterio N-1 para tramos relevantes del sistema.

# 2.12 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA

En base al estudio "Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM" remitido a los CDEC mediante carta CNE N° 324 de fecha 3 de agosto de 2012 para su distribución entre las empresas integrantes, se presenta la actualización del valor de costo de falla de larga duración.

Conforme a lo anterior, el costo de falla medio del SIC está determinado para restricciones de 5%, 10%, 20% y 30%, y periodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Adicionalmente se utilizan ponderadores para seis sectores económicos: residencial, comercial, minero, empresas varias, transporte e industrial.

Para cada una de las seis componentes señaladas, se indica su fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla en el SIC.

### 2.13 COSTO DE RACIONAMIENTO

Para la determinación del valor actualizado del costo de racionamiento, se procede a tomar las seis componentes (sector residencial, comercial, minería, empresas varias, transporte e industrial) y se multiplica cada costo de racionamiento por su indexador correspondiente. Con ello se obtienen los costos de racionamiento para cada sector, para todas las profundidades y duraciones de racionamiento incluidas en el estudio.

A continuación se muestran los indexadores de los seis sectores económicos mencionados anteriormente.

Tabla 18: Indexadores para el SIC

9	SECTOR MIN	NERO (IM)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	0,71	0,68	0,66
10%	0,67	0,64	0,63
20%	0,64	0,62	0,61
30%	0,64	0,62	0,61
SE	CTOR INDU	ISTRIAL (IA)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	1,02	1,01	1,08
10%	1,06	1,05	1,09
20%	1,11	1,1	1,11
30%	1,12	1,11	1,12
SE	CTOR TRAN	ISPORTE (IT)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	1,09	1,08	1,08
10%	1,08	1,08	1,08
20%	1,08	1,08	1,08
30%	1,08	1,08	1,08
E	MPRESAS \	ARIAS (IV)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	0,82	0,82	0,81
10%	0,81	0,81	0,81
20%	0,81	0,81	0,81
30%	0,81	0,81	0,80
SE	CTOR RESIL	DENCIAL (IB)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	1,17	1,17	1,17
10%	1,17	1,17	1,17
20%	1,17	1,17	1,17
30%	1,17	1,17	1,17
S	ECTOR CON	MERCIAL (IC)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	1,20	1,20	1,20
10%	1,20	1,20	1,20
20%	1,20	1,20	1,20
30%	1,20	1,20	1,20

El costo de racionamiento del sistema se obtiene sumando los costos indexados de cada sector, multiplicados por su importancia relativa. El costo de racionamiento promedio indexado del sistema se obtiene aplicando las probabilidades de ocurrencia de cada escenario.

# 2.14 TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización considerada para las simulaciones es de 10%, según lo estipula el artículo 35° del Reglamento de Precios de Nudo.

#### 2.15 CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SIC

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Indisponibilidad de Generación, Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión.

# 2.15.1 Indisponibilidad de Generación

Se ha determinado la indisponibilidad de generación asociada al plan de obras utilizado en la presente fijación.

La indisponibilidad del sistema de generación es representada a través del desarrollo de un modelo estático anual que considera la curva de duración de la demanda del sistema y las indisponibilidades características de las unidades generadoras del sistema.

La modelación utilizada reemplaza las unidades generadoras reales por unidades ideales con disponibilidad igual a 100% obteniéndose la curva de duración de la demanda "equivalente" a partir del proceso de convolución entre la curva de duración de la demanda y las distribuciones de indisponibilidad de cada una de las unidades del sistema.

Una vez obtenida la curva de duración de la demanda equivalente y a partir de la capacidad de oferta de potencia reconocida al sistema se obtiene la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) como indicador que representa el número de horas esperado en que el sistema de generación no es capaz de absorber la demanda de potencia del sistema durante las horas de punta.

Este valor corresponde al mismo determinado en la fijación de octubre de 2015 y alcanza el valor:

Indisponibilidad de Generación SIC = 1,9 horas/año

# 2.15.2 Indisponibilidad de Transmisión

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante afectación directa de los factores de penalización considerando que los modelamientos que les dieron origen no incorporaron factores de indisponibilidad.

Para ello se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima utilizando el modelo multinodal PCP.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0,00136 horas/km al año, se simuló la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, Se consideró la salida sucesiva de 21 tramos re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda y a su distribución de costos marginales por barra se ha asignado la probabilidad correspondiente determinando un coeficiente promedio de sobrecosto por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de línea.

Como costo de falla se ha utilizado el costo correspondiente declarado en el cuerpo de este informe. Se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

Indisponibilidad de Transmisión SIC = 1,63 horas/año Factor de Sobrecosto por Indisponibilidad = 1,000183 p.u.

Este coeficiente destinado a afectar a los factores de penalización resulta ser bajo pues el modelo utilizado reconoce que pocos eventos de salida de líneas asociados a su vez a bajas probabilidades provocan insuficiencia en el abastecimiento de la demanda.

Se afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este Informe Técnico incluyen este factor de sobrecosto.

#### Cabe señalar lo siguiente:

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.
- Los parámetros definidos no pueden entenderse como una condicionante del trabajo que el CDEC debe efectuar para cumplir con lo establecido en la letra d) del artículo 36° del Decreto Supremo N°291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

# 3 RESULTADOS

# 3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN

De acuerdo a los antecedentes considerados y a la metodología utilizada descrita en los puntos anteriores, el programa de obras indicativo de generación para la presente fijación se muestra en la Tabla 19.

Tabla 19: Programa de obras indicativo de generación

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Hidroeléctrica VII Región 02	oct-19	20	Hidro - Pasada	Ancoa 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-22	20	Hidro - Pasada	Ancoa 220
Solar Pan de Azúcar 01	feb-26	200	Fotovoltaico	Pan de Azúcar 220
Grupo MH X Región 01	ene-27	60	Hidro - Pasada	Puerto Montt 500
Eólica Charrúa 01	ene-27	100	Eólica	Nueva Charrúa 220
Solar Carrera Pinto 02	mar-27	100	Fotovoltaico	Carrera Pinto 220
Carbón Pan de Azúcar 01	nov-27	342	Carbón	Pan de Azúcar 500
Solar Polpaico 03	dic-27	300	Fotovoltaico	Polpaico 220
Eólica Charrúa 04	feb-28	100	Eólica	Nueva Charrúa 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	mar-28	20	Hidro - Pasada	Charrúa 220
Carbón Cardones 01	nov-28	342	Carbón	Cardones 220
Solar Punta Colorada 02	dic-28	200	Fotovoltaico	Pan de Azúcar 220
Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-29	20	Hidro - Pasada	Charrúa 220
Eólica Concepción 03	mar-29	50	Eólica	Concepción 220
Carbón Pan de Azúcar 03	jul-29	400	Carbón	Pan de Azúcar 220
Solar Diego de Almagro 06	nov-29	300	Fotovoltaico	Diego de Almagro 22
Eólica Concepción 02	ene-30	50	Eólica	Concepción 220
Carbón Maitencillo 03	ene-30	342	Carbón	Maitencillo 220

Es importante señalar que el programa de obras responde al resultado del ejercicio de planificación descrito, considerando los supuestos de previsión de demanda, proyección de costos de combustibles y demás antecedentes mencionados. En ese sentido, este plan no refleja necesariamente centrales o proyectos particulares, sino que se efectúa en base a la identificación de la mejor utilización de los recursos energéticos potenciales.

De acuerdo a este programa indicativo de obras de generación, y considerando la totalidad de la matriz de centrales de generación eléctrica para el horizonte de evaluación, la generación anual de energía en el SIC, por tecnología, es la que se muestra en el siguiente gráfico:

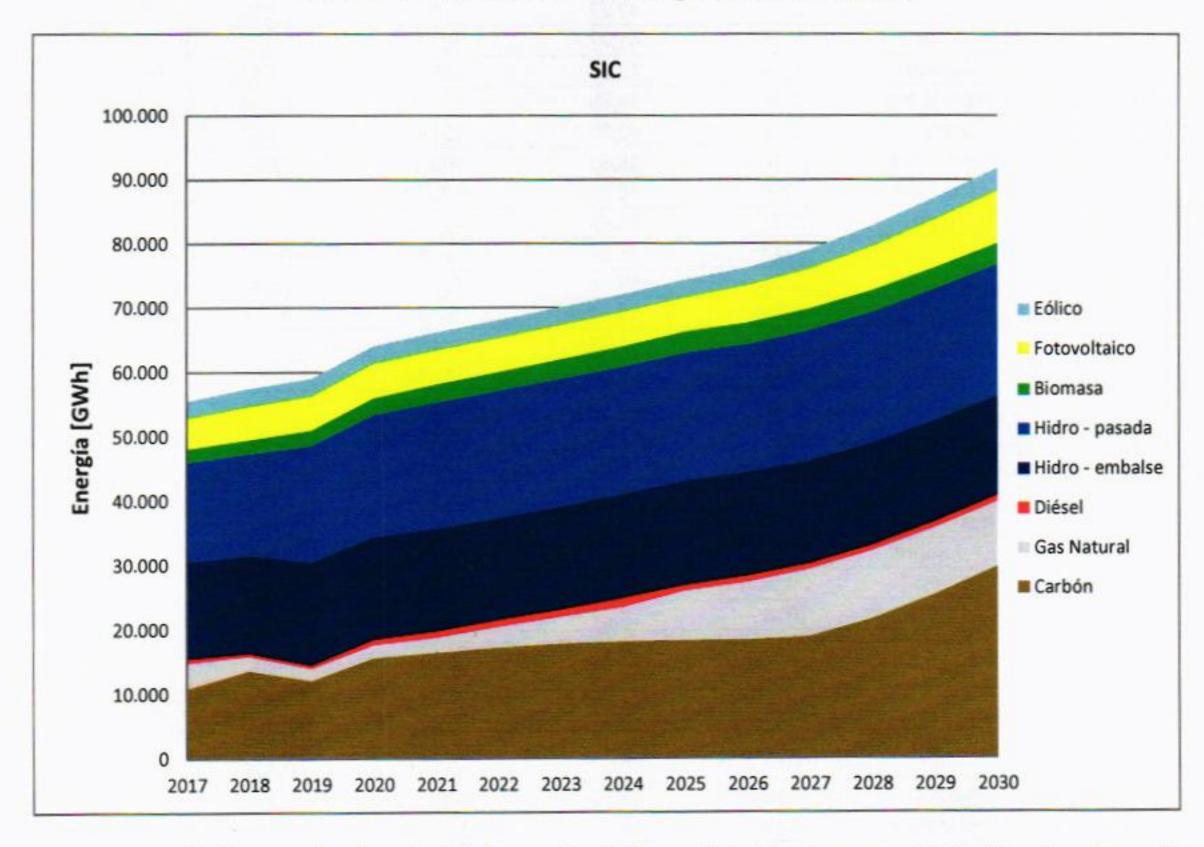


Gráfico 7: Generación anual de energía eléctrica SIC [GWh]

Como parte de los resultados obtenidos en la elaboración del programa indicativo de obras de generación se ha considerado también la utilización de las unidades de gas natural (ciclos combinados) del SIC, de la forma que se detalla a continuación:

- Nehuenco 1: disponibilidad completa desde julio 2021.
- Nehuenco 2: disponibilidad completa desde agosto 2026.
- Nueva Renca: disponibilidad completa desde febrero 2025.

#### 3.2 PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico se calcularon los costos marginales para los diferentes años de operación analizados en el sistema eléctrico en el nudo Quillota 220 kV. Una vez obtenidos los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en el periodo de 48 meses a partir de abril de 2016.

El cuadro siguiente muestra los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2016 y marzo de 2020, y el valor del costo marginal actualizado.

Tabla 20: Costos Marginales y Demanda de Energía Nudo Quillota 220 [kV]

Mes	Año	CMg Equivalente	Demanda	Tasa
ivies	Allo	[US\$/MWh]	Asociada [GWh]	Descuento
Abril	2016	43,92	375,99	1,000
Mayo	2016	41,99	383,28	0,992
Junio	2016	42,27	378,01	0,984
Julio	2016	41,77	391,92	0,977
Agosto	2016	43,03	388,04	0,969
Septiembre	2016	36,85	373,37	0,961
Octubre	2016	40,70	396,61	0,953
Noviembre	2016	38,61	390,12	0,946
Diciembre	2016	46,25	403,71	0,938
Enero	2017	36,65	417,53	0,931
Febrero	2017	45,54	396,67	0,923
Marzo	2017	49,88	412,68	0,917
Abril	2017	59,12	389,83	0,909
Mayo	2017	54,75	394,71	0,902
Junio	2017	48,59	391,86	0,895
Julio	2017	42,25	403,68	0,888
Agosto	2017	41,52	399,62	0,881
Septiembre	2017	36,60	387,03	0,874
Octubre	2017	40,06	408,59	0,867
Noviembre	2017	37,52	404,46	0,860
Diciembre	2017	44,91	420,79	0,853
Enero	2018	38,96	421,79	0,846
Febrero	2018	44,22	400,12	0,839
Marzo	2018	46,55	416,62	0,833
Abril	2018	46,76	393,03	0,827
Mayo	2018	43,90	398,03	0,820
Junio	2018	39,98	395,09	0,813
Julio	2018	38,04	407,39	0,807
Agosto	2018	36,30	403,14	0,801
Septiembre	2018	34,59	390,05	0,794
Octubre	2018	36,46	412,46	0,788
Noviembre	2018	35,42	451,88	0,782
Diciembre	2018	36,78	470,32	0,775
Enero	2019	41,60	449,64	0,769
Febrero	2019	48,60	418,59	0,763
Marzo	2019	54,29	444,62	0,757
Abril	2019	51,97	417,17	0,751
Mayo	2019	46,40	425,19	0,746
Junio	2019	43,06	419,33	0,739
Julio	2019	42,74	435,00	0,734
Agosto	2019	41,12	430,56	0,728
Septiembre	2019	38,87	414,08	0,722
Octubre	2019	41,75	440,30	0,716
Noviembre	2019	38,80	432,90	0,711
Diciembre	2019	42,24	453,46	0,705
Enero	2020	46,37	460,08	0,699
Febrero	2020	56,83	431,50	0,694
Marzo	2020	COLUMN TO SECURITION OF THE PARTY OF THE PAR		

El Precio Básico de la Energía se calcula entonces en el nudo troncal Quillota 220 kV a partir de la asociación de consumos aguas abajo de esta barra. Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales tanto en esta barra como en las barras de consumo asociadas a ésta, mostrados en la tabla precedente.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2016, el precio básico de la energía se determina como:

$$\text{Precio Básico Energía}_{\text{NUDO REFERENCIA}} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{CMg}_{\text{Nref i}} \; E_{\text{Nref,i}}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{\text{Nref,i}}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

 $N_{ref}$ 

: Nudo troncal definido como Subestación Básica de Energía para el Precio de Nudo

Básico de la energía, Quillota 220 kV.

CMg<sub>Nrefi</sub>

: Costo marginal mensual en el mes i en la Subestación Básica de Energía.

E<sub>Nrefi</sub>

: Energía mensual en el mes i asociada a la Subestación Básica de Energía.

-Nieij

: Mes i-ésimo.

r

: Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% anual.

El Precio Básico de la Energía, así resultante, para el nudo Quillota 220 kV es de:

# Precio Básico Energía = 43,448 [US\$/MWh] x 682,07 [\$/US\$] = 29,635 [\$/kWh]

Es importante señalar que el precio básico de la energía representa un valor esperado en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles. En ese sentido, los costos marginales que se den en la práctica dependerán de que se verifiquen los supuestos de costos de combustibles, de proyección de demanda, y de fechas de entrada de centrales e instalaciones de transmisión, bajo una cierta condición hidrológica. Para mostrar distintas condiciones posibles, se muestra en el siguiente gráfico el comportamiento de los costos marginales para distintas hidrologías en el horizonte de planificación.

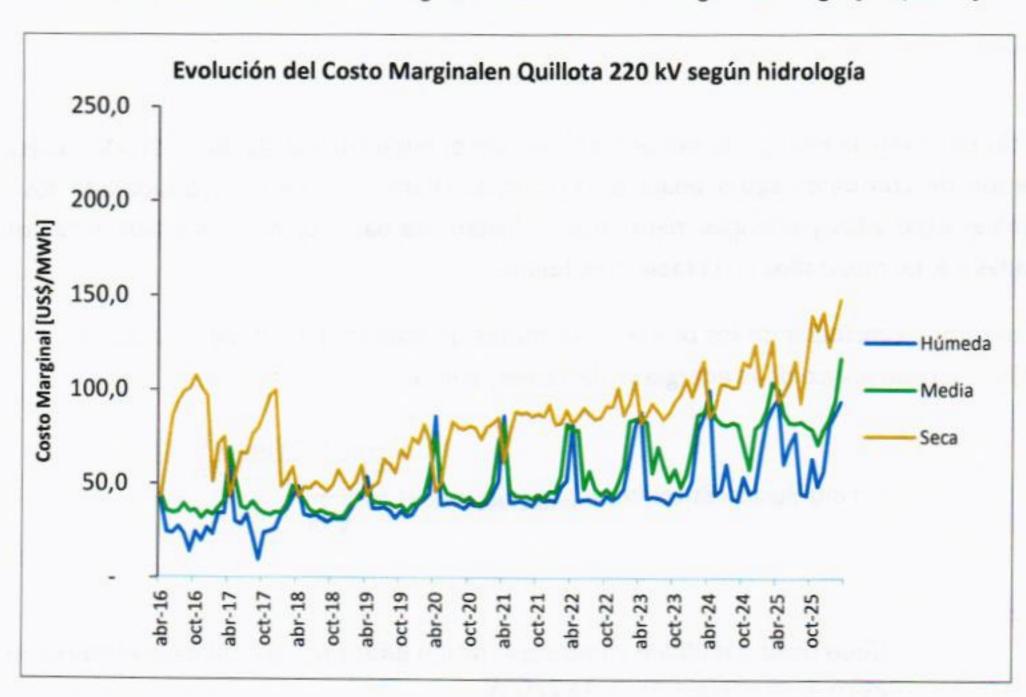


Gráfico 8: Evolución del Costo Marginal en Quillota 220 kV según hidrología [US\$/MWh]

Es relevante indicar que el cálculo de los precios de nudo se efectúa considerando un promedio de los costos marginales para distintas condiciones hidrológicas posibles, lo que tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-térmico. En este sentido, una adecuada interpretación de los costos marginales esperados debe considerar las situaciones hidrológicas que se puedan verificar en los periodos en que se efectúe el análisis. El gráfico anterior, incorpora los costos marginales esperados para hidrologías seca, media y húmeda, con el objeto que se efectúe una adecuada utilización e interpretación de los resultados obtenidos.

# 3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 149° de la Ley, se identifican los siguientes subsistemas dentro del Sistema Interconectado Central para efectos de establecer los respectivos precios básicos de la potencia:

# Subsistema SIC Norte:

Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Maitencillo 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Diego de Almagro 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

#### Subsistema SIC Centro-Sur:

Constituido por las subestaciones troncales localizadas entre las subestaciones Punta Colorada 220 kV y Puerto Montt 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Polpaico 220 kV. En este subsistema se considera la unidad de punta como una turbina dual de 70 MW con un MRT igual a 11,76%.

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene entonces, para cada subsistema, del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas duales, conforme a lo establecido en el artículo 162°, N°3 de la Ley. Éste se obtiene a partir de la siguiente expresión:

 $Ppot[US\$/kW/mes] = \{(C_{TG} \ FRC_{TG} + C_{SE} \ FRC_{SE} + C_{LT} \ FRC_{LT})CF + C_{OP}\}(1 + MRT)(1 + FP)$  Sus valores se muestran a continuación.

Tabla 21: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta

	Precio	Basico de la P	otencia, unidad dual 70 [MW]
	Diego de Almagro	Polpaico	
C <sub>TG</sub> [US\$/kW]	722,75	584,30	Costo unitario de la unidad generadora para este proyecto
FR <sub>CT</sub> G[-]	0,008785	0,008785	Factor de recuperación de capital de la inversión de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años
C <sub>SE</sub> [US\$/kW]	62,427	61,354	Costo unitario de la subestación eléctrica de este proyecto
FRC <sub>SE</sub> [-]	0,008459	0,008459	Factor de recuperación de capital de la inversión de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años
CLT[US\$/kW]	9,48	12,19	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación de este proyecto con la subestación Polpaico
FRC <sub>LT</sub> [-]	0,009366	0,009366	Factor de recuperación de capital de la inversión de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años
CF[-]	1,048809	1,048809	Costo financiero
Cfijo[US\$/kW]	1,11	1,08	Costo fijo de operación y mantenimiento
1 + MRT [-]	1,1176	1,1176	Incremento por Margen de Reserva Teórico
1 + FP [-]	1,0041	1,00414	Factor de pérdidas
Pbpot[US\$/kW/mes]	9,4397	7,9980	Precio Básico de la potencia

Los Precios Básicos de la Potencia, así resultantes, para los nudos de referencia, son:

Precio Básico Potencia Diego de Almagro = 9,4397 [US\$/kW/mes] · 682,07 [\$/US\$] = 6.438,54 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Polpaico = 7,9980 [US\$/kW/mes] · 682,07 [\$/US\$] = 5.455,20 [\$/kW/mes]

# 3.4 PRECIOS DE NUDO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SIC

Los precios de energía en los restantes nudos troncales del sistema de transmisión se determinan aplicando los factores de penalización señalados en la Tabla 22, los cuales incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

Los Factores de Penalización de Energía resultan de referir los precios determinados en el resto de las subestaciones principales del SIC respecto del nudo de referencia Quillota 220 kV. La determinación de los precios mencionados entre otros factores considera las pérdidas marginales y saturaciones del sistema de transmisión así como también los costos de operación del sistema.

Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SIC se determinan aplicando Factores de Penalización a los Precios Básicos de la Potencia señalados en Tabla 22.

Estos Factores se obtienen de referir a los respectivos nudos de referencia, los precios para el bloque de mayor demanda para los meses de abril a septiembre para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 22 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes.

Tabla 22: Factores de penalización y precios de nudo

	TENSIÓN	FACTORES DE	PENALIZACIÓN	PRECIOS D	E NUDO
NUDO	[kV]	POTENCIA	ENERGÍA	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGÍA [\$/kWh]
D. DE ALMAGRO	220	1,0000	0,7741	6438,54	22,940
CARRERA PINTO	220	1,0707	0,7548	6893,74	22,368
CARDONES	220	1,0744	0,8436	6917,57	25,000
MAITENCILLO	220	1,0838	0,8358	6978,09	24,769
PUNTA COLORADA	220	0,8114	0,8310	4426,35	24,627
PAN DE AZÚCAR	220	0,9167	0,9420	5000,78	27,916
LOS VILOS	220	0,9743	0,9779	5315,00	28,980
NOGALES	220	0,9944	0,9903	5424,65	29,348
QUILLOTA	220	1,0032	1,0000	5472,66	29,635
POLPAICO	220	1,0000	0,9905	5455,20	29,353
LOS MAQUIS	220	1,0190	1,0136	5558,85	30,038
EL LLANO	220	1,0092	1,0043	5505,39	29,762
LAMPA	220	0,9786	0,9787	5338,46	29,004
CERRO NAVIA	220	1,0210	1,0189	5569,76	30,195
CHENA	220	1,0177	1,0154	5551,76	30,091
MAIPO	220	1,0068	0,9888	5492,30	29,303
CANDELARIA	220	1,0130	0,9887	5526,12	29,300
COLBÚN	220	0,9779	0,9594	5334,64	28,432
ALTO JAHUEL	220	1,0102	1,0081	5510,84	29,875
MELIPILLA	220	1,0090	1,0172	5504,30	30,145
RAPEL	220	0,9954	1,0099	5430,11	29,928
ITAHUE	220	0,9858	0,9879	5377,74	29,276

	TENCIÓN	FACTORES DE	PENALIZACIÓN	PRECIOS D	E NUDO
NUDO	TENSIÓN [kV]	POTENCIA	ENERGÍA	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGÍA [\$/kWh]
ANCOA	220	0,9762	0,9765	5325,37	28,939
CHARRÚA	220	0,8998	0,9210	4908,59	27,294
HUALPÉN	220	0,8926	0,9146	4869,31	27,104
LAGUNILLAS	220	0,8952	0,9107	4883,50	26,989
CAUTÍN	220	0,9397	0,9574	5126,25	28,373
TEMUCO	220	0,9192	0,9471	5014,42	28,067
LOS CIRUELOS	220	0,9524	1,0692	5195,53	31,686
VALDIVIA	220	0,9475	1,0737	5168,80	31,819
RAHUE	220	0,9495	1,0844	5179,71	32,136
PUERTO MONTT	220	0,9639	1,1008	5258,27	32,622
MELIPULLI	220	0,9629	1,1074	5252,81	32,818
CHILOÉ	220	0,9715	1,1214	5299,73	33,233

## 3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

Como se señaló en la sección de desarrollo metodológico, la regulación de tensión es incorporada en la modelación en el caso de ser efectuada por unidades de generación mediante el despacho de una unidad destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita a la central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW, en todo el horizonte de análisis. Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro II como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

De este modo se determina el costo no cubierto por los costos marginales del sistema para los próximos 48 meses, reflejándolo mediante un factor de regulación de tensión (Frv), que para la presente fijación resultó igual a:

Frv = 1,02020

#### 3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

#### 3.6.1 Indexación del precio de la potencia de punta<sup>1</sup>

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el "ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC, SING Y SSMM" del 2012. Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Reglamento de Precios de Nudo, específicamente en su artículo 49°

$$Pb[(\$/kW)/mes] = Pb_0 \left[ \frac{Dol_i}{Dol_0} \left( Coef_1 \frac{PPIturb_i}{PPIturb_0} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

#### Dónde:

Pb Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.

 $Pb_0$ Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria. Doli Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al mes anterior a cual se registre la indexación.

 $Dol_0$ Dólar observado EEUU promedio según la última fijación tarifaria.

PPIturb<sub>i</sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

PPIturb<sub>0</sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, según la última fijación tarifaria.

PPI<sub>i</sub>: Producer Price Index-Commodities, correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI<sub>0</sub>: Producer Price Index-Commodities, según la última fijación tarifaria.

IPC<sub>i</sub> Índice de precio al consumidor para el segundo mes anterior al cual se registre la

indexación.

IPCo : Índice de precios al consumidor según la última fijación tarifaria.

En la Tabla 23 se presentan los indexadores para el precio de la potencia, luego en la Tabla 24 se muestran los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

Tabla 23: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Fuente	Índices Base	
Midexaddi	Fuente	Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	682,07	mar-16
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	221,0	oct-15
Producer Price Index- Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	187,5	oct-15
Índice de precio al consumidor	Instituto Nacional de Estadísticas	123,11	feb-16

Tabla 24: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio básico de la potencia

Central	Potencia [MW]	Pb0 [\$/kW/mes]	COEF 1 PPIturb	COEF 2 PPI	COEF 3
Diego de Almagro	70	6.438,54	0,40912	0,22007	0,37081
Polpaico	70	5.455,20	0,47267	0,1295	0,39783

#### 3.6.2 Indexación del precio de la energía

El precio de nudo de la energía será indexado respecto de las variaciones que experimente el precio medio de mercado de acuerdo a la siguiente expresión:

Precio energía = Precio base 
$$\left[\frac{PMM_i}{PMM_0}\right]$$

Dónde:

PMM<sub>i</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM<sub>0</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a 61,823 \$/kWh.

A más tardar el primer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico, el valor del PMM<sub>i</sub> respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos antes señalados serán indexados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC), al mes anterior al cual se realice la aplicación de la fórmula de indexación de la energía.

# 3.7 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIOS DE MERCADO

#### 3.7.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el inciso primero del Artículo 168° de la Ley, el Precio Medio Básico resulta:

Tabla 25: Precio Medio Básico<sup>2</sup>

Precio Medio Básico SIC	[\$/kWh]
Precio Básico Energía Quillota 220 [\$/kWh]	29,635
Precio Básico Potencia Quillota 220 [\$/kW/mes]	5472,66
Precio Medio Básico [\$/kWh]	39,295

#### 3.7.1 Determinación de Banda de Precios

Según lo establecido en los números 2, 3 y 4, del artículo 168° de la Ley, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM) se debe determinar la diferencia porcentual (ΔΡΜΒ/ΡΜΜ%) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Precio Básicos en nudo Quillota 220 kV., Factor de Carga del sistema utilizado: 0,776.

Mercado (PMM) determinado en conformidad a lo establecido en artículo 167° de la Ley. Esta comparación se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 26: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico – Mercado SIC	[\$/kWh]
Precio Medio Básico [\$/kWh]	39,295
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	61,823
Δ PMB / PMM (%)	-36,44%

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (BPM) se describe a continuación:

$$BPM = \begin{cases} 5\% & ; si \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% - 2\% & ; si 30\% \le \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 80\% \\ 30\% & ; si 80\% \le \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% \end{cases}$$

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a -12,6%.

# 3.7.2 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

En conformidad al procedimiento estipulado en el artículo 167° de la Ley, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

Tabla 27: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico - Mercado SIC	[\$/kWh]
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	40,375
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	61,823
Diferencia (%)	-34,69%

Dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la BPM calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el Artículo 168° de la Ley, se procedió a ajustar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite inferior de la BPM.

Tabla 28: Comparación Precio Medio Teórico AJUSTADO – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado - Mercado SIC	[\$/kWh]
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	54,034
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	61,823
Diferencia (%)	-12,60%

# 3.7.3 Precios de Nudo Ajustados a Banda de Precios

Con el Ajuste de la Banda los precios de nudo se presentan en la Tabla 29.

Tabla 29: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización.

	TENCIÓN	FACTORES DE	PENALIZACIÓN	PRECIOS D	E NUDO
NUDO	TENSIÓN [kV]	POTENCIA	ENERGÍA	POTENCIA [\$/kW/mes]	ENERGÍ/ [\$/kWh
D. DE ALMAGRO	220	1,0000	0,7741	6438,54	33,695
CARRERA PINTO	220	1,0707	0,7548	6893,74	32,855
CARDONES	220	1,0744	0,8436	6917,57	36,720
MAITENCILLO	220	1,0838	0,8358	6978,09	36,381
PUNTA COLORADA	220	0,8114	0,8310	4426,35	36,172
PAN DE AZÚCAR	220	0,9167	0,9420	5000,78	41,003
LOS VILOS	220	0,9743	0,9779	5315,00	42,566
NOGALES	220	0,9944	0,9903	5424,65	43,106
QUILLOTA	220	1,0032	1,0000	5472,66	43,528
POLPAICO	220	1,0000	0,9905	5455,20	43,114
LOS MAQUIS	220	1,0190	1,0136	5558,85	44,120
EL LLANO	220	1,0092	1,0043	5505,39	43,715
LAMPA	220	0,9786	0,9787	5338,46	42,601
CERRO NAVIA	220	1,0210	1,0189	5569,76	44,351
CHENA	220	1,0177	1,0154	5551,76	44,198
MAIPO	220	1,0068	0,9888	5492,30	43,040
CANDELARIA	220	1,0130	0,9887	5526,12	43,036
COLBÚN	220	0,9779	0,9594	5334,64	41,761
ALTO JAHUEL	220	1,0102	1,0081	5510,84	43,881
MELIPILLA	220	1,0090	1,0172	5504,30	44,277
RAPEL	220	0,9954	1,0099	5430,11	43,959
ITAHUE	220	0,9858	0,9879	5377,74	43,001
ANCOA	220	0,9762	0,9765	5325,37	42,505
CHARRÚA	220	0,8998	0,9210	4908,59	40,089
HUALPÉN	220	0,8926	0,9146	4869,31	39,811
LAGUNILLAS	220	0,8952	0,9107	4883,50	39,641
CAUTÍN	220	0,9397	0,9574	5126,25	41,674
TEMUCO	220	0,9192	0,9471	5014,42	41,225
LOS CIRUELOS	220	0,9524	1,0692	5195,53	46,540
VALDIVIA	220	0,9475	1,0737	5168,80	46,736
RAHUE	220	0,9495	1,0844	5179,71	47,202
PUERTO MONTT	220	0,9639	1,1008	5258,27	47,916
MELIPULLI	220	0,9629	1,1074	5252,81	48,203
CHILOÉ	220	0,9715	1,1214	5299,73	48,812

### 3.8 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

#### 3.8.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación han sido calculados considerando la variación del tipo de cambio (dólar acuerdo) y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 30.

Tabla 30: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

The second second		Índice Base		Índice Fijación	
Indexador	Fuente	Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar Acuerdo	Banco Central	792,89	30-09-2015	799,96	31-03-2016
IPM USA	Bureau of Labor Statistics	168,5	jul-15	169,3	ene-16

#### 3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 31. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

- 1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- 2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
- Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en la Tabla 31 para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
- Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 31, será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo, deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los recargos presentados en la Tabla 31 según corresponda.

Tabla 31: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra

Cociente %	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	6,021	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	10,842	10,842	0,000
Sobre 40 y hasta 50	10,842	10,842	10,842

Cociente %	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Sobre 50 y hasta 80	14,447	14,447	14,447
Sobre 80	18,053	18,053	18,053

#### 3.9 COSTO DE RACIONAMIENTO

En base al estudio "Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM" remitido a los CDEC con carta CNE N°324 de fecha 3 de agosto de 2012 para su distribución entre las empresas integrantes, los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento estipulado en el artículo 30° del Reglamento de Precios de Nudo, son los que se presentan en la Tabla 32.

Tabla 32: Costo de falla según su profundidad

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	228,11	334,43
5-10%	292,10	428,25
10-20%	392,49	575,44
Sobre 20%	456,01	668,56

Valor único representativo, denominado Costo de Racionamiento: 334,43 [US\$/MWh].

Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo.

Este valor único representa el costo por kilowatt-hora (228,11 [\$/kWh]), en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía.

#### 3.10 CARGO ÚNICO TRONCAL SIC

A continuación se presenta las componentes involucradas para determinar el Cargo Único Troncal aplicable a las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal según lo establece la Ley en su artículo 102°.

#### 3.10.1 Utilización del Sistema de Transmisión Troncal año 2015

A partir de los antecedentes disponibles a la fecha, el cargo único troncal aplicable a los usuarios con una potencia conectada inferior a 2.000 kW (CU2) para remunerar el uso del sistema de transmisión troncal durante el año 2015, se establece en 0,966 \$/kWh. El saldo a remunerar por parte de los usuarios de ese segmento por la utilización del sistema de transmisión troncal del año 2015 asciende a MM\$ 27.249. Lo anterior se resume en la siguiente tabla.

Tabla 33: Utilización STT 2015, CU2

Utilización STT 2015, CU2	
Deuda Utilización STT 2015 MM\$	27.249
Demanda proyectada GWh	28.220
CU2 2015 \$/kWh	0,966

El saldo a remunerar por la utilización del sistema de transmisión troncal en el año 2015 por parte del segmento de usuarios que se señala en la Ley, en su artículo 102°, letra a), párrafo segundo asciende a MM\$ 9.806, por lo que el cargo único troncal aplicable a este segmento se establece en 1,192 \$/kWh, lo anterior se resume en la siguiente tabla.

Tabla 34: Utilización STT 2015, CU15

Utilización STT 2015, CU15	
Deuda Utilización STT 2015 MM\$	9.806
Demanda proyectada GWh	8.224
CU15 2015 \$/kWh	1,192

La demanda considerada para determinar los cargos únicos de cada segmento, se basa en la proyección de demanda utilizada en la presente fijación. El cálculo contempla una ventana de diez meses, de esta forma se minimizan las desviaciones de la recaudación real respecto de la recaudación objetivo calculadas con ocasión de las fijaciones de precios de nudo de los meses de abril de los años siguientes. Las recaudaciones obtenidas por la aplicación de estos cargos, en los meses de marzo y abril anteriores a cada una de esas fijaciones, constituirán un abono a los montos a saldar en el siguiente periodo.

#### 3.10.2 Utilización del Sistema de Transmisión Troncal año 2014

La deuda determinada en la fijación de precios de nudo de abril 2015, correspondiente al uso del Sistema de Transmisión Troncal durante el año 2014, se ha actualizado obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 35: Utilización STT 2014, CU2

Utilización STT 2014, CU2	
Deuda Actualizada Uso STT 2014 MM\$	23.942
Recaudación Real MM\$	16.565
Saldo de la Deuda MM\$	7.376

Tabla 36: Utilización STT 2014, CU15

Utilización STT 2014, CU15	
Deuda Actualizada Uso STT 2014 MM\$	5.956
Recaudación Real MM\$	0
Saldo de la Deuda MM\$	5.956

El saldo obtenido será abonado a la deuda por el Uso del Sistema de Transmisión Troncal Periodo 2015.

#### 3.10.3 Utilización del Sistema de Transmisión Troncal año 2013

Para el uso de sistema de transmisión troncal periodo 2013, se determinó la recaudación faltante con la información entregada por el CDEC-SIC. La recaudación y el saldo se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 37: Utilización STT 2013

Utilización STT 2013	CU2	CU15
Deuda actualizada Uso STT 2013 MM\$	17.874	-908
Recaudación Uso STT 2013 MM\$	17.437	-
Saldo Uso STT 2013 MM\$	438	-908

El saldo obtenido será abonado a la deuda por el Uso del Sistema de Transmisión Troncal Periodo 2015.

# 3.10.4 Cargo Único Traspasable a Usuarios

Se refiere al cargo único traspasable a usuarios sometidos a regulación de precios y cargo único segmento de usuarios que se señala en la Ley, artículo 102°, letra a), párrafo segundo.

Los saldos obtenidos de la revisión de la Utilización del Sistema de Transmisión Troncal durante el año 2014 y 2013 serán abonados a la deuda por saldar del año 2015.

El Cargo Único Troncal aplicable a los usuarios sometidos a regulación de precios para el periodo mayo 2015 - abril 2016 corresponde a 1,243 \$/kWh. Para el segmento de usuarios que se señala en la Ley, en su artículo 102°, letra a), párrafo segundo se establece un cargo correspondiente a 1,806 \$/kWh. Lo anterior se resume en la siguiente tabla:

Tabla 38: Cargo Único Troncal

NAME OF TAXABLE PARTY.	CU2	CU15
Deuda Utilización STT 2015 MM\$	27.249	9.806
Saldo Utilización STT 2014 MM\$	7.376	5.956
Saldo Utilización STT 2013 MM\$	438	-908
Saldo Total a Remunerar MM\$	35.063	14.854
Demanda Proyectada GWh	28.220	8.224
CU \$/kWh	1,243	1,806

# 3.11 COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, la componente de energía del Precio Medio de Mercado corresponde a 76,521 [USD/MWh], que resulta de

considerar un Precio Medio de Mercado de 90,640 [USD/MWh] y un precio de potencia de 7,9980 [USD/kW/mes].

# 3.12 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 39 se presentan factores de modulación de referencia de las barras del SIC y del SING.

Tabla 39: Factores de Modulación

Subestación Troncal	Tensión [kV]	Factores de l	Modulación
duestation frontal	rension [kv]	Potencia	Energía
ATACAMA	220	1,0030	0,7291
CALAMA	220	0,9988	0,7273
CHUQUICAMATA	220	1,0027	0,7353
CÓNDORES	220	1,0656	0,7557
CRUCERO	220	0,9943	0,7279
EL COBRE	220	1,0102	0,7324
EL TESORO	220	1,0179	0,7429
ENCUENTRO	220	0,9934	0,7267
ESPERANZA SING	220	1,0199	0,7441
LABERINTO	220	1,0058	0,7319
LAGUNAS	220	1,0316	0,7439
MARÍA ELENA	220	0,9946	0,7281
QUILLAGUA	220	1,0005	0,7328
SALAR	220	0,9987	0,7321
NUEVA VICTORIA	220	1,0069	0,7386
O'HIGGINS	220	0,9996	0,7270
PARINACOTA	220	1,1059	0,7744
POZO ALMONTE	220	1,0354	0,7467
TARAPACÁ	220	1,0310	0,7415
D. DE ALMAGRO	220	1,1803	0,7815
CARRERA PINTO	220	1,2637	0,7620
SAN ANDRÉS	220	1,2593	0,8476
CARDONES	220	1,2681	0,8517
MAITENCILLO	220	1,2792	0,8438
PUNTA COLORADA	220	0,8114	0,8390
PAN DE AZÉCAR	220	0,9167	0,9510
DON GOYO	220	0,9280	0,9552
LA CEBADA	220	0,9363	0,9601
LAS PALMAS	220	0,9408	0,9628
LOS VILOS	220	0,9743	0,9873
NOGALES	220	0,9944	0,9998
QUILLOTA	220	1,0032	1,0096
POLPAICO	220	1,0016	1,0008
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0190	1,0233
EL LLANO	220	1,0092	1,0139
LAMPA	220	0,9786	0,9881
CERRO NAVIA	220	1,0210	1,0287
CHENA	220	1,0177	1,0251
EL RODEO	220	1,0117	1,0192
MAIPO	220	1,0068	0,9983

ubostosián Transol	Tensión [kV]	Factores de l	Modulación
ubestación Troncal	Tension [kv]	Potencia	Energía
CANDELARIA	220	1,0130	0,9982
COLBÚN	220	0,9779	0,9686
ALTO JAHUEL	220	1,0102	1,0178
ALTO JAHUEL	500	1,0041	1,0131
MELIPILLA	220	1,0090	1,0270
RAPEL	220	0,9954	1,0196
ITAHUE	220	0,9858	0,9974
ANCOA	500	0,9814	0,9900
ANCOA	220	0,9762	0,9859
CHARRÚA	220	0,8998	0,9298
CHARRÚA	500	0,9012	0,9311
HUALPÉN	220	0,8926	0,9234
LAGUNILLAS	220	0,8952	0,9194
TAP LAJA	220	0,9017	0,9319
CAUTÍN	220	0,9397	0,9666
TEMUCO	220	0,9192	0,9562
DUQUECO	220	0,9036	0,9390
LOS CIRUELOS	220	0,9524	1,0795
VALDIVIA	220	0,9475	1,0840
RAHUE	220	0,9495	1,0948
PICHIRRAHUE	220	0,9486	1,0911
PUERTO MONTT	220	0,9639	1,1114
MELIPULLI	220	0,9629	1,1180
CHILOÉ	220	0,9715	1,1322

# FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO DE ABRIL 2016

SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ABRIL 2016

# ÍNDICE ÍNDICE...... 2 INTRODUCCIÓN...... 4 ANTECEDENTES ...... 5 ANTECEDENTES DE DEMANDA...... 5 1.1 Previsión de demanda total del sistema ...... 5 1.1.1 Desagregación temporal de la demanda ...... 5 1.1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES...... 6 1.2 Costos Variables de Centrales Térmicas...... 6 1.2.1 Proyección de Precios de Combustibles...... 8 1.2.2 Disponibilidad de Gas Natural......9 1.2.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN ......10 1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN......11 1.4 1.5 OBLIGACIÓN ERNC ...... 12 1.6 1.7 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SING .......15 2.1 MODELO DE FACTORES DE PENALIZACIÓN......16 2.3 2.4 2.4.1 2.5

CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.......18

MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ......19

MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ...... 20

Alternativas de expansión del parque generador......18

Costos Unitarios de Inversión por Tecnología......19

2.5.1

2.6.1

2.6.2

2.6

2.7

2.8

2.9

2.10

			STO DE RACIONAMIENTO
	2.12	TAS	SA DE ACTUALIZACIÓN 2
	2.13	CAL	IDAD DE SUMINISTRO EN EL SING
	2.13	3.1	Simplificaciones Adoptadas2
	2.13	3.2	Indisponibilidad de Generación2
	2.13	3.3	Indisponibilidad de Transmisión
3	RES	ULTA	ADOS24
	3.1	PRC	OGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN24
	3.2	PRE	CIO BÁSICO DE LA ENERGÍA25
	3.3	PRE	CIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA
	3.4	PRE	CIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SING27
	3.5	FAC	TOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN28
	3.6	FÓR	MULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO29
	3.6.	1	Indexación del precio de la potencia punta29
	3.6.	2	Indexación del precio de la energía30
	3.7 TEÓRIO		ERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO ON PRECIOS DE MERCADO31
	3.7.	1	Determinación Precio Medio Básico
	3.7.	2	Determinación de Banda de Precios de Mercado
	3.7.	3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado 31
	3.7.	4	Precios de Nudo Ajustados a Banda de Precios
	3.8	CAR	GOS POR ENERGÍA REACTIVA
	3.8.1	In	ndexación cargos por energía reactiva
	3.8.2	C	ondiciones de aplicación33
	3.9	cos	TO DE RACIONAMIENTO34
	3.10	CAR	GO ÚNICO TRONCAL
	3.10.1	U	tilización del Sistema de Transmisión Troncal Año 2015
	3.10.2	Ca	argo único traspasable a usuarios35
			MPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO DO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES
	3.12	FAC	TORES DE MODULACIÓN 36

# INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley" y en el Decreto Supremo N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, modificado por el Decreto Supremo N°68, del 26 de junio de 2015, del mismo ministerio, en adelante e indistintamente "Reglamento de Precios de Nudo", la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", debe elaborar y poner en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante e indistintamente "CDEC", un Informe Técnico del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicite:

- a) La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los valores resultantes para los precios de nudo de corto plazo, y
- f) La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisorias establecidas en el artículo 160° de la Ley.

Este cálculo se basa en que, sobre la base de los supuestos y antecedentes señalados en los literales precedentes, para un determinado horizonte de planificación, se determina el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio, que en este caso fue de 15 años. En base al mismo, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un período de 48 meses, cuyo valor actualizado y ponderado por la energía se denomina Precio Básico de la Energía. Además, se calcula el Precio Básico de la Potencia de Punta, conforme a lo establecido en el artículo 162° de la Ley.

En el presente Informe Técnico se presentan los supuestos de cálculo, antecedentes utilizados, metodología considerada y los resultados obtenidos, además de todas aquellas consideraciones señaladas en la normativa vigente. En forma adicional a lo anterior, se muestra un análisis respecto de los principales resultados, con el objeto que los agentes interesados puedan utilizar e interpretar adecuadamente los mismos.

#### 1 ANTECEDENTES

En esta sección se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante e indistintamente SING, explicitando las principales variables de cálculo y sus consideraciones. Mayores detalles de las mismas se encuentran contenidos en los anexos publicados en conjunto con el presente informe en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

#### 1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA

#### 1.1.1 Previsión de demanda total del sistema

En la Tabla 1 se presenta la previsión utilizada para la elaboración del presente Informe Técnico, de la demanda de energía eléctrica en el SING, hasta el año 2031, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el SING

Año	Previsión de d	lemanda SING [G	Wh]	Tasas de variación(*)			
Allo	Libre	Regulado	Sistema (*)	Libre	Regulado	Sistema	
2016	15.705	1.944	17.649				
2017	16.537	2.020	18.556	5,30%	3,87%	5,14%	
2018	17.392	2.097	19.488	5,17%	3,82%	5,02%	
2019	18.241	2.176	20.416	4,88%	3,76%	4,76%	
2020	19.114	2.256	21.370	4,79%	3,70%	4,67%	
2021	20.010	2.338	22.349	4,69%	3,64%	4,58%	
2022	20.913	2.419	23.333	4,51%	3,47%	4,40%	
2023	21.854	2.506	24.360	4,50%	3,56%	4,40%	
2024	23.059	2.595	25.654	5,51%	3,55%	5,31%	
2025	24.101	2.686	26.787	4,52%	3,53%	4,42%	
2026	25.113	2.781	27.894	4,20%	3,53%	4,13%	
2027	26.132	2.879	29.012	4,06%	3,53%	4,01%	
2028	27.171	2.981	30.152	3,97%	3,53%	3,93%	
2029	28.227	3.086	31.313	3,88%	3,53%	3,85%	
2030	29.304	3.196	32.499	3,82%	3,53%	3,79%	
2031	30.401	3.308	33.709	3,75%	3,51%	3,72%	

(\*) Tasa de variación anual y demanda total del sistema calculadas en MWh.

Las bases y antecedentes que fundamentan la previsión de demanda presentada anteriormente, y su desagregación espacial, se encuentran contenidos en el "Informe de Previsión de Demanda 2015-2030 SIC-SING", de la fijación de precios de nudo de octubre de 2015, conforme los artículos 14° al 18° del Reglamento de Precios de Nudo. Este informe se encuentra publicado en la página web de la Comisión, junto con los antecedentes de la referida fijación.

#### 1.1.2 Desagregación temporal de la demanda

La desagregación temporal de la demanda se ha realizado mediante la utilización de curvas de duración, la cual se divide en 5 bloques horarios para cada mes del año.

La curva de duración corresponde a aquella curva que resulta de ordenar de mayor a menor la demanda horaria para cada mes tanto del SING como el SIC, que en este caso resulta del promedio de los consumos horarios del periodo 2005-2010. Dichos consumos se han obtenido a partir de los antecedentes solicitados en las cartas CNE N°304 y CNE N°305, todas de fecha 30 de junio de 2011, a los CDEC de los sistemas interconectados SIC y SING, respectivamente. A partir de dicha curva de duración se han calculado 5 bloques rectangulares cuyo ancho se obtiene del resultado obtenido de minimizar la diferencia entre la suma del área de los 5 bloques y el área inferior de la curva de duración.

La duración de los bloques las curvas de duración, se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Curvas de duración mensual de demanda

	Duración Bloque (horas)						
Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Total	
Abril	181	101	162	224	52	720	
Mayo	163	121	158	279	23	744	
Junio	60	139	139	335	47	720	
Julio	167	110	184	258	25	744	
Agosto	163	113	220	221	27	744	
Septiembre	41	191	163	275	50	720	
Octubre	168	105	236	186	49	744	
Noviembre	193	86	229	179	33	720	
Diciembre	194	108	209	196	37	744	
Enero	26	222	151	272	73	744	
Febrero	176	93	223	160	20	672	
Marzo	187	111	262	152	32	744	

#### 1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

#### 1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

Para la elaboración del presente Informe Técnico se han utilizado como antecedentes de precios de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del SING, aquellos enviados por el CDEC-SING de acuerdo a la última programación semanal vigente según lo establecido en el artículo 19° del Reglamento de Precios de Nudo. Esta información se muestra en la Tabla 3 a continuación.

Tabla 3: Costos variables de centrales térmicas del SING

PROPIETARIO	CENTRAL	UNIDAD	NETA (MW)	FORZADA	COMBUSTIBLE	DE MEZCLA	Constitution	ESPECIFICO	COMB.	COSTO COMB.	COMB.	IUSS/Marhi
		GMAR	8.4	4 20%	Dideal	The state of the s	Feed Assistant	1000	10.000		[USS/MWh]	
	DIESEL ARICA	MIAR	2.9	2 80%	Diácel		[ms/wwn]	0,295	[USS/m3]	311,4	9,20	101,06
		MZAR	2,8	10.80%	Diésel		[m3/MWn]	0,302	[USS/m3]	311,4	9,20	103,24
		MIIQ	2,8	2,10%	Diésel		[m3/MWh]	0303	[15¢/m3]	311,4	9,20	102,93
		SUIQ	4,1	3,00%	Diésel		[m3/MWh]	0.326	[US\$/m3]	9 797	06'6	18,86
	DIESEL IQUIQUE	TGIQ	23,6	4,00%	Diésel	٠	[m3/MWh]	0,381	[US\$/m3]	297.9	1.70	115.30
		MAIQ	5,6	7,10%	Diésel - Fuel Oil N°6	24% - 76%	[ton/MWh]	0,257	[US\$/ton]	237.7	7.90	68 98
		MSIQ	6'5	7,80%	Diésel - Fuel Oil N°6	23% - 77%	[ton/MWh]	0,228	[US\$/ton]	236,1	4,70	58.54
			141,7	2,00%	Carbón		[ton/MWh]	0,435	[US\$/ton]	63,8	2,08	29.84
	TERMOELECTRICA MEJILLONES		150,1	2,00%	Carbón	8	[ton/MWh]	0,415	[US\$/ton]	63,8	2,56	29,04
i		CTM3d	222,6	2,30%	Diésel		[m3/MWh]	0,248	[US\$/m3]	301,8	7,21	82,05
E-CL		010	36,0	%00′9	Fuel Oil N°6		[ton/MWh]	0,297	[US\$/ton]	206,8	1,19	62,61
		011	36,0	%00′9	Fuel Oil N°6	*	[ton/MWh]	0,297	[US\$/ton]	206,8	1.19	62.61
		012	72,8	%00′9	Carbón	*	[ton/MWh]	0,511	[US\$/ton]	59.9	2.97	33.55
		013	73,0	9600'9	Carbón		[ton/MWh]	0,489	[US\$/ton]	59.9	2.97	32,23
			116,8	9,0009	Carbón	*	[ton/MWh]	0,451	[US\$/ton]	59,9	2.00	28 99
	TERMOELECTRICA TOCOPILLA	V 015	113,5	9600'9	Carbón		[ton/MWh]	0,434	[US\$/ton]	59.9	2.00	27.97
		U16 GNL	343,0	3,00%	Gas Natural		[MBtu/MWh]	6,870	[US\$/MBtu]	3,9	6,37	33,25
		D100	343,0	3,00%	Diésel		[m3/MWh]	0,195	[US\$/m3]	303,0	85.35	144.44
		161	24,6	2,00%	Diésel		[m3/MWh]	0,398	[US\$/m3]	303,0	0.99	121.59
		162	24,8	2,00%	Diésel		[m3/MWh]	0,398	[US\$/m3]	303,0	66.0	121 59
		TG3d	37,2	3,00%	Diésel		[m3/MWh]	0,314	[US\$/m3]	303,0	0.99	96.13
	DIESEL TAMAYA	TAMAYA	91,5	5,00%	Fuel Oil N*6		[ton/MWh]	0,225	[US\$/ton]	212,5	12.66	60.47
ANDINA	CENTRAL TERMICA ANDINA		147,1	2,00%	Carbón		[ton/MWh]	0,397	[US\$/ton]	59,3	5,91	29,46
HORNITOS	CENTRAL TERMICA HORNITOS		140,8	2,00%	Carbón		[ton/MWh]	0,386	[US\$/ton]	65,2	5,74	30,91
	TERMOELÉCTRICA NORGENER		121,7	2,00%	Carbón		[ton/MWh]	0,401	[US\$/ton]	58,4	1,66	25,07
AES GENER			125,9	2,00%	Carbón		[ton/MWh]	0,397	[US\$/ton]	58,4	1,63	24,80
	ANGAMOS	ANG	237,4	2,00%	Carbón		[ton/MWh]	0,419	[US\$/ton]	61,9	5,63	31,55
1		ANGE	135.0	5,00%	Carbon		[ton/MWh]	0,419	[US\$/ton]	6,19	4,22	30,14
CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ		135,9	4,10%	Carbon		[ton/MWh]	0,446	[US\$/ton]	9'89	1,40	31,98
		CHARAINIC	0.3	2,3076	Diesei		[m3/MWh]	0,393	[US\$/m3]	320,2	0,41	126,27
ENAEX	DIESEL ENAEX	DEUTZ	0,0	5,00%	Diesel		[m3/MWh]	0,353	[US\$/m3]	304,7	14,00	121,54
		100 LJ	335.5	2000	Mesei		ms/wwn	0,388	[US\$/m3]	304,7	15,00	133,21
		CC1d	325.5	2 30%	Dideal		[MBtu/MWh]	7,503	[US\$/MBtu]	7,3	4,39	58,86
GAS ATACAMA	ATACAMA	CC2 GNI	325.6	2 30%	Gae Natural		[may/wm]	0,215	[US\$/m3]	337,2	7,83	80,33
		CC2d	325.5	2.30%	Diésel		[mayman]	0.315	(USS/MBtu)	1,3	4,39	58,86
INACAL	INACAL	INACAL	9.9	2.50%	Fuel Oil N*6		[too/Additi	0,513	(035/m3)	337,4	7,83	80,33
		ZOFRI 1	00	2 5,042	Diffeel		TOTAL MANAGEMENT	0,231	(US\$/ton)	553,9	90'6	137,00
	DIESEL ZOFRI	ZOFRI 2-5	5,2	2 50%	Diésel		[ms/mwh]	0,263	[US\$/m3]	324,4	19,39	104,70
ENOR		ZOFRI 6	6.0	2.50%	Diésel		[m3/MWh]	0,280	[US\$/m3]	324,4	17,51	101,85
	COLUMN CONTRACTOR	ESTANDARTES (7-12)	4,8	2.50%	Diésel		[m3/MWh]	0.346	[110¢/m3]	97474	19,39	94,32
	4	ESTANDARTES (13)	1,6	2,50%	Diésel		[m3/MWh]	0,240	(US\$/m3)	324,4	17.38	102,83
MANTOS BLANCOS	DIESEL MANTOS BLANCOS	MIMB	27,9	7,00%	Diésel - Fuel Oil N*6	100% - 0%	[ton/MWh]	0,237	[USS/ton]	406.7	22.99	119 37
	ļ										-	
NORACID	Н	NORACID	17,5	\$'00%	Calor Residual			,			1.98	1.98
NORACID ON GROUP	Ш	NORACID	17,5	5,00%	Calor Residual Diésel		[m3/MWh]	0.309	[US\$/m3]	533.8	1,98	1,98

# 1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se modelaron para el horizonte de estudio a través de los factores de modulación obtenidos de las proyecciones mostradas en las tablas siguientes, determinadas por esta Comisión. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el "Informe de Proyecciones de Precios de Combustibles 2016-2031" publicado en la página web de la Comisión junto con los antecedentes de la presente fijación.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y GNL, los costos de combustibles informados por el CDEC se modelan hasta diciembre de 2019 a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2020 se utilizan como costos combustibles de estas centrales, los precios de la proyección elaborada por la Comisión. Para los combustibles diésel, fuel y mezcla diésel-fuel la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo Brent de la Tabla 6.

Tabla 4: Proyección precio del carbón térmico (7000 kcal/kg)

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2016	85,99	1,000
2017	87,77	1,021
2018	88,36	1,028
2019	89,16	1,037
2020	90,09	1,048
2021	90,95	1,058
2022	91,51	1,064
2023	92,02	1,070
2024	92,38	1,074
2025	93,00	1,081
2026	93,54	1,088
2027	94,02	1,093
2028	94,20	1,095
2029	94,87	1,103
2030	95,48	1,110
2031	96,02	1,117

Tabla 5: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MBtu]	Factor de Modulación
2016	9,29	1,000
2017	9,98	1,073
2018	9,41	1,012
2019	9,93	1,069
2020	10,32	1,110
2021	10,48	1,127
2022	10,56	1,136
2023	10,74	1,156
2024	10,86	1,169

Año	Precio [USD/MBtu]	Factor de Modulación
2025	10,99	1,182
2026	11,23	1,209
2027	11,23	1,208
2028	11,24	1,209
2029	11,29	1,214
2030	11,26	1,212
2031	11,52	1,240

Tabla 6: Proyección precio de crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2016	72,13	1,000
2017	77,49	1,074
2018	77,38	1,073
2019	78,85	1,093
2020	80,31	1,114
2021	82,50	1,144
2022	84,88	1,177
2023	87,37	1,211
2024	89,92	1,247
2025	92,49	1,282
2026	95,26	1,321
2027	98,12	1,360
2028	101,06	1,401
2029	104,10	1,443
2030	107,22	1,487
2031	110,44	1,531

Para las centrales de ciclo abierto y combinado que utilizan gas natural se ha incorporado un valor adicional de 0,12 [US\$/MBtu] por concepto de costos de regasificación.

Para las centrales térmicas del programa de obras de generación en construcción, en caso de no disponer de información respecto a su costo variable, se utilizan los costos de combustibles de centrales de características similares, incluyendo la modulación correspondiente, mientras que, para las centrales termoeléctricas del programa indicativo de obras de generación se utilizan los precios de combustibles determinados por la Comisión, así como sus proyecciones.

#### 1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

Respecto a la disponibilidad de gas natural para generación eléctrica se ha tenido como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día, en base a las características del terminal de GNL Mejillones. Esta capacidad se ha considerado factible de ampliación en el largo plazo en función de la estimación de los requerimientos del sistema.

Para efectos de la modelación de la operación, se ha considerado disponibilidad de GNL para la unidad U16. Respecto de las demás centrales que utilizan este insumo en el SING, para la unidad

CTM3 no se considera disponibilidad con GNL hasta su interconexión al SIC, mientras que para las centrales CC1 y CC2 de Gas Atacama este combustible se considera disponible a partir de 2020.

# 1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

Esta Comisión ha actualizado el programa de obras de generación en construcción tomando en consideración nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en el artículo N°31 del Reglamento de Precios de Nudo.

En ese sentido, se consideran las centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta N°315 del 05 de abril de 2016, que actualiza y comunica obras de generación y transmisión en construcción y las observaciones recibidas al Informe Técnico Preliminar de la presente fijación.

Con las condiciones mencionadas en el párrafo anterior se genera el programa de obras de generación en construcción del SING, el que se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7: Obras de generación en construcción

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada Puesta en Servicio	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Barra de Conexión
Pular	RIJN CAPITAL	abr-16	Fotovoltaico	28,9	II Región	Calama 220
Paruma	RIJN CAPITAL	abr-16	Fotovoltaico	21,4	II Región	Calama 220
Pampa Camarones I	E-CL	may-16	Fotovoltaico	6	XV Región	Tap Off Vitor 2
Bolero I	Helio Atacama	may-16	Fotovoltaico	42	II Región	Laberinto 220
Kelar	BHP Billiton	may-16	GNL	517	II Región	Kapatur 220
Bolero II	Helio Atacama	jun-16	Fotovoltaico	42	II Región	Laberinto 220
Finis Terrae II	Enel Green Power	jun-16	Fotovoltaico	69	II Región	Encuentro 220
Lascar I	RIJN CAPITAL	jul-16	Fotovoltaico	30	II Región	Calama 220
Lascar II	RIJN CAPITAL	jul-16	Fotovoltaico	34,6	II Región	Calama 220
Bolero III	Helio Atacama Tres	ago-16	Fotovoltaico	21	II Región	Laberinto 220
Sierra Gorda	Enel Green Power	ago-16	Eólico	112	II Región	Encuentro – Sierra Gorda
Cochrane U2	AES Gener	oct-16	Carbón	236	II Región	Cochrane 220
PV Cerro Dominador	Abengoa	oct-16	Fotovoltaico	100	II Región	Encuentro – Sierra Gorda
Uribe Solar	Gestamp	oct-16	Fotovoltaico	50	II Región	La Huayca 110
Bolero IV	Helio Atacama	oct-16	Fotovoltaico	41	II Región	Laberinto 220
Blue Sky 1	Crucero Este	oct-16	Fotovoltaico	34	II Región	Encuentro 220
Blue Sky 2	Crucero Este	oct-16	Fotovoltaico	51,6	II Región	Encuentro 220
Cerro Pabellón	Enel Green Power	dic-16	Geotérmica	48	II Región	Línea Crucero El Abra
Arica Solar I	Sky Solar Group	ene-17	Fotovoltaico	18	XV Región	San Miguel 66
Arica Solar II	Sky Solar Group	ene-17	Fotovoltaico	22	XV Región	San Miguel 66
Quillagua I	Quillagua	mar-17	Fotovoltaico	23	II Región	Tap Off Quillagua
Cerro Dominador	Abengoa	jun-17	Termosolar	110	II Región	Encuentro – Sierra Gorda

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada Puesta en Servicio	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Barra de Conexión
Huatacondo	Austrian Solar	sep-17	Fotovoltaico	98	I Región	Línea Crucero - Lagunas
Usya	Acciona	oct-17	Fotovoltaico	25	II Región	Calama 110
Quillagua II	Quillagua	oct-17	Fotovoltaico	27	II Región	Tap Off Quillagua
Infraestructura Energética Mejillones	E-CL	feb-18	Carbón	375	II Región	Changos 220
Quillagua III	Quillagua	jun-18	Fotovoltaico	50	II Región	Tap Off Quillagua

Sin perjuicio de la Barra de Conexión presentada en la tabla anterior, esta Comisión ha considerado en la modelación los nodos más cercanos a dichas barras, y disponibles en la modelación, para la inyección de las centrales en construcción en el proceso de determinación de precios de nudo.

# 1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación a las obras de transmisión troncal, fueron incluidos en la presente fijación, aquellos proyectos que forman parte de los planes de expansión establecidos en el decreto a que se refiere el artículo 99° de la Ley, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuran en dicho plan.

Tabla 8: Obras de transmisión en construcción

#### Obras de ampliación

Proyecto	Fecha Puesta en Servicio	Responsable
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17	I.S.A.
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	Transelec
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	E-CL
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	Soc. Austral de Transmisión Troncal

#### Obras nuevas

Proyecto	Fecha Puesta en Servicio	Responsable
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas primer circuito	abr-17	I.S.A.
Nueva Subestación Crucero Encuentro	dic-18	Soc. Austral de Transmisión Troncal
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	ene-18	Transelec
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	oct-20	Transelec

Además, han sido consideradas las obras de expansión troncal propuestas en la Resolución Exenta N°47, de fecha 25 de enero de 2016, que aprueba Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, periodo 2015-2016, con las respectivas modificaciones impuestas por Dictamen N°2-2016 del Panel de Expertos, de fecha 22 de marzo de 2016, como obras indicativas de transmisión.

Tabla 9: Obras de transmisión indicativas en construcción

# Obras de ampliación

Proyecto	Fecha Puesta en Servicio	Responsable	
Aumento de capacidad de barras en S/E Encuentro 220 kV	abr-18	Transelec	
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro - El Tesoro y El Tesoro - Esperanza	abr-18	Minera El Tesoro - Minera Esperanza	
Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	oct-18	Transemel	
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	oct-18	Transelec	
Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV	oct-18	Transemel	
ncorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	oct-18	Transelec	
Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	oct-18	E-CL	
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	oct-18	SunEdison	
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	oct-18	Transelec	
Normalización conexión de paño de línea 1x220 Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	oct-18	E-CL	
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	oct-18	Angamos	
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	oct-18	AES Gener	
Normalización en S/E El Cobre 220 kV	oct-18	E-CL	

## Obras nuevas

Proyecto	Fecha Puesta en Servicio
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	abr-19
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito.	

# 1.5 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores a un día lunes festivo.

# 1.6 OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables, de

acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la ley 20.257, modificado por el artículo 2° de la ley 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda, y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, se detalla en la tabla siguiente el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta con respecto a la demanda total, necesaria para cumplir con la obligación ya mencionada. Cabe señalar que se incorporaron dentro del plan de obras indicativo instalaciones necesarias para el cumplimiento de dicha obligación.

Tabla 10: Obligación ERNC

Año	Energía Proyectada [GWh]	Energia ERNC Estimada [GWh]	% ERNC
2016	69,501	3,403	4.90%
2017	72,426	4,050	5.59%
2018	75,698	4,835	6.39%
2019	79,158	5,746	7.26%
2020	82,870	7,187	8.67%
2021	86,569	8,825	10.19%
2022	90,107	10,583	11.75%
2023	93,768	12,509	13.34%
2024	97,570	14,751	15.12%
2025	101,218	17,684	17.47%
2026	104,914	18,721	17.84%
2027	108,696	19,934	18.34%
2028	112,588	20,989	18.64%
2029	116,588	22,020	18.89%
2030	120,701	23,178	19.20%
2031	125,040	24,075	19.25%

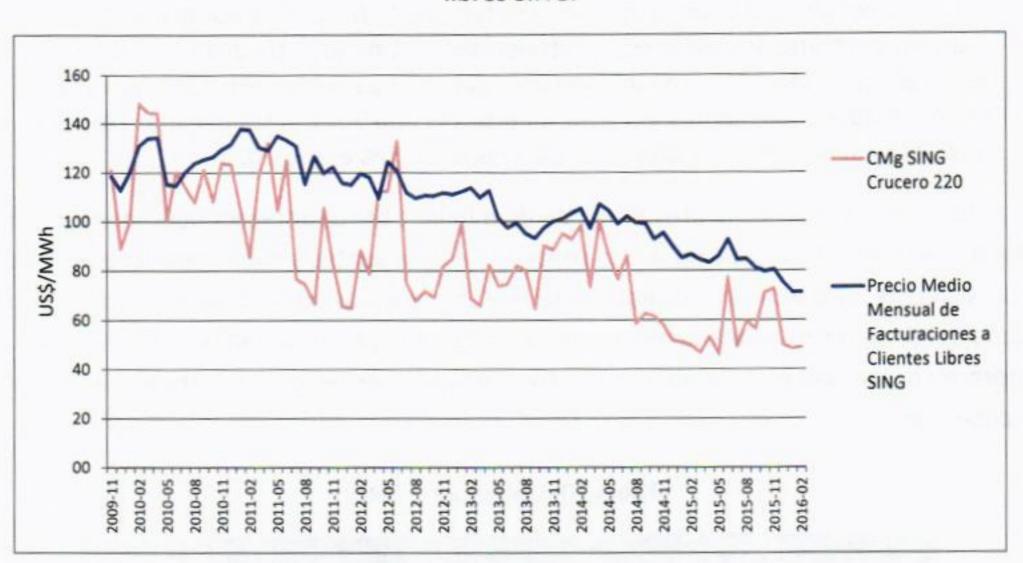
# 1.7 PRECIO MEDIO DE MERCADO

En la presente fijación, los Precios de Nudo quedaron determinados por la banda de mercado calculada en base a la información enviada a la Comisión por las empresas generadoras, de los contratos con sus clientes libres y las ventas efectuadas a las distribuidoras a precios de nudo de largo plazo.

La Comisión calcula el Precio Medio de Mercado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor (IPC), y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el periodo de cuatro meses comprendido desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el período desde mayo a agosto, para el proceso de octubre.

El precio medio mensual de las facturaciones realizadas por todos los generadores a todos los clientes libres (incluidos los clientes libres en zonas de distribución) en el SING, así como el costo marginal del SING se muestran a continuación:

Figura 1: Evolución del costo marginal y del precio medio mensual de facturaciones a clientes libres SING.



# 2 METODOLOGÍA

# 2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SING

Este sistema interconectado es abastecido principalmente por unidades de centrales termoeléctricas, sin existir embalses de regulación interanual que establezcan una ligazón entre los costos de producción de un año respecto de los años siguientes.

En la presente fijación se ha establecido el programa de obras de generación necesario para abastecer la demanda en los términos establecidos en la normativa vigente y para los próximos 15 años. En tanto, los costos marginales de energía para la determinación de los precios de nudo se han calculado para un período de 48 meses, de acuerdo a los artículos 8° y siguientes del Reglamento de Precios de Nudo.

La metodología para obtener el programa de generación y transmisión óptima se basa en determinar, para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales de generación y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fija y variable) y falla.

Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se ha incluido lo siguiente:

- Inversión en centrales generadoras y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio.
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado, en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a las siguientes vidas útiles de las instalaciones:
  - Centrales generadoras: 24 años.
  - Proyectos de interconexión y líneas de transmisión: 30 años.
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Gasto fijo anual de operación y mantenimiento.
- Gasto variable anual, representado por los costos total de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$min \{ \sum Inv + CO&M + Cvar - Residual \}$$

## Sujeto a:

- Restricciones de demanda
- Limitaciones del sistema de transmisión
- Potencias máximas de centrales generadoras

## Dónde:

Inv : Valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar.

CO&M : Valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas

instalaciones. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran

al final de cada año.

Cvar

: Costo de operación y falla futuro actualizado del sistema.

Residual

: Valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

En la obtención de los planes de obra se consideró una tasa de descuento igual al 10% para las centrales del plan de obras indicativo.

# 2.2 MODELO DE FACTORES DE PENALIZACIÓN

Los factores de penalización reflejan la forma en que las pérdidas marginales se distribuyen en la red eléctrica y por lo tanto son un índice de costos asociado a la generación eléctrica.

En la determinación de los factores de penalización de energía y de potencia para el SING se ha utilizado un modelo multi-nodal, OSE 2000.

A partir de la previsión de demanda a que se refiere el cuerpo del presente informe se ha modelado la demanda de clientes sometidos a regulación de precios (clientes regulados), y de clientes no sometidos a regulación de precios (clientes libres), en las diferentes barras del sistema en base a factores de repartición mensual y utilizando una curva de duración para cada tipo de demanda, es decir, una curva de duración de demanda para clientes regulados y otra para clientes libres.

Los factores de penalización se han determinado a partir de la relación de precios de nudo por barra de acuerdo a la barra de referencia elegida para un período de 48 meses. En el caso particular de los factores de penalización de la potencia dichos precios fueron determinados utilizando los resultados para el bloque de mayor demanda en cada mes.

#### 2.3 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones fue de 15 años, desde abril de 2016 a marzo de 2031. Adicionalmente, para efectos de la simulación se consideran 2 años al final de la misma que permiten satisfacer las condiciones de borde.

# 2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Las centrales térmicas se representan por su potencia y costo variable, el cual puede variar mensualmente a lo largo del horizonte. Se toma en cuenta la tasa de indisponibilidad forzada reduciendo la potencia disponible y se detalla el programa de mantenimiento de cada central.

#### 2.4.1 Costos variables de centrales térmicas

Los valores de costos variables de cada central térmica en operación utilizados fueron los informados por el CDEC-SING en la modelación de la operación, considerando en ella además los costos variables combustibles y no combustibles para las centrales de generación en construcción y para las que son parte del plan de obras de generación.

Para las centrales térmicas, el costo de despacho corresponde al costo variable de cada central utilizado en la modelación del sistema para efectos de determinar la prioridad de despacho de las centrales en cada etapa. Para cada central, su valor se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$C_V = C_{esp} \cdot C_C + C_{VNC}$$

 $C_{\nu}$ : Costo variable de la central térmica

 $C_{\it esp}$ : Consumo específico de combustible (rendimiento)

 $C_c$ : Costo del combustible

 $C_{VNC}$ : Costo variable no combustible

# 2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

#### 2.5.1 Centrales Eólicas, Solares Fotovoltaicas y Geotérmicas

A partir de antecedentes disponibles por esta Comisión, se han conformado proyectos eólicos, solares fotovoltaicos y geotérmicos de diferentes potencias, factibles de ser localizados en distintas regiones del país.

Se ha utilizado como factor de planta, un 30% para parques eólicos y de 95,8% para centrales geotérmicas. En tanto, respecto de las centrales solares, se estimaron horas de radiación para distintas zonas geográficas del SING haciendo una relación con la construcción de los bloques de demanda, determinando de este modo la participación mediante factores de planta de centrales en base a dicha tecnología en cada uno de los bloques.

Tabla 11: Factores de planta por bloque OSE para centrales solares fotovoltaicas

Zona	Bloque OSE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	ОСТ	NOV	DIC
Crucero	5	29,8%	0,0%	0,0%	13,2%	54,8%	37,4%	62,9%	42,1%	41,3%	1,9%	5,6%	7,3%
Crucero	4	70,3%	58,7%	46,7%	49,9%	33,9%	34,8%	32,4%	47,4%	59,2%	60,6%	65,8%	70,6%
Crucero	3	34,8%	46,6%	62,5%	51,2%	35,3%	21,5%	34,7%	43,6%	35,2%	62,4%	58,3%	47,6%
Crucero	2	15,3%	29,1%	38,5%	28,4%	22,1%	1,7%	16,1%	18,9%	8,0%	36,8%	42,8%	35,8%
Crucero	1	48,2%	6,8%	5,3%	3,3%	7,2%	0,0%	0,8%	0,8%	38,2%	5,0%	14,7%	14,5%
P. Almonte	5	26,4%	0,0%	0,0%	13,4%	53,2%	41,2%	64,6%	42,7%	41,1%	1,9%	5,2%	6,6%
P. Almonte	4	64,7%	57,5%	45,8%	49,8%	34,2%	36,2%	33,4%	47,6%	58,4%	60,6%	63,1%	62,9%
P. Almonte	3	31,7%	42,3%	58,8%	49,7%	35,2%	22,3%	32,7%	42,2%	33,5%	61,6%	56,3%	44,2%

Zona	Bloque OSE	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	ОСТ	NOV	DIC
P. Almonte	2	12,1%	26,2%	36,8%	26,9%	22,2%	1,9%	15,1%	18,5%	7,6%	35,9%	41,7%	31,0%
P. Almonte	1	44,6%	5,6%	5,1%	2,6%	7,2%	0,0%	0,8%	0,4%	37,5%	4,3%	13,0%	11,0%
S. P. Atacama	5	25,1%	0,0%	0,0%	13,4%	49,6%	36,8%	62,8%	42,3%	41,6%	2,0%	5,6%	7,7%
S. P. Atacama	4	67,7%	43,0%	45,8%	50,2%	34,2%	33,3%	31,3%	47,5%	60,0%	62,2%	66,3%	68,5%
S. P. Atacama	3	35,8%	38,0%	60,3%	50,0%	34,3%	21,1%	34,9%	43,9%	36,7%	63,0%	58,8%	48,9%
S. P. Atacama	2	16,6%	27,1%	40,8%	30,7%	22,3%	1,7%	17,3%	19,1%	8,5%	39,9%	45,8%	37,9%
S. P. Atacama	1	46,5%	6,6%	6,1%	3,5%	7,3%	0,0%	0,9%	0,8%	39,3%	5,5%	15,6%	16,6%

## 2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El Programa de Obras de Generación y Transmisión elaborado por la Comisión, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 162° de la Ley y el artículo 38° del Reglamento de Precios de Nudo, considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte establecido en la ley y según los antecedentes indicados en el Informe Técnico Anual "Programa de Obras de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)" de agosto de 2015 vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha actualizado el Programa de Obras tomando en consideración nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras y por empresas que tienen en construcción instalaciones de transmisión, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en el artículo 31° del Reglamento de Precios de Nudo.

## 2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador

Para determinar las alternativas de expansión y la localización indicativa de las centrales de generación en estudio, esta Comisión ha tenido en vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se ha solicitado información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo actualmente.

En cuanto a los tipos de tecnología de generación, y en virtud a lo estipulado en la Ley N°20.257, que introduce modificaciones a la Ley, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado también en el presente plan de obras, la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías que cumplan con lo establecido en la ya mencionada ley.

A partir de lo anterior, esta Comisión conformó un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte 2016-2031, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos fueron escalados de acuerdo a una utilización óptima de los recursos disponibles, por lo que para la determinación del

plan de obras indicativo las centrales incorporadas no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico tomarán las decisiones privadas de acuerdo a criterios individuales, que pueden no responder necesariamente a los mismos bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, que se relacionan con una utilización adecuada de los recursos bajo una óptica sistémica. Estos criterios individuales pueden incluir por ejemplo, el establecimiento de contratos de suministro con clientes, la disponibilidad de combustibles, entre otros.

Las características y criterios generales aplicados en la elección de los proyectos analizados se describen en el "Programa de Obras de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)", de agosto de 2015, publicado en la página web de la Comisión.

# 2.6.2 Costos Unitarios de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación del presente Informe Técnico son los que se presentan en la Tabla 12. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología y los antecedentes presentados en el "Informe Costos de Inversión por Tecnología de Generación" de agosto de 2015.

Para proyectos de centrales termoeléctricas a carbón, los costos de inversión incluyen la realización de puertos necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón, y los costos de los equipos de mitigación ambiental. Además, para estos proyectos, así como también para los solares fotovoltaicos, geotérmicos, y eólicos, los costos de inversión incluyen la subestación y la línea de conexión el sistema.

Tabla 12: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología

Tecnología	Costo Unitario Inversión [US\$/kW]
Carbón	3.000
GNL-CC	1.300
Eólica	2.300
Solar Fotovoltaica	2.100
Geotérmica	6.500

Para el Costo de Operación, Mantención y Administración de las instalaciones de generación del programa de obras indicativo, se ha utilizado como valor fijo el equivalente al 2% del costo de inversión de cualquier tipo de central de generación.

# 2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los

límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Para este efecto se ha incorporado en la modelación una reducción de 8,5% de la potencia de centrales termoeléctricas generadoras del SING que no han sido limitadas por restricciones operacionales.

## 2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación, sin embargo, estos costos no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con objeto de mantener los rangos de tensión dentro de los límites aceptados.

Así, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se ha incorporado en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

# 2.9 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En relación al sistema de transmisión, el modelo incluye la representación lineal por tramo de las pérdidas en las líneas, considerando 5 tramos de pérdidas para el sistema de transmisión troncal.

Se representa en forma simplificada el sistema de transmisión del SING, incorporando instalaciones desde el nivel de 66 kV hasta el nivel de 500 kV.

Se han incorporado las instalaciones del sistema de transmisión troncal, considerando las capacidades técnicas del mismo, de acuerdo a los antecedentes disponibles por esta Comisión.

La modelación de los sistemas de transmisión considera también la reducción de algunos tramos en paralelo, y la utilización del criterio N-1 para tramos relevantes del sistema.

### 2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA

En base al Estudio "Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM" remitido a los CDEC con carta CNE N° 324 de fecha 3 de agosto de 2012 para su distribución entre las empresas integrantes, se presenta la actualización del Valor de Costo de Falla de Larga Duración, conforme a la estructura aplicable indicada en el Anexo N°6 del Informe Técnico de Precio de Nudo de octubre de 2013.

De acuerdo a lo anterior, el costo de falla medio del SING está determinado para restricciones de 5, 10, 20 y 30%, y períodos de 1, 2 y 10 meses respectivamente. Adicionalmente se utilizó ponderadores para cuatro sectores económicos: residencial, comercial, minero y empresas varias.

Por último, para cada una de las cuatro componentes señaladas se indica su fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo de falla en el SING.

### 2.11 COSTO DE RACIONAMIENTO

Para la determinación del valor actualizado del costo de racionamiento, se procede a tomar las cuatro componentes (sector residencial, comercial y minería y empresas varias) y se multiplica cada costo de racionamiento por su indexador correspondiente. Con ello se obtienen los costos de racionamiento para cada sector, para todas las profundidades y duraciones de racionamiento incluidas en el estudio.

A continuación se muestran los Indexadores de los cuatro sectores económicos mencionados anteriormente.

Tabla 13: Indexadores Costo de Falla de Larga Duración SING

	SECTOR MIN	NERO (IM)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	0.83	0.75	0.68
10%	0.73	0.69	0.65
20%	0.65	0.65	0.65
30%	0.62	0.63	0.64
	EMPRESAS V	ARIAS (IV)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	0.72	0.73	0.73
10%	0.75	0.75	0.75
20%	0.76	0.76	0.76
30%	0.78	0.78	0.79
S	ECTOR RESID	DENCIAL (IB)	STATE OF
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	1.04	1.04	1.04
10%	1.04	1.04	1.04
20%	1.04	1.04	1.04
30%	1.04	1.04	1.04
	SECTOR COM	IERCIAL (IC)	
Profundidad	1 mes	2 meses	10 meses
5%	1.10	1.10	1.10
10%	1.10	1.10	1.10
20%	1.10	1.10	1.10
30%	1.10	1.10	1.10

El costo de racionamiento del sistema se obtiene sumando los costos indexados de cada sector, multiplicados por su importancia relativa. El Costo de Racionamiento promedio indexado del sistema se obtiene aplicando las probabilidades de ocurrencia de cada escenario.

# 2.12 TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización considerada para las simulaciones es de 10%, según lo estipula el artículo 35° del Reglamento de Precios de Nudo.

#### 2.13 CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SING

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Indisponibilidad de Generación, Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión.

#### 2.13.1 Simplificaciones Adoptadas

Para la modelación del sistema eléctrico se han adoptado las siguientes simplificaciones:

- a) Modelación uninodal del sistema eléctrico para determinación de probabilidad de pérdida de carga en generación y costos de regulación de tensión y frecuencia.
- Representación multinodal del sistema eléctrico para determinación de probabilidad de pérdida de carga en transmisión.

## 2.13.2 Indisponibilidad de Generación

Se ha determinado la indisponibilidad de generación asociada al plan de obras utilizado en la presente fijación.

La indisponibilidad del sistema de generación es representada a través del desarrollo de un modelo estático anual que considera la curva de duración de la demanda del sistema y las indisponibilidades características de las unidades generadoras del sistema.

La modelación utilizada reemplaza las unidades generadoras reales por unidades ideales con disponibilidad igual a 100% obteniéndose la curva de duración de la demanda "equivalente" a partir del proceso de convolución entre la curva de duración de la demanda y las distribuciones de indisponibilidad de cada una de las unidades del sistema.

Una vez obtenida la curva de duración de la demanda equivalente y a partir de la capacidad de oferta de potencia reconocida al sistema se obtiene la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) como indicador que representa el número de horas esperado en que el sistema de generación no es capaz de absorber la demanda de potencia del sistema durante las horas de punta.

Este valor corresponde al mismo determinado en la fijación de octubre de 2015 y alcanza el valor:

Indisponibilidad de Generación SING = 3,40 horas/año

#### 2.13.3 Indisponibilidad de Transmisión

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante afectación directa de los factores de penalización considerando que los modelamientos que les dieron origen no incorporaron factores de indisponibilidad.

Para ello se efectuó una simulación estática de la operación del sistema eléctrico para una condición típica de operación en la hora de demanda máxima utilizando el modelo multinodal PCP.

Considerando una tasa de indisponibilidad de 0,001760 horas/km al año se ha simulado la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas. Se ha considerado la salida sucesiva de 23 tramos re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total del sistema no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda y a su distribución de costos marginales por barra se asignó la probabilidad correspondiente, determinando un coeficiente promedio de sobrecosto por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de líneas.

Como costo de falla se usó el costo correspondiente declarado en el cuerpo de este informe, y se acumularon las tasas de falla asociadas a cada escenario de falla. Los resultados son los siguientes:

Indisponibilidad de Transmisión SING = 0,24 horas/año

Factor de Sobrecosto por Indisponibilidad = 1,000085 p.u.

Este coeficiente destinado a afectar a los factores de penalización resulta ser bajo pues el modelo utilizado reconoce que pocos eventos de salida de líneas, asociados a su vez a bajas probabilidades, provocan insuficiencia en el abastecimiento de la demanda.

Se afectó los factores de penalización de potencia por dicho factor de sobrecosto. Los factores de penalización de potencia presentados en el cuerpo de este Informe Técnico incluyen este factor de sobrecosto.

#### Cabe señalar lo siguiente:

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.
- Los parámetros definidos no pueden entenderse como una condicionante del trabajo que el CDEC debe efectuar para cumplir con lo establecido en la letra d) del Artículo 36° del Decreto Supremo N°291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

### 3 RESULTADOS

# 3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN

De acuerdo a los antecedentes considerados y a la metodología descrita en los puntos anteriores, el programa indicativo de obras de generación para la presente fijación se muestra en la Tabla 14:

Puesta en Potencia Neta Tipo de Tecnología Punto de Conexión Central Servicio [MW] **EOLICO SING I** Eólica dic-25 200 Laberinto 220 Lagunas 220 Solar SING IV Solar Fotovoltaica feb-26 150 MEJILLONES III Chacaya 220 oct-26 300 Carbón **EOLICO SING IV** Encuentro 220 ene-30 200 Eólica TARAPACA II oct-30 300 Carbón Tarapacá 220 **EOLICO SING III** Encuentro 220 ene-31 300 Eólica

Tabla 14: Programa indicativo de obras de generación

Es importante señalar que dicho programa de obras responde al resultado del ejercicio de planificación descrito, considerando los supuestos de previsión de demanda, proyección de costos de combustibles y demás antecedentes mencionados. En ese sentido, este plan no refleja necesariamente centrales o proyectos particulares, sino que se efectúa en base a la identificación de la mejor utilización de los recursos energéticos potenciales.

De acuerdo a este programa indicativo de obras de generación, y considerando la totalidad de la matriz de centrales de generación eléctrica para el horizonte de evaluación, la generación anual de energía en el SING, por tecnología, es la que se muestra en el siguiente gráfico:

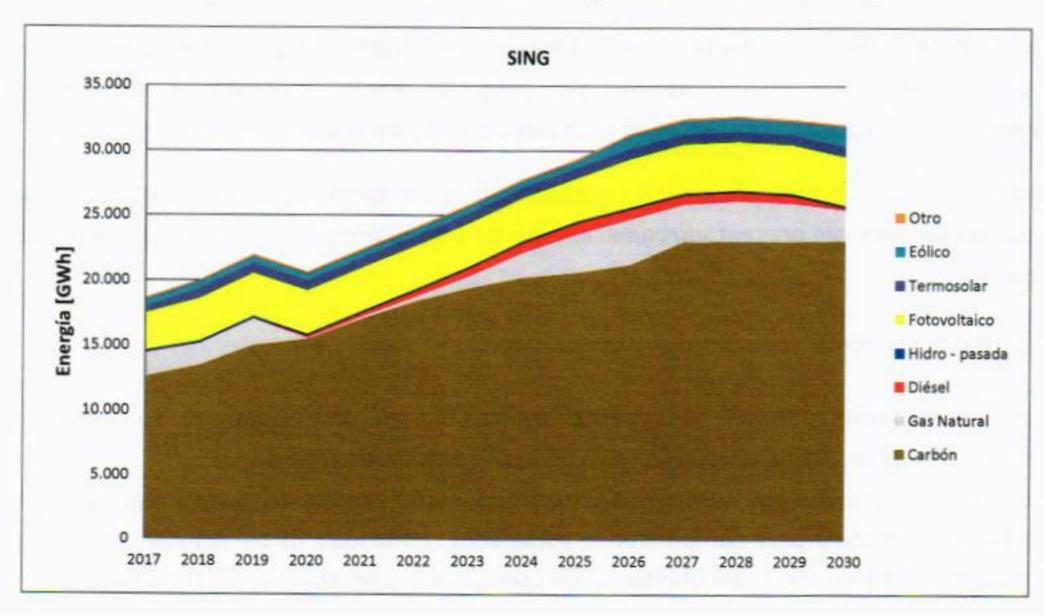


Figura 2: Generación anual de energía eléctrica SING [GWh]

En base a las obras de generación y transmisión en construcción, al programa indicativo de obras de generación descrito, y a los supuestos y metodologías señalados en los puntos anteriores, se calculan los precios de nudo en las secciones siguientes.

# 3.2 PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico se han calculado los costos marginales para los diferentes años de operación analizados en el sistema eléctrico en el nudo Crucero 220 kV. Una vez obtenidos los costos marginales mensuales, es posible calcular el costo marginal promedio ponderado actualizado en el período de 48 meses a partir de abril de 2016.

El cuadro siguiente muestra los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2016 y marzo de 2020, y el valor del costo marginal actualizado.

Tabla 15: Costos Marginales y Demanda de Energía Nudo Crucero 220 kV

Año	Mes	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa Descuento
2016	Abril	37,6	452,76	1,000
2016	Mayo	42,6	462,40	0,992
2016	Junio	42,6	455,29	0,984
2016	Julio	47,6	474,31	0,977
2016	Agosto	37,7	473,79	0,969
2016	Septiembre	36,4	460,73	0,961
2016	Octubre	35,8	436,71	0,953
2016	Noviembre	33,8	414,69	0,946
2016	Diciembre	33,2	430,25	0,938
2017	Enero	39,6	537,02	0,931
2017	Febrero	40,5	483,94	0,923
2017	Marzo	41,0	534,01	0,916
2017	Abril	39,8	513,10	0,909
2017	Mayo	43,2	526,12	0,902
2017	Junio	40,1	514,92	0,895
2017	Julio	43,1	534,58	0,888
2017	Agosto	39,3	464,96	0,881
2017	Septiembre	36,7	450,46	0,873
2017	Octubre	37,3	466,24	0,867
2017	Noviembre	34,4	451,16	0,860
2017	Diciembre	34,1	465,94	0,853
2018	Enero	35,5	530,98	0,846
2018	Febrero	38,7	478,18	0,839
2018	Marzo	41,1	528,58	0,833
2018	Abril	41,4	510,91	0,826
2018	Mayo	39,8	528,10	0,820
2018	Junio	37,7	513,76	0,813
2018	Julio	36,8	530,88	0,807
2018	Agosto	34,9	531,18	0,801
2018	Septiembre	34,0	513,80	0,794
2018	Octubre	36,0	531,72	0,788
2018	Noviembre	34,1	514,53	0,782

Año	Mes	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa Descuento
2018	Diciembre	34,8	531,42	0,775
2019	Enero	37,2	550,21	0,769
2019	Febrero	41,0	495,51	0,763
2019	Marzo	44,7	547,75	0,757
2019	Abril	44,2	529,45	0,751
2019	Mayo	41,7	547,26	0,745
2019	Junio	39,9	532,37	0,739
2019	Julio	40,4	550,12	0,734
2019	Agosto	38,1	550,42	0,728
2019	Septiembre	37,0	532,41	0,722
2019	Octubre	39,8	550,97	0,716
2019	Noviembre	36,5	533,15	0,710
2019	Diciembre	38,3	550,66	0,705
2020	Enero	45,1	576,11	0,699
2020	Febrero	51,8	537,04	0,694
2020	Marzo	55,5	573,60	0,689

El Precio Básico de la Energía se calcula entonces en el nudo troncal Crucero 220 kV a partir de la asociación de consumos aguas abajo de esta barra. Para esto, se han considerado los costos marginales esperados y energías mensuales tanto en esta barra como en las barras de consumo asociadas a esta, mostrados en la tabla precedente.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de abril de 2016, el precio básico de la energía se determina como:

$$\text{Precio Básico Energía}_{\text{NUDO REFERENCIA}} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{\text{CMg}_{\text{Nref i}} \; E_{\text{Nref,i}}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{\text{Nref,i}}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Dónde:

N<sub>ref</sub> : Nudo troncal definido como Subestación Básica de Energía para el Precio de Nudo

Básico de la Energía, Crucero 220 kV.

CMg<sub>Nrefi</sub> : Costo marginal mensual en el mes i en la Subestación Básica de Energía. E<sub>Nrefi</sub> : Energía mensual en el mes i asociada a la Subestación Básica de Energía.

: Mes i-ésimo.

r : Tasa de descuento mensual, equivalente a 10% anual.

El Precio Básico de la Energía, así resultante, para el nudo Crucero 220 kV, es de:

Precio Básico Energía = 38,374 [US\$/MWh] x 682,07 [\$/US\$] = 26,174 [\$/kWh]

# 3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas diésel, conforme a las disposiciones establecidas en el artículo 162°, N°3 de la Ley. Éste se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$Ppot[US\$/kW/mes] = \{(C_{TG} FRC_{TG} + C_{SE} FRC_{SE} + C_{LT} FRC_{LT})CF + C_{OP}\}(1 + MRT)(1 + FP)$$

Sus valores se muestran a continuación:

Tabla 16: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta

	Precio	Básico de la Potencia, Lagunas 220, Unidad Diesel 70 [MW]				
C <sub>TG</sub> [US\$/kW]	594,87	Costo unitario de la unidad generadora para este proyecto.				
ED C()	0.000705	Factor de recuperación de capital de la inversión de la unidad generadora,				
FR <sub>CT</sub> G [-]	0,008785	corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.				
C <sub>SE</sub> [US\$/kW]	66,752	Costo unitario de la subestación eléctrica de este proyecto.				
EDC (1	0.0004E0	Factor de recuperación de capital de la inversión de la subestación eléctrica,				
FRC <sub>SE</sub> [-]	0,008459	corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.				
CITCUS (IAV)	0.200	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación de este proyecto				
CLT[US\$/kW]	9,200	con la subestación Lagunas.				
EDC []	0.000366	Factor de recuperación de capital de la inversión de la línea de transmisión,				
FRC <sub>LT</sub> [-]	0,009366	corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.				
CF[-]	1,048809	Costo financiero.				
Cfijo[US\$/kW]	1,188	Costo fijo de operación y mantenimiento.				
1 + MRT [-]	1,1176	Incremento por Margen de Reserva Teórico.				
1 + FP [-]	1,00428	Factor de pérdidas				
Pbpot[US\$/kW/mes]	8,2509	Precio Básico de la potencia.				

Se ha adoptado un margen de reserva teórico (MRT) de 11,76% para todos los nudos en consistencia con lo utilizado en la anterior fijación correspondiente a una disponibilidad promedio de 89,48% de las unidades generadoras más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, esto es, turbinas a gas diésel.

El Precio Básico de la Potencia, así resultante, para el nudo de referencia, es:

Precio Básico Potencia de Punta = 8,2509 [US\$/kW/mes] x 682,07 [\$/US\$] = 5.627,69 [\$/kW/mes]

### 3.4 PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SING

Los precios de energía en los restantes nudos troncales del sistema de transmisión se determinan aplicando los factores de penalización señalados en la Tabla 17, los cuales incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

Los Factores de Penalización de Energía resultan de referir los precios determinados en el resto de las subestaciones principales del SING respecto del nudo de referencia Crucero 220 [kV]. La

determinación de los precios mencionados entre otros factores considera las pérdidas marginales y saturaciones del sistema de transmisión así como también los costos de operación del sistema.

Los precios de potencia en los restantes nudos o barras del SING se determinaron aplicando Factores de Penalización al Precio Básico de la Potencia señalado en la Tabla 17.

Estos factores se obtienen de referir al nudo de referencia (Lagunas 220 kV), los precios para el bloque de mayor demanda para cada nudo troncal. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En las tablas siguientes se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes en las distintas barras troncales del SING.

Tabla 17: Factores de penalización y precios de nudo

	TENCIÓN	FACTORES DE	PENALIZACIÓN	PRECIOS	DE NUDO
NUDO	TENSIÓN [kV]	ENERGÍA	POTENCIA	ENERGÍA [\$/kWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]
ATACAMA	220	1,0017	0,9723	26,218	5.471,80
CALAMA	220	0,9993	0,9682	26,156	5.448,73
CHUQUICAMATA	220	1,0102	0,9720	26,441	5.470,11
CONDORES	220	1,0382	1,0329	27,174	5.812,84
CRUCERO	220	1,0000	0,9638	26,174	5.423,97
EL COBRE	220	1,0062	0,9792	26,336	5.510,63
EL TESORO	220	1,0207	0,9867	26,716	5.552,84
ENCUENTRO	220	0,9984	0,9630	26,132	5.419,47
ESPERANZA SING	220	1,0223	0,9886	26,758	5.563,53
LABERINTO	220	1,0055	0,9750	26,318	5.487,00
LAGUNAS	220	1,0221	1,0000	26,752	5.627,69
NUEVA VICTORIA	220	1,0147	0,9760	26,559	5.492,63
O'HIGGINS	220	0,9988	0,9690	26,143	5.453,23
PARINACOTA	220	1,0639	1,0720	27,847	6.032,88
POZO ALMONTE	220	1,0259	1,0037	26,852	5.648,51
TARAPACA	220	1,0188	0,9994	26,666	5.624,31

## 3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

De acuerdo a lo señalado en la sección de Modelación del Control de Tensión del Sistema del presente informe, se incorporó la operación forzada de una unidad con el objeto de reflejar la regulación local de tensión en los límites aceptados. El sobrecosto de esta operación forzada se incorporó como un coeficiente por el que se ponderó los costos marginales de energía obtenidos de la simulación, lo que permite recuperar la diferencia de costos de operación en el mismo periodo de cálculo de precios de nudo. El perfil de costos marginales mostrados en el cuerpo de este informe considera este efecto. Dicho coeficiente se presenta a continuación:

# 3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

# 3.6.1 Indexación del precio de la potencia punta<sup>1</sup>

Los parámetros de la fórmula de indexación de la potencia representan el peso relativo de cada una de las componentes utilizadas en la determinación del precio básico de la potencia, y se obtienen y justifican a partir del valor de las derivadas parciales de dicho precio respecto a cada una de las variables utilizadas.

$$Pb[(\$/kW)/mes] = Pb_0 \left[ \frac{Dol_i}{Dol_0} \left( Coef_1 \frac{PPIturb_i}{PPIturb_0} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

Pb: Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.

Pb<sub>0</sub>: Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.

Dol<sub>i</sub> : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al mes anterior a cual se registre la indexación.

Dol<sub>0</sub> : Dólar observado EEUU promedio según la última fijación tarifaria.

PPIturb<sub>i</sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

PPIturb<sub>0</sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, según la última fijación tarifaria.

PPI<sub>i</sub> : Producer Price Index- Commodities, correspondiente al sexto mes anterior al cual se registre la indexación.

PPI<sub>0</sub> : Producer Price Index- Commodities, según la última fijación tarifaria.

IPC<sub>i</sub> : Índice de precio al consumidor para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.

IPC<sub>0</sub> : Índice de precios al consumidor según la última fijación tarifaria

A continuación se presentan en la Tabla 18 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 19 los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

La fórmula de indexación, así como la estructura y valores base del cálculo del precio básico de la potencia, han sido determinados considerando el "ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA EN SISTEMAS SIC, SING Y SSMM" del 2012. Dicho estudio se enmarca dentro de lo estipulado en el Reglamento de Precio de Nudo, específicamente en su artículo 49°.

Tabla 18: Indexadores Precio de la Potencia

	-		Índices Base	
Indexador	Concepto	Fuente	Valor	Fecha
Dólar Observado	Potencia	Banco Central	682,07	mar-16
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	221,0	oct-15
Producer Price Index- Commodities	Potencia	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	187,5	oct-15
Índice de precio al consumidor	Potencia	Instituto Nacional de Estadísticas	123,11	feb-16

Tabla 19: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia

Subestación	Potencia [MW]	Pb0	COEF 1	COEF 2	COEF 3
Subestacion	Potencia [ivivv]	F00	PPIturb	PPI	IPC
Lagunas 220	70	5.627,69	0,50031	0,09999	0,3997

# 3.6.2 Indexación del precio de la energía

El precio de nudo de la energía será indexado respecto de las variaciones que experimente el precio medio de mercado de acuerdo a la siguiente expresión:

Precio energía = Precio base 
$$\left[\frac{PMM_i}{PMM_0}\right]$$

Dónde:

PMM<sub>i</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM<sub>0</sub>: Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Para la presente fijación este valor corresponde a 54,944 \$/kWh.

A más tardar el primer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico, el valor del PMM<sub>i</sub> respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos antes señalados serán indexados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC), al mes anterior al cual se realice la aplicación de la fórmula de indexación de la energía.

# 3.7 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIOS DE MERCADO

#### 3.7.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el inciso primero del Artículo 168° de la Ley, el Precio Medio Básico, considerando un Factor de Carga del sistema de 0,870, resulta ser igual a:

Tabla 20: Precio Medio Básico

Precio Medio Básico SING	[\$/kWh]
Precio Básico Energía [\$/kWh]	26,174
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	5.423,97
Precio Medio Básico [\$/kWh]	34,714

#### 3.7.2 Determinación de Banda de Precios de Mercado

Según lo establecido en los números 2, 3 y 4, del artículo 168° de la Ley, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM) se debe determinar la diferencia porcentual (ΔPMB/PMM%) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de Mercado (PMM) determinado en conformidad a lo establecido en el artículo 167° de la Ley. Esta comparación se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21: Comparación Precio Medio Básico - Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico – Mercado SING	[\$/kWh]
Precio Medio Básico [\$/kWh]	34,714
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	54,944
Δ PMB / PMM (%)	-36,82%

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (BPM) se describe a continuación:

$$BPM = \begin{cases} 5\% & ; si \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% - 2\% & ; si 30\% \le \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 80\% \\ 30\% & ; si 80\% \le \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% \end{cases}$$

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a -12,70%.

## 3.7.3 Comparación Precio Medio Teórico - Precio Medio de Mercado

En conformidad al procedimiento estipulado en el artículo 167° de la Ley, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

Tabla 22: Comparación Precio Medio Teórico - Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico - Mercado SING	[\$/kWh
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	43,446
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	54,944
Diferencia (%)	-20,93%

Dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la BPM calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el artículo 168° de la Ley, se ha procedido a ajustar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite inferior de la BPM.

Tabla 23: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado - Mercado SING	[\$/kWh]
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	47,967
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	54,944
Diferencia (%)	-12,70%

# 3.7.4 Precios de Nudo Ajustados a Banda de Precios

Con el Ajuste de la Banda los precios de nudo se presentan en la Tabla 24.

Tabla 24: Factores de penalización y precios de nudo ajustados a banda

	TENSIÓN	FACTORES DE	PENALIZACIÓN	PRECIOS	DE NUDO
NUDO	[kV]	ENERGÍA	POTENCIA	ENERGÍA [\$/kWh]	POTENCIA [\$/kW/mes]
ATACAMA	220	1,0017	0,9723	31,434	5.471,80
CALAMA	220	0,9993	0,9682	31,359	5.448,73
CHUQUICAMATA	220	1,0102	0,9720	31,701	5.470,11
CONDORES	220	1,0382	1,0329	32,58	5.812,84
CRUCERO	220	1,0000	0,9638	31,381	5.423,97
EL COBRE	220	1,0062	0,9792	31,576	5.510,63
EL TESORO	220	1,0207	0,9867	32,031	5.552,84
ENCUENTRO	220	0,9984	0,9630	31,331	5.419,47
ESPERANZA SING	220	1,0223	0,9886	32,081	5.563,53
LABERINTO	220	1,0055	0,9750	31,554	5.487,00
LAGUNAS	220	1,0221	1,0000	32,075	5.627,69
NUEVA VICTORIA	220	1,0147	0,9760	31,842	5.492,63
O'HIGGINS	220	0,9988	0,9690	31,343	5.453,23
PARINACOTA	220	1,0639	1,0720	33,386	6.032,88
POZO ALMONTE	220	1,0259	1,0037	32,194	5.648,51
TARAPACÁ	220	1,0188	0,9994	31,971	5.624,31

# 3.8 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

### 3.8.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación fueron calculados considerando la variación del tipo de cambio (dólar acuerdo) y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, de acuerdo a lo indicado en los Indexadores de la Tabla 25.

Tabla 25: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indovador	Fuents	Índice Base		Índice Fijación	
Indexador	Fuente	Valor	Fecha	Valor Fech	
Dólar Acuerdo	Banco Central	792,89	30-09-2015	799,96	31-03-2016
IPM USA	Bureau of Labor Statistics	168,5	jul-15	169,3	ene-16

## 3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 26. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

- Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
- Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y energía activa.
- Conforme al cociente anterior y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en la Tabla 26 para cada una de las horas del período comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
- Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los días domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 26, será detallado en el Decreto de Precios de Nudo respectivo.

En aquellos casos en que existan puntos de compra con mediciones que incluyan inyecciones o consumos de energía activa o reactiva, distintos a los reconocidos por la empresa distribuidora consumidora, la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, deberá realizar un balance horario que permita identificar el consumo de energía activa y reactiva al cual se deben aplicar los recargos presentados en la Tabla 26 según corresponda.

Tabla 26: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra

Cociente %	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/KVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/KVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/KVArh
Desde 0 y hasta 20	0	0	0
Sobre 20 y hasta 30	5,970	0	0
Sobre 30 y hasta 40	10,750	10,750	0
Sobre 40 y hasta 50	10,750	10,750	10,750
Sobre 50 y hasta 80	14,326	14,326	14,326
Sobre 80	17,899	17,899	17,899

#### 3.9 COSTO DE RACIONAMIENTO

En base al estudio "Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM" remitido a los CDEC con carta CNE N°324 de fecha 3 de agosto de 2012 para su distribución entre las empresas integrantes, los diferentes valores utilizados según los niveles de déficit de suministro y el valor único representativo del costo de racionamiento estipulado en el artículo 30° del Reglamento de Precios de Nudo, son los que se presentan en la Tabla 27.

Tabla 27: Costo de falla según su profundidad

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	185,28	271,64
5-10%	194,84	285,67
10-20%	282,25	413,81
Sobre 20%	360,52	528,57

Valor único representativo, denominado Costo de Racionamiento: 271,64 [US\$/MWh].

Este valor único representativo, se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo.

Este valor único representa el costo por kilowatt-hora (185,28 [\$/kWh]), en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía.

# 3.10CARGO ÚNICO TRONCAL

A continuación se presenta las componentes involucradas para determinar el Cargo Único Troncal aplicable a las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal según lo establece la Ley en su artículo 102°.

#### 3.10.1 Utilización del Sistema de Transmisión Troncal Año 2015

De acuerdo a lo informado por la Dirección de Peajes del CDEC-SING en su Procedimiento "Contabilidad de Recaudación Cargo Único Troncal", la deuda por la utilización del Sistema de Transmisión Troncal y el cargo asociado se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 28: Utilización STT 2015, CU2

Utilización STT 2015, CU2	
Deuda Utilización STT 2015 MM\$	3.425
Demanda proyectada GWh	1.642
CU2 2015 \$/kWh	2,086

En la presente fijación se ha determinado el saldo actualizado de cada componente que determina el valor del Cargo Único Troncal. Los resultados para cada segmento se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 29: Utilización STT 2015

	CU2	CU15
Deuda Utilización STT 2015 MM\$	3.425	341
Saldo Periodos anteriores MM\$	-277	-133

### 3.10.2 Cargo único traspasable a usuarios

Se refiere al cargo único traspasable a usuarios sometidos a regulación de precios y cargo único segmento de usuarios que se señala en la Ley, artículo 102°, letra a), párrafo segundo.

Los saldos obtenidos de la revisión de la Utilización del Sistema de Transmisión Troncal durante el año 2014 y 2013 serán abonados a la deuda por saldar del año 2015.

El Cargo Único Troncal aplicable a los usuarios sometidos a regulación de precios para el período mayo 2015 - abril 2016 corresponde a 1,918 [\$/kWh]. Para el segmento de usuarios que se señala en la Ley, en su artículo 102°, letra a), párrafo segundo se establece un cargo correspondiente a 0,422 [\$/kWh]. Lo anterior se resume en la siguiente tabla:

Tabla 30: Cargo Único Troncal

	CU2	CU15
Deuda Utilización STT 2015 MM\$	3.425	341
Saldo Utilización STT anteriores MM\$	-277	-133
Saldo Total a Remunerar MM\$	3.148	208
Demanda Proyectada GWh	1.642	491
CU \$/kWh	1,918	0,422

# 3.11COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, la componente de energía del Precio Medio de Mercado corresponde a 67,564 [USD/MWh], que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de 80,555 [USD/MWh] y un precio de potencia de 12,991 [USD/kW/mes].

# 3.12 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 31 se presentan los factores de modulación de referencia de las barras del SIC y del SING para efectos de determinar los precios en los puntos de abastecimiento o suministro resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley.

Tabla 31: Factores de Modulación

the section to the section	Tonción HAD	Factores de Modulación	
Subestación Troncal	Tensión [kV]	Potencia	Energía
ATACAMA	220	1,0030	0,7291
CALAMA	220	0,9988	0,7273
CHUQUICAMATA	220	1,0027	0,7353
CÓNDORES	220	1,0656	0,7557
CRUCERO	220	0,9943	0,7279
EL COBRE	220	1,0102	0,7324
EL TESORO	220	1,0179	0,7429
ENCUENTRO	220	0,9934	0,7267
ESPERANZA SING	220	1,0199	0,7441
LABERINTO	220	1,0058	0,7319
LAGUNAS	220	1,0316	0,7439
MARIA ELENA	220	0,9946	0,7281
QUILLAGUA	220	1,0005	0,7328
SALAR	220	0,9987	0,7321
NUEVA VICTORIA	220	1,0069	0,7386
O'HIGGINS	220	0,9996	0,7270
PARINACOTA	220	1,1059	0,7744
POZO ALMONTE	220	1,0354	0,7467
TARAPACÁ	220	1,0310	0,7415
D. DE ALMAGRO	220	1,1803	0,7815
CARRERA PINTO	220	1,2637	0,7620
SAN ANDRÉS	220	1,2593	0,8476
CARDONES	220	1,2681	0,8517
MAITENCILLO	220	1,2792	0,8438
PUNTA COLORADA	220	0,8114	0,8390
PAN DE AZÚCAR	220	0,9167	0,9510
DON GOYO	220	0,9280	0,9552
LA CEBADA	220	0,9363	0,9601
LAS PALMAS	220	0,9408	0,9628

ubestación Troncal	Tonción Hati	Factores de Modulación	
doestacion froncal	Tensión [kV]	Potencia	Energia
LOS VILOS	220	0,9743	0,9873
NOGALES	220	0,9944	0,9998
QUILLOTA	220	1,0032	1,0096
POLPAICO	220	1,0016	1,0008
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
LOS MAQUIS	220	1,0190	1,0233
EL LLANO	220	1,0092	1,0139
LAMPA	220	0,9786	0,9881
CERRO NAVIA	220	1,0210	1,0287
CHENA	220	1,0177	1,0251
EL RODEO	220	1,0117	1,0192
MAIPO	220	1,0068	0,9983
CANDELARIA	220	1,0130	0,9982
COLBÚN	220	0,9779	0,9686
ALTO JAHUEL	220	1,0102	1,0178
ALTO JAHUEL	500	1,0041	1,0131
MELIPILLA	220	1,0090	1,0270
RAPEL	220	0,9954	1,0196
ITAHUE	220	0,9858	0,9974
ANCOA	500	0,9814	0,9900
ANCOA	220	0,9762	0,9859
CHARRÚA	220	0,8998	0,9298
CHARRÚA	500	0,9012	0,9311
HUALPÉN	220	0,8926	0,9234
LAGUNILLAS	220	0,8952	0,9194
TAP LAJA	220	0,9017	0,9319
CAUTÍN	220	0,9397	0,9666
TEMUCO	220	0,9192	0,9562
DUQUECO	220	0,9036	0,9390
LOS CIRUELOS	220	0,9524	1,0795
VALDIVIA	220	0,9475	1,0840
RAHUE	220	0,9495	1,0948
PUERTO MONTT	220	0,9639	1,1114
MELIPULLI	220	0,9629	1,1180
CHILOÉ	220	0,9715	1,1322