

**PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN Y
TRANSMISIÓN DEL SISTEMA
INTERCONECTADO CENTRAL Y DEL
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE
GRANDE**

Informe Técnico Anual

Agosto 2016



Contenido

1.	Antecedentes	4
2.	Consideraciones Metodológicas	5
2.1.	Horizonte de Simulación	5
2.2.	Previsión de Demanda	5
2.3.	Modelamiento del Sistema de Transmisión.....	5
2.4.	Expansión Óptima del Sistema.....	5
2.5.	Modelación del Sistema Eléctrico	6
2.6.	Estadística Hidrológica	8
2.7.	Obligación ERNC.....	10
2.8.	Proyectos de Generación en Construcción	11
2.9.	Proyectos de Transmisión en Construcción	13
2.10.	Proyectos en Estudio.....	15
2.11.	Tasa de Actualización	16
2.12.	Modelación Temporal de la Demanda	16
3.	Expansión del Parque Generador.....	17
3.1.	Costos de Inversión por Tecnología	17
3.2.	Precios de Combustibles	18
3.3.	Disponibilidad del GNL	19
3.4.	Previsión de Demanda	20
3.4.1.	Clientes Regulados	20
3.4.2.	Clientes Libres	20
3.4.3.	Proyecciones	21
3.5.	Escenarios de Expansión del Parque Generador.....	22
3.5.1.	Escenario 1	22
3.5.2.	Escenario 2	23
3.5.3.	Escenario 3	23
3.5.1.	Escenario 4	23
4.	Resultados.....	24
4.1.	Escenario 1	24
4.1.1.	Potencia Neta por Tecnología	24

4.1.1.	Energía Generada por Tecnología	25
4.1.2.	Costos Marginales	26
4.2.	Escenario 2	27
4.2.1.	Potencia Neta por Tecnología	27
4.2.2.	Energía Generada por Tecnología	28
4.2.3.	Costos Marginales	29
4.3.	Escenario 3	30
4.3.1.	Potencia Neta por Tecnología	30
4.3.2.	Energía Generada por Tecnología	32
4.3.3.	Costos Marginales	33
4.1.	Escenario 4	34
4.1.1.	Potencia Neta por Tecnología	34
4.1.2.	Energía Generada por Tecnología	35
4.1.3.	Costos Marginales	36
5.	Comentarios Finales	37

1. Antecedentes

En cumplimiento de lo establecido en el Capítulo 3 del Decreto Supremo N°86, de 2012, que Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, en adelante e indistintamente “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, debe elaborar un informe anual que determine el Programa de Obras de Generación y Transmisión de los sistemas interconectados, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en adelante e indistintamente “Programa de Obras”, que minimice el costo total actualizado de abastecimiento de energía eléctrica durante el horizonte de simulación del ejercicio.

El Programa de Obras es de carácter indicativo, es decir, corresponde a un ejercicio de optimización de la expansión del sistema a nivel de generación-transporte bajo diferentes supuestos, tales como, la evolución de los costos de combustibles y su disponibilidad, las alternativas de desarrollo de la matriz energética de cada sistema eléctrico, la evolución de costos de inversión de las diferentes tecnologías, las instalaciones de transmisión existentes y en construcción, junto con proyectos de generación genéricos que la Comisión estime conveniente, entre otros aspectos detallados en el cuerpo de este informe.

En cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 38° y 39° del Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión ha elaborado el presente informe que contiene el Programa de Obras de Generación y Transmisión del SIC y del SING, que se pone en conocimiento de las empresas de generación, de transporte y los Centros de Despacho Económico de Carga (en adelante e indistintamente “CDEC”) para efectos de permitir la formulación de observaciones y comentarios dentro del plazo indicado en el referido reglamento.

2. Consideraciones Metodológicas

2.1. Horizonte de Simulación

El horizonte de simulación definido para la determinación de la operación del sistema en el largo plazo es de 10 años, sin perjuicio de lo cual para efectos de un análisis más acabado de la expansión del sistema se ha extendido para cada sistema interconectado por 5 años más, considerándose así el periodo comprendido desde el año 2016 hasta el año 2031.

2.2. Previsión de Demanda

De conformidad a lo dispuesto en el Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión debe elaborar una previsión de demanda de energía y potencia para cada sistema eléctrico de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 Megawatts.

Para efectos de este informe, se ha elaborado y utilizado un escenario de expansión de la demanda eléctrica en ambos sistemas interconectados, cuyos antecedentes, metodología y valores se muestran en el siguiente capítulo. De igual forma, en dicho capítulo se presenta el correspondiente requerimiento de energía proveniente de fuentes de energía renovable no convencional (en adelante e indistintamente, "ERNC") para dar cumplimiento a la Ley N° 20.257, modificada por la Ley N° 20.698.

2.3. Modelamiento del Sistema de Transmisión

Se ha representado en forma simplificada el sistema de transmisión del SIC y SING, incorporando instalaciones desde el nivel de tensión de 66 kV hasta 500 kV. Además, para el caso de las instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional, se representaron aquellas instalaciones existentes y en construcción, estas últimas de acuerdo a las fechas de entrada en operación correspondientes a la establecida en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y cartas enviadas por las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión.

2.4. Expansión Óptima del Sistema

La metodología para obtener el Programa de Obras óptimo se basa en determinar, para distintas alternativas de interconexión de centrales generadoras y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación y falla.

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

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de interconexión.
- 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 a gas natural: 24 años.

- Centrales a carbón: 24 años.
- Centrales solares, eólicas y geotérmicas: 24 años.
- Centrales hidráulicas: 50 años.
- Proyectos de interconexión y líneas de transmisión: 30 años.
- Costo fijo anual de operación y mantenimiento (2% del valor de inversión).
- Costo variable anual, representado por los costos totales de operación y falla entregados 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:

$$\min \left\{ \sum \text{Inv} + \text{CO\&M} + \text{CVar} - \text{Resid} \right\}$$

Sujeto a:

- Restricciones de la demanda.
- Limitaciones del sistema de transmisión.
- Restricciones de riego.
- Potencias máximas de centrales generadoras.
- Variabilidad hidrológica, etc.

Donde:

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, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. 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.

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

2.5. Modelación del Sistema Eléctrico

La modelación del sistema eléctrico se efectúa con el modelo multinodal y multiembalse OSE2000, considerando las siguientes características y supuestos:

- Costos marginales determinados por la Comisión a partir de una actualización de la modelación que incorpora las nuevas condiciones de los sistemas interconectados, tanto en generación como en transmisión.
- En las diferentes barras del sistema, se ha modelado la demanda considerando dos componentes, una de carácter residencial y otra industrial.

-
- Se han utilizado curvas de crecimiento de demanda para las distintas barras del sistema según tipo de consumo (industrial o vegetativo).
 - Las pérdidas en las líneas se calculan mediante una aproximación lineal de 3 tramos, permitiendo así una mejor representación de los flujos en las mismas. Adicionalmente, para el sistema de transmisión nacional, estas se calculan mediante una aproximación lineal de 5 tramos. También se considera el criterio N-1 de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, dictada por Resolución Exenta N°321, de fecha 21 de julio de 2014 y sus modificaciones.
 - La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:
 - i. Centrales Hidráulicas de Embalse: Considerando la capacidad de regulación de otros embalses importantes adicionales a Lago Laja. La modelación de los embalses considera una modelación de sus polinomios cota volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.
 - ii. Centrales Hidráulicas Serie.
 - iii. Centrales Hidráulicas de Pasada.
 - Las centrales termoeléctricas se representan con sus costos de combustible, rendimientos y costos variables no combustible, además de su disponibilidad media de energía.
 - 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 considerado en la modelación del SIC, que este deba 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. En tanto, en la modelación del SING, para los efectos señalados, se ha incorporado una reducción de 8,5% de la potencia de las centrales generadoras de este sistema que no han sido limitadas por restricciones operacionales.
 - De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación. Sin embargo, los costos implícitos en el Programa de Obras 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 ha incorporado en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación para las centrales detalladas a continuación:
 - i. En el SIC se ha modelado la Central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW.
 - ii. En el SING se ha incorporado en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.Dichas condiciones de operación se mantienen durante todo el horizonte de análisis.

Durante los mantenimientos programados de las centrales utilizadas para representar la regulación de tensión en el sistema, estas fueron reemplazadas por la central Nueva Renca, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades de ciclo combinado.

2.6. Estadística Hidrológica

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se ha utilizado 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 es 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.

A efectos de generar una muestra que contenga situaciones más extremas 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:

- i. Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.
- ii. Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la segunda situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- iii. 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 este ejercicio es de 58, correspondiendo a 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. Para las centrales de pasada se aplicó un criterio similar, pero respetando que sus generaciones estuvieran dentro de los máximos y mínimos de cada central.

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.

Figura 1: Energía anual afluyente al SIC (según probabilidad de excedencia)

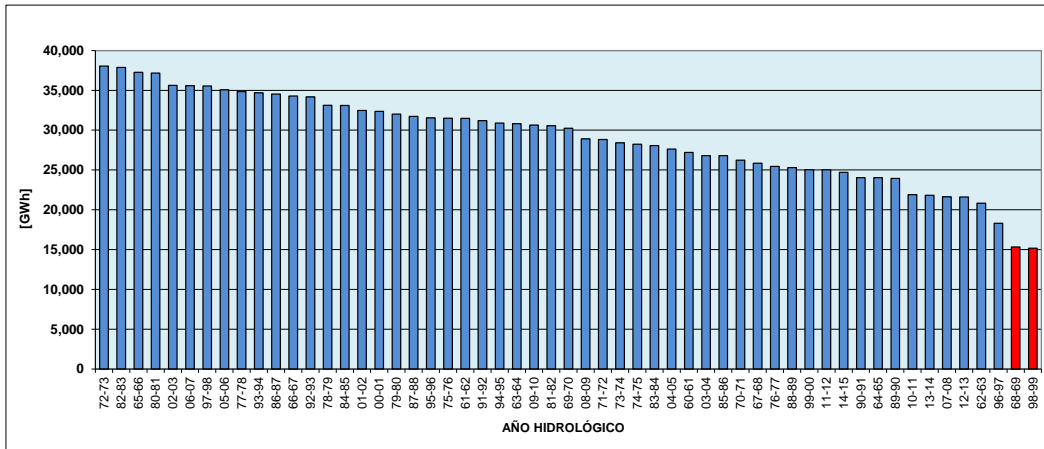
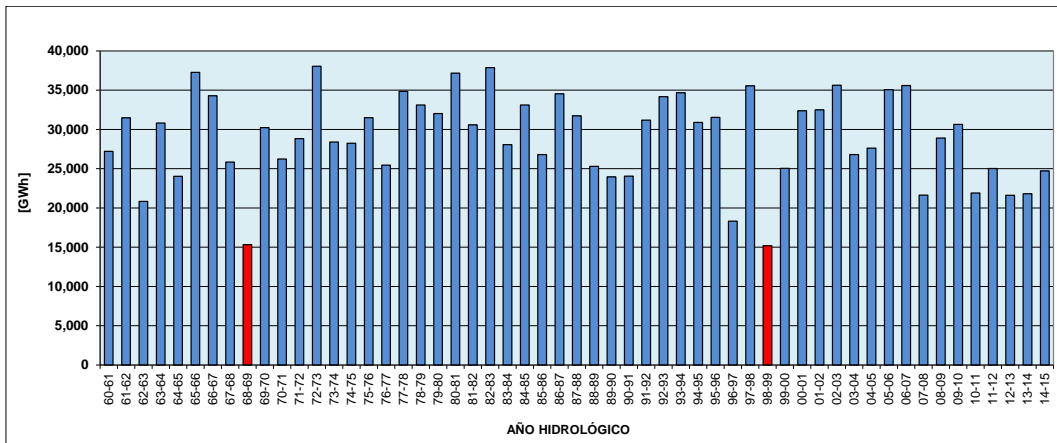


Figura 2: Energía anual afluyente al SIC (orden cronológico)



Respecto del nivel de los embalses, las cotas iniciales estimadas consideradas en la modelación fueron informadas por el CDEC-SIC, y son las siguientes:

Tabla 1: Cotas estimadas de embalses del SIC al 1° de octubre de 2016

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.317,03
Laguna del Maule	2.163,46
Embalse Rapel	103,94
Laguna Invernada	1.298,64
Lago Chapo	227,32
Embalse Colbún	432,42
Embalse Melado	644,00
Embalse Ralco	702,13
Embalse Pangue	508,00
Poza Polcura	734,00
Embalse Machicura	257,00

Fuente: CDEC-SIC

2.7. Obligación ERNC

En virtud de lo establecido en el Artículo 150° bis del D.F.L. N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1 de Minería de 1982, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos”, 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 N°20.257, modificado por el artículo 2° de la Ley N°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 la información relativa a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, se ha considerado el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta a esta obligación, con respecto a la demanda total. Cabe señalar que, dentro del Programa de Obras indicativo, se han incorporado instalaciones necesarias para el cumplimiento de esta obligación legal.

La estimación de porcentajes de obligación de inyección provenientes de medios de generación de energías renovables no convencionales depende de los contratos de suministro, sus fechas de suscripción y la proyección de demanda de los clientes, de acuerdo a los criterios señalados en el punto anterior. Así, se puede observar que los porcentajes exigidos son crecientes, y que al año 2025 se requeriría que un 17,28% de la energía proviniera de fuentes renovables no convencionales, de acuerdo a lo observado en la siguiente tabla.

Tabla 2: Obligación ERNC

Año	Tipo de energía	
	Convencional	ERNC
2016	95,25%	4,75%
2017	94,60%	5,40%
2018	93,83%	6,17%
2019	92,89%	7,11%
2020	91,53%	8,47%
2021	90,05%	9,95%

Año	Tipo de energía	
	Convencional	ERNC
2022	88,48%	11,52%
2023	86,87%	13,13%
2024	85,05%	14,95%
2025	82,72%	17,28%
2026	81,98%	18,02%
2027	81,55%	18,45%
2028	81,24%	18,76%
2029	81,03%	18,97%
2030	80,73%	19,27%
2031	80,65%	19,35%

2.8. Proyectos de Generación en Construcción

Respecto de los proyectos de generación declarados en construcción, se asume como supuesto que éstos se interconectarán en la fecha declarada por los propietarios o representantes de los mismos, en virtud de la obligación reglamentaria vigente al momento de la respectiva declaración, establecida en el Artículo 33° del Reglamento de Precios de Nudo que señala que mientras no finalice la construcción de las instalaciones, la empresa propietaria deberá informar a la Comisión y al respectivo CDEC el estado de avance de las obras, cada vez que existan modificaciones en las características esenciales del proyecto y/o en la fecha de entrada en operación del mismo.

En los proyectos de generación en construcción utilizados en la modelación, se consideran únicamente las centrales publicadas en la Resolución Exenta N°600 del 04 de agosto de 2016. Las centrales en esta categoría, la tecnología, potencia, barra de conexión y la fecha estimada de interconexión se presentan en la Tabla 3 y Tabla 4, para cada sistema interconectado, utilizando además consideraciones particulares para la modelación de las centrales según corresponda.

Tabla 3: Proyectos de generación en construcción SIC

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión
La Montaña I	VHC	ago-16	Hidro - Pasada	3,0	Teno 66
HBS GNL	HBS GNL S.A.	ago-16	GNL	3,5	El Avellano
Río Colorado	GPE - Río Colorado	ago-16	Hidro - Pasada	15,0	Río Colorado 220
Ancoa	GPE	ago-16	Hidro - Pasada	27,0	Linares – Ancoa
Quilapilún	Sunedison	ago-16	Fotovoltaico	103,2	Polpaico – Los Maquis
Abasol	Avantia	ago-16	Fotovoltaico	61,5	Maitencillo – Punta Colorada
San Pedro II	Transantartic Energía	ago-16	Eólico	65	Chiloé 110
San Juan I	Latin American Power	sep-16	Eólico	33,0	Punta Colorada 220
El Romero	Acciona	sep-16	Fotovoltaico	196,0	Maitencillo – Punta Colorada
La Mina	Colbún	sep-16	Hidro - Pasada	34,0	Loma Alta
San Juan II	Latin American Power	oct-16	Eólico	29,7	Punta Colorada 220
Chaka I	Solar Desierto I	oct-16	Fotovoltaico	27,0	Diego de Almagro – Franke
Chaka II	Solar Desierto I	oct-16	Fotovoltaico	23,0	Diego de Almagro – Franke
Doña Carmen	IMELSA	oct-16	Diésel	48,0	Los Vilos – Nogales
San Juan III	Latin American Power	nov-16	Eólico	29,7	Punta Colorada 220

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión
El Pelicano	Austrian Solar	dic-16	Fotovoltaico	100,0	Maitencillo – Punta Colorada
San Juan IV	Latin American Power	dic-16	Eólico	33	Punta Colorada 220
San Juan V	Latin American Power	ene-17	Eólico	26,4	Punta Colorada 220
San Juan VI	Latin American Power	ene-17	Eólico	33	Punta Colorada 220
Valleland	Valleland SpA	ene-17	Fotovoltaico	67,4	Cardones - Maitencillo
Guanaco Solar	Gestamp	ene-17	Fotovoltaico	50,0	Diego de Almagro 110
Malgarida	Acciona	abr-17	Fotovoltaico	28,0	Diego de Almagro – Franke
Las Nieves	Las Nieves	abr-17	Hidro - Pasada	6,5	Río Toltén
Cabo Leones I	Ibereólica	abr-17	Eólico	115,5	Maitencillo 220
CTM-3*	E-CL	ene-18	Diésel/gas	250,8	Cardones
Divisadero	Avenir Solar Chile	ago-17	Fotovoltaico	65,0	Maitencillo 110
Valle Solar	Alpín Sun	ago-18	Fotovoltaico	74,0	Cardones – Maitencillo
Ñuble	Eléctrica Puntilla	oct-18	Hidro - Pasada	136,0	Ancoa 220
Los Cóndores	Endesa	dic-18	Hidro - Pasada	150,0	Ancoa 220
Las Lajas	AES Gener	dic-18	Hidro - Pasada	267,0	Florida 110
Alfalfal II	AES Gener	may-19	Hidro - Pasada	264,0	Los Almendros 220
San Pedro	Colbún	oct-20	Hidro - Pasada	170,0	Los Ciruelos 220

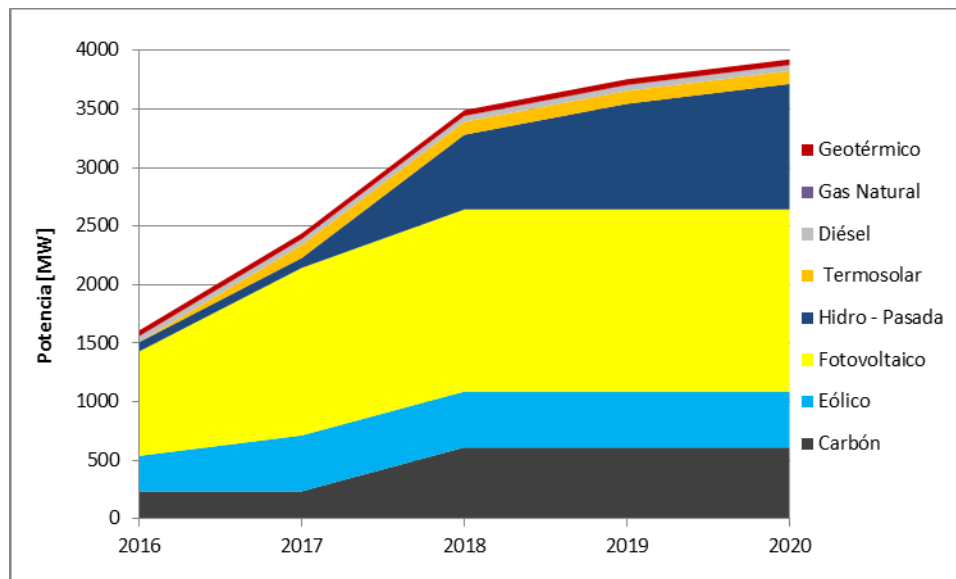
(*) Central CTM3, ya construida dejará de inyectar en el SING y se encontrará habilitada para inyectar en el SIC a partir de la fecha señalada

Tabla 4: Proyectos de generación en construcción SING

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión
Bolero I	Helio Atacama	ago-16	Fotovoltaico	42,0	Laberinto 220
Bolero II	Helio Atacama	ago-16	Fotovoltaico	42,0	Laberinto 220
Bolero III	Helio Atacama	ago-16	Fotovoltaico	21,0	Laberinto 220
Sierra Gorda	Enel Green Power	ago-16	Eólico	112,0	Encuentro – Sierra Gorda
Cochrane U2	AES Gener	oct-16	Carbón	236,0	Cochrane 220
PV Cerro Dominador	Abengoa	oct-16	Fotovoltaico	100,0	Encuentro – Sierra Gorda
Uribe Solar	Gestamp	oct-16	Fotovoltaico	50,0	La Huayca 110
Bolero IV	Helio Atacama	oct-16	Fotovoltaico	41,0	Laberinto 220
Blue Sky 1	Crucero Este	oct-16	Fotovoltaico	51,6	Encuentro 220
Blue Sky 2	Crucero Este	oct-16	Fotovoltaico	34,0	Encuentro 220
Cerro Pabellón	Enel Green Power	dic-16	Geotérmica	48,0	Línea Crucero - El Abra
Arica Solar I	Sky Solar Group	ene-17	Fotovoltaico	18,0	San Miguel 66
Arica Solar II	Sky Solar Group	ene-17	Fotovoltaico	22,0	San Miguel 66
Quillagua I	Quillagua	mar-17	Fotovoltaico	23,0	Tap Off Quillagua
Pular	RIJN CAPITAL	jun-17	Fotovoltaico	28,9	Calama 220
Paruma	RIJN CAPITAL	jun-17	Fotovoltaico	21,4	Calama 220
Lascar I	RIJN CAPITAL	jun-17	Fotovoltaico	30,0	Calama 220
Lascar II	RIJN CAPITAL	jun-17	Fotovoltaico	34,6	Calama 220
Cerro Dominador	Abengoa	jun-17	Termosolar	110,0	Encuentro – Sierra Gorda
Huatacondo	Austrian Solar	sep-17	Fotovoltaico	98,0	Línea Crucero - Lagunas
Usya	Acciona	oct-17	Fotovoltaico	25,0	Calama 110
Quillagua II	Quillagua	oct-17	Fotovoltaico	27,0	Tap Off Quillagua
IEM	E-CL	feb-18	Carbón	375,0	Changos 220
Quillagua III	Quillagua	jun-18	Fotovoltaico	50,0	Tap Off Quillagua

En la siguiente figura se presenta la potencia incorporada por año y tecnología en ambos sistemas interconectados, en conjunto.

Figura 3: Potencia [MW] de centrales en construcción (SIC y SING)



2.9. Proyectos de Transmisión en Construcción

En relación a las obras del Sistema de Transmisión Nacional, se representan en la modelación aquellas instalaciones en construcción de acuerdo a las fechas de entrada en operación correspondientes a lo establecido en los respectivos decretos de expansión, decretos de adjudicación y cartas enviadas por las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión. Estas obras son las que se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: Obras del Sistema de Transmisión Nacional en construcción

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Sistema
Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	sep-16	SIC
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	ene-17	SIC
Seccionamiento en subestación Carrera Pinto del tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro	ene-17	SIC
Seccionamiento barra principal en Carrera Pinto	ene-17	SIC
Seccionamiento barras 500 kV subestación Alto Jahuel	feb-17	SIC
Seccionamiento barras 500 kV subestación Ancoa	feb-17	SIC
Seccionamiento barras 500 kV subestación Charrúa	feb-17	SIC
Seccionamiento completo en subestación Rahue	feb-17	SIC
Ampliación S/E San Andrés 220 kV	abr-17	SIC
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas primer circuito	abr-17	SING
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17	SING
Ampliación S/E Temuco 220 kV	may-17	SIC
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	ago-17	SIC

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Sistema
Ampliación S/E Cardones 220 kV	ago-17	SIC
Cambio de Interruptores 52JS, 52JCE1, 52J6, 52J23 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	ago-17	SIC
Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	ago-17	SIC
Cambio de Interruptores 52J23 y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	ago-17	SIC
Seccionamiento del circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	oct-17	SIC
Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	oct-17	SIC
Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220 kV	oct-17	SIC
Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	dic-17	SIC
Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	dic-17	SIC
Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 (seccionamiento en 500 kV de las líneas)	dic-17	SIC
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	ene-18	SIC
Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	SIC
Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	SIC
Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA	ene-18	SIC
Tercer banco autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en S/E Alto Jahuel	ene-18	SIC
Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	ene-18	SIC-SING
Aumento de capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	ene-18	SIC
Normalización en S/E Alto Jahuel 220 kV	ene-18	SIC
Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	ene-18	SIC
Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	feb-18	SIC
Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro	abr-18	SIC
Aumento de capacidad de barras en S/E Encuentro 220 kV	abr-18	SING
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro - El Tesoro y El Tesoro - Esperanza	abr-18	SING
Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	may-18	SIC
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	may-18	SIC
Normalización en S/E Puerto Montt 220 kV	ago-18	SIC
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	oct-18	SIC
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	oct-18	SIC
Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	oct-18	SIC
Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	oct-18	SIC
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	oct-18	SIC
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	oct-18	SIC
Normalización en S/E Chena 220 kV	oct-18	SIC
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	oct-18	SIC
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	oct-18	SIC
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	oct-18	SIC
Normalización en S/E Candelaria 220 kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220 kV	oct-18	SIC
Normalización en S/E Ancoa 220 kV	oct-18	SIC
Normalización en S/E Charrúa 220 kV	oct-18	SIC
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	oct-18	SIC
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	oct-18	SIC
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	oct-18	SIC
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	oct-18	SIC
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	oct-18	SIC
Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	oct-18	SING

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Sistema
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Córdones - Parinacota en S/E Parinacota	oct-18	SING
Ampliación y cambio de configuración en S/E Córdones 220 kV	oct-18	SING
Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá - Córdones en S/E Córdones	oct-18	SING
Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	oct-18	SING
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	oct-18	SING
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	oct-18	SING
Normalización conexión de paño de línea 1x220 Laberinto - El Cobre S/E Laberinto 220 kV	oct-18	SING
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	oct-18	SING
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	oct-18	SING
Normalización en S/E El Cobre 220 kV	oct-18	SING
Subestación Nueva Charrúa, nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	dic-18	SIC
Nueva Subestación Crucero Encuentro	dic-18	SING
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	ene-19	SIC
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	SIC
Normalización en S/E Duqueco 220 kV	abr-19	SIC
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	abr-19	SING
Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	jun-19	SIC
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	SING
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	SING
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19	SING
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	SIC
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	oct-19	SIC
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	SIC
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	SIC-SING
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-21	SIC
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 - Córdones, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito.	abr-21	SING
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	SIC

2.10. Proyectos en Estudio

La Comisión efectúa un catastro de proyectos de generación que se encuentran actualmente en estudio, en diferentes etapas de desarrollo, en base a información entregada por los propios desarrolladores, como también a partir de información disponible de carácter público de diferentes instituciones. Dichos proyectos forman un conjunto de posibles candidatos a ser incorporados como parte de la planificación de la expansión óptima del sistema, y permiten identificar potenciales proyectos de generación efectivos considerados por eventuales inversionistas privados, de diferentes alternativas tecnológicas en las distintas zonas del país.

En base a la información de potenciales energéticos y proyectos en estudio, se incorporan en el Programa de Obras indicativo, dentro del horizonte de simulación, centrales genéricas, con fechas estimadas de interconexión que permiten cumplir el objetivo de minimizar los costos totales de abastecimiento del sistema en los términos establecidos en el punto 2.4. y dar cumplimiento a la obligación ERNC establecida en la Ley N°20.257, modificada por la Ley N°20.698, de conformidad a lo dispuesto en el presente informe.

2.11. Tasa de Actualización

La tasa de actualización a considerar en el costo de desarrollo de las diferentes tecnologías es del 10% real anual, en consistencia con lo indicado en el Artículo 35° del Reglamento de Precios de Nudo.

2.12. Modelación Temporal de la Demanda

Para cada mes de simulación se ha modelado la demanda en 16 bloques de distinta duración, donde hora de cada mes está asociada a un bloque de demanda. En la siguiente tabla se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

Tabla 6: Duración de bloques de demanda

Mes	Duración de Bloques de Demanda por Mes (%)																Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	2,4	5,9	4,8	11,8	2,4	5,9	2,4	5,9	8,5	20,7	2,4	5,9	2,4	5,9	3,6	8,9	100
2	2,4	6,0	4,8	11,9	2,4	6,0	2,4	6,0	8,3	20,8	2,4	6,0	2,4	6,0	3,6	8,9	100
3	4,4	8,1	7,4	13,4	1,5	2,7	3,0	5,4	8,9	16,1	4,4	8,1	1,5	2,7	4,4	8,1	100
4	4,4	12,2	4,4	12,2	2,2	6,1	4,4	12,2	4,4	12,2	2,2	6,1	2,2	6,1	2,2	6,1	100
5	4,0	8,5	8,1	16,9	2,7	5,6	4,0	8,5	5,4	11,3	2,7	5,6	2,7	5,6	2,7	5,6	100
6	4,2	8,3	8,3	16,7	2,8	5,6	5,6	11,1	4,2	8,3	1,4	2,8	1,4	2,8	5,6	11,1	100
7	2,4	5,9	7,3	17,7	2,4	5,9	4,8	11,8	3,6	8,9	2,4	5,9	1,2	3,0	4,8	11,8	100
8	4,0	8,5	8,1	16,9	2,7	5,6	5,4	11,3	4,0	8,5	2,7	5,6	1,3	2,8	4,0	8,5	100
9	5,0	7,5	8,3	12,5	5,0	7,5	5,0	7,5	6,7	10,0	3,3	5,0	1,7	2,5	5,0	7,5	100
10	3,6	8,9	6,0	14,8	3,6	8,9	3,6	8,9	4,8	11,8	2,4	5,9	1,2	3,0	3,6	8,9	100
11	2,8	5,6	6,9	13,9	2,8	5,6	4,2	8,3	6,9	13,9	4,2	8,3	2,8	5,6	2,8	5,6	100
12	4,4	8,1	5,9	10,8	3,0	5,4	4,4	8,1	7,4	13,4	4,4	8,1	3,0	5,4	3,0	5,4	100

3. Expansión del Parque Generador

En virtud del análisis de la información y los antecedentes disponibles por parte de la Comisión, se ha considerado la elaboración de cuatro escenarios de expansión del parque generador para el horizonte 2016-2031.

Estos se basan en diferentes supuestos, en vista del análisis del comportamiento esperado del mercado energético en términos de precios de combustibles, costos de inversión de tecnologías de generación y disponibilidad de combustibles, entre otros.

Las características principales de los puntos señalados son las siguientes:

3.1. Costos de Inversión por Tecnología

Los costos de inversión considerados para las centrales de generación del Programa de Obras indicativo son los utilizados en la fijación de precios de nudo de abril de 2016. Estos costos se presentan en la Tabla 7, y 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, aprobado por Resolución Exenta CNE N°542, de fecha 15 de octubre de 2015, que se encuentra publicado en la página web de la Comisión junto con los antecedentes de la fijación de octubre 2015.

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 al sistema.

Tabla 7: 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, Mantenimiento 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.

Cabe señalar que esta Comisión se encuentra analizando los valores indicados y además concluyó recientemente un estudio específico para la actualización de los mismos, los que se esperan se encuentren reflejados en los siguientes procesos.

3.2. Precios de Combustibles

Para los diferentes combustibles: carbón, GNL y diésel, se utilizan, para el horizonte de simulación, las proyecciones de precios que se muestran en las siguientes tablas. Los criterios utilizados para la elaboración de estas proyecciones se encuentran contenidos en el "Informe de proyecciones de precios de combustibles 2016-2031" de marzo de 2016, aprobado por Resolución Exenta CNE N°330, de fecha 15 de abril de 2016, que se encuentra publicado en el sitio web de la Comisión.

Tabla 8: Proyección precio del carbón térmico - 7000 [kcal/kg]

Año	Precio [USD/ton]
2016	85,99
2017	87,77
2018	88,36
2019	89,16
2020	90,09
2021	90,95
2022	91,51
2023	92,02
2024	92,38
2025	93,00
2026	93,54
2027	94,02
2028	94,20
2029	94,87
2030	95,48
2031	96,02

Tabla 9: Proyección precio de GNL

Año	Precio [USD/MBtu]
2016	9,29
2017	9,98
2018	9,41
2019	9,93
2020	10,32
2021	10,48
2022	10,56
2023	10,74
2024	10,86
2025	10,99
2026	11,23

Año	Precio [USD/MBtu]
2027	11,23
2028	11,24
2029	11,29
2030	11,26
2031	11,52

Tabla 10: Proyección precio de crudo Brent

Año	Precio [USD/bbl]
2016	72,13
2017	77,49
2018	77,38
2019	78,85
2020	80,31
2021	82,50
2022	84,88
2023	87,37
2024	89,92
2025	92,49
2026	95,26
2027	98,12
2028	101,06
2029	104,10
2030	107,22
2031	110,44

3.3. Disponibilidad del GNL

La disponibilidad de gas natural para el sistema interconectado central fue informada por el CDEC-SIC hasta junio de 2017, y el detalle se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 11: Disponibilidad de GNL en el SIC

Volumen esperado [MMm3]		oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	Total Ventana 12 Meses
Empresa	Central										
Endesa	San Isidro 1 (a)	13,2	12,5	5,5	48,7	44,0	48,7	47,2	48,7	47,2	380,1
Endesa	San Isidro 2 (b)	53,2	51,5	53,2	53,2	48,1	53,2	51,5	53,2	51,5	621,7
Colbún	Nehuenco 1	2,5	0,0	0,0	45,1	40,8	42,2	43,7	41,8	0,0	315,7
Colbún	Nehuenco 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ESSA	Nueva Renca	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,1
Endesa	Nueva Renca	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endesa	Quintero 1A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Endesa	Quintero 1B	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Colbún	Candelaria 1 (d)	0,0	0,0	0,0	20,9	18,9	20,9	20,2	0,0	0,0	80,9
Colbún	Candelaria 2 (d)	0,0	0,0	0,0	20,9	18,9	20,9	20,2	0,0	0,0	80,9
Endesa	Taltal 1	0,4	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3
Endesa	Taltal 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Termo. Colmito	Colmito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0
CMPC Celulosa	Cordillera (c)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,6
Total Mes		69,6	65,1	59,8	189,1	171,0	186,2	183,1	144,0	99,0	1559,3

-
- (a) *Entre enero y junio de 2017 se considera GNL disponible a plena carga en virtud del Informe "Modelación de las restricciones de suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC" (Res. Exta. 533-2015 de la CNE)*
 - (b) *Entre enero y junio de 2017 se considera GNL disponible a plena carga en virtud del Informe "Modelación de las restricciones de suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC" (Res. Exta. 533-2015 de la CNE)*
 - (c) *Se informa sólo disponibilidad para los excedentes de generación por un monto de 4 MW (Volumen take or pay)*
 - (d) *El GNL informado para Nehuenco 2, entre enero y abril de 2017, fue asignado por el CDEC SIC a las unidades de Candelaria.*

Para el SING, se asume disponibilidad de gas natural para las centrales U16, Kelar y CTM3 (esta última a partir de su interconexión al SIC), mientras que para las demás centrales depende del escenario modelado.

En ese sentido, respecto de la disponibilidad de gas natural en el mediano y largo plazo, se ha supuesto que las empresas tienen posibilidad de suscribir contratos de suministro de gas en el mediano plazo, mientras que en el largo plazo se asume, para ciertos escenarios, la posibilidad de ampliar la capacidad de regasificación de los terminales actualmente existentes o la posibilidad de acceder a nuevos terminales. La disponibilidad supuesta en el largo plazo se detalla en cada uno de los escenarios.

3.4. Previsión de Demanda

De conformidad a lo dispuesto en el Artículo 40° del Reglamento de Precios de Nudo, para la elaboración del Programa de Obras, la Comisión podrá establecer el comportamiento futuro de la demanda. A partir de lo anterior, se define un escenario, cuyos antecedentes y metodologías serán explicados a continuación, según el tipo de cliente.

3.4.1. Clientes Regulados

La previsión de demanda considera la metodología, criterios y resultados de los consumos futuros de clientes regulados contenidos en el "Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico" de mayo de 2016, aprobado por Resolución Exenta CNE N°426, de fecha 19 de mayo de 2016, que se encuentra publicado en el sitio web de la Comisión.

3.4.2. Clientes Libres

Para la previsión de demanda de clientes libres, mediante las cartas CNE N°346, N°347, N°348 y N°349, todas de fecha 15 de junio de 2015, la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras y generadoras del SIC y SING, la proyección de consumos de sus clientes no sujetos a regulación de precios, desde el año 2015 hasta el año 2035, información que constituyó la base para efectuar las previsiones de consumos de clientes libres para las diferentes barras del sistema. Dichos antecedentes fueron complementados con la información enviada por los Centros de Despacho Económico de Carga del SIC y SING, como respuesta a las cartas CNE N°344 y N°345, ambas de fecha 15 de junio de 2015.

Adicionalmente, para este proceso se utilizaron los estudios "Inversión en la minería chilena-Cartera de proyectos 2014-2025" y "Proyección del consumo de electricidad en la minería del

cobre 2014-2023”, publicados por la Comisión Chilena del Cobre. Dichos estudios proyectan consumos de electricidad de la minería del cobre en un horizonte de 10 años, en base a la cartera de proyectos vigentes, operaciones mineras actuales y estimación de producción futura de acuerdo a la condición y estado actual de dichos proyectos. Como producto del segundo informe se entregan tres proyecciones de demanda: “Mínimo Esperado”, “Consumo Esperado” y “Consumo Máximo”, los cuales, en conjunto con los antecedentes descritos en el párrafo anterior, sirven para definir la previsión de demanda utilizada para el Programa de Obras.¹

3.4.3. Proyecciones

La proyección de demanda y el correspondiente requerimiento de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales para dar cumplimiento a la Ley N°20.257, modificada por la Ley N°20.698, se muestran en las tablas siguientes para cada sistema interconectado.

Tabla 12: Previsión de demanda SIC

Año	Ventas Físicas [GWh]			ERNC	Tasa de crecimiento anual %		
	Regulado	Libre	Total		Regulado	Libre	Total
2016	32.512	18.189	50.701	4,73%			
2017	33.708	19.095	52.803	5,30%	3,7%	5,0%	4,1%
2018	35.112	19.879	54.991	6,01%	4,2%	4,1%	4,1%
2019	36.742	20.522	57.264	7,00%	4,6%	3,2%	4,1%
2020	38.337	21.283	59.620	8,30%	4,3%	3,7%	4,1%
2021	40.066	21.989	62.054	9,82%	4,5%	3,3%	4,1%
2022	41.715	22.837	64.552	11,55%	4,1%	3,9%	4,0%
2023	43.303	23.798	67.101	13,27%	3,8%	4,2%	3,9%
2024	44.686	25.005	69.691	15,31%	3,2%	5,1%	3,9%
2025	46.089	26.223	72.312	17,77%	3,1%	4,9%	3,8%
2026	47.540	27.413	74.953	18,58%	3,1%	4,5%	3,7%
2027	49.035	28.573	77.608	18,99%	3,1%	4,2%	3,5%
2028	50.575	29.693	80.268	19,28%	3,1%	3,9%	3,4%
2029	52.162	30.898	83.060	19,30%	3,1%	4,1%	3,5%
2030	53.797	32.176	85.973	19,56%	3,1%	4,1%	3,5%
2031	55.482	33.455	88.937	19,57%	3,1%	4,0%	3,4%
2032	57.219	34.646	91.865	19,58%	3,1%	3,6%	3,3%
2033	59.010	35.810	94.820	19,60%	3,1%	3,4%	3,2%
2034	60.855	36.947	97.802	19,61%	3,1%	3,2%	3,1%
2035	62.758	38.058	100.816	19,62%	3,1%	3,0%	3,1%
2036	64.718	39.145	103.863	19,63%	3,1%	2,9%	3,0%

Tabla 13: Previsión de demanda SING

¹ Inversión en la minería chilena-Cartera de proyectos

http://www.cochilco.cl/descargas/estudios/tematico/inversion/Inversion_en_la_mineria_chilena-Cartera_de_proyectos.pdf

Proyección del consumo de electricidad en la minería del cobre

http://www.cochilco.cl/descargas/estudios/informes/energia/proyeccion_consumo_electricidad_2014-2015.pdf

Año	Ventas Físicas [GWh]			ERNC	Tasa de crecimiento anual %		
	Regulado	Libre	Total		Regulado	Libre	Total
2016	1.888	15.607	17.495	4,82%			
2017	1.954	16.164	18.118	5,73%	3,5%	3,6%	3,6%
2018	2.021	16.724	18.745	6,73%	3,4%	3,5%	3,5%
2019	2.090	17.261	19.351	7,48%	3,4%	3,2%	3,2%
2020	2.165	17.812	19.977	9,06%	3,6%	3,2%	3,2%
2021	2.244	18.378	20.622	10,39%	3,6%	3,2%	3,2%
2022	2.326	18.959	21.285	11,43%	3,7%	3,2%	3,2%
2023	2.402	19.563	21.965	12,64%	3,3%	3,2%	3,2%
2024	2.473	20.193	22.665	13,66%	2,9%	3,2%	3,2%
2025	2.542	20.843	23.385	15,51%	2,8%	3,2%	3,2%
2026	2.612	21.511	24.124	16,00%	2,8%	3,2%	3,2%
2027	2.684	22.197	24.881	16,51%	2,7%	3,2%	3,1%
2028	2.757	22.903	25.660	16,87%	2,7%	3,2%	3,1%
2029	2.832	23.627	26.460	17,75%	2,7%	3,2%	3,1%
2030	2.909	24.374	27.283	18,22%	2,7%	3,2%	3,1%
2031	2.988	25.141	28.129	18,54%	2,7%	3,1%	3,1%
2032	3.069	25.927	28.996	19,13%	2,7%	3,1%	3,1%
2033	3.152	26.736	29.888	19,50%	2,7%	3,1%	3,1%
2034	3.238	27.566	30.803	19,52%	2,7%	3,1%	3,1%
2035	3.325	28.418	31.743	19,99%	2,7%	3,1%	3,1%
2036	3.415	29.293	32.708	20,00%	2,7%	3,1%	3,0%

3.5. Escenarios de Expansión del Parque Generador

En el presente informe se determina el Programa de Obras bajo distintos escenarios de desarrollo del sistema eléctrico nacional. Para ello, la oferta de generación considera las centrales existentes y aquellas declaradas en construcción, las que se complementan con las centrales resultantes como indicativas del Programa de Obras en cada escenario.

Las características de estos escenarios se presentan a continuación. Cabe señalar que los supuestos, consideraciones, metodologías y criterios utilizados para la elaboración de los mismos son meramente indicativos al tenor de lo dispuesto en la normativa respectiva.

3.5.1. Escenario 1

Este escenario considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de nuevas centrales térmicas que utilizan GNL y a una mayor disponibilidad de este combustible para la operación de centrales de ciclo combinado existentes. Así, la tecnología de desarrollo considerada en este escenario es el gas natural, con un costo de inversión de 1.300 US\$/KW y un factor de planta supuesto en torno al 70%. En este sentido, adicionalmente a las centrales que ya cuentan con suministro, se ha considerado la disponibilidad de GNL para las centrales CC1 (Gas Atacama), CC2 (Gas Atacama), Nehuenco 01, Nehuenco 02 y Nueva Renca, la cual se haría efectiva en función de los requerimientos del sistema. Finalmente, se debe señalar que se desarrolla la expansión del parque generador en base a ERNC cumpliendo las exigencias de la Ley N°20.257, modificada por la Ley N°20.698.

3.5.2. Escenario 2

Este escenario se desarrolla bajo el supuesto que la curva de aprendizaje de las tecnologías ERNC podría implicar una disminución en sus costos de inversión, y que a su vez, las centrales termoeléctricas a carbón vean incrementado el mismo, ya sea debido a requerimientos ambientales, tiempo de tramitación, etc. En consecuencia, este escenario considera una expansión óptima del sistema mediante la incorporación de centrales ERNC por sobre la obligación establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos. Esta mayor incorporación de centrales ERNC se complementa con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad instalada de centrales de ciclo combinado existentes y con la expansión del parque generador incorporando nuevas centrales GNL. Esto implicaría un porcentaje de penetración mayor que el actualmente exigido en la obligación ERNC, definido a priori para este escenario, y con los porcentajes de la siguiente tabla:

Tabla 14: ERNC – Escenarios 3 y 4

Año	Cumplimiento ERNC
2025	20,00%
2026	20,50%
2027	21,00%
2028	21,50%
2029	22,00%
2030	22,50%
2031	23,00%

En particular, en este escenario, la energía generada a partir de medios de generación no convencionales adicional a la requerida por la obligación legal, se logra mayoritariamente con la incorporación en el Programa de Obras de centrales solares en el SING y en la zona norte del SIC.

3.5.3. Escenario 3

Para este escenario se utilizan los mismos supuestos que en el Escenario 2, sin embargo, se considera que el desarrollo de las centrales ERNC, estará dado principalmente en el sur del SIC y en base a centrales eólicas.

3.5.1. Escenario 4

Este escenario considera que la tecnología de desarrollo de ambos sistemas interconectados serían centrales termoeléctricas a carbón, con un costo de inversión de 3.000 US\$/kW y un factor de planta en torno al 85%. Se considera que la capacidad instalada de las nuevas centrales será del orden de 340 MW para el SIC y 300 a 350 MW en el SING. Además, se considera que no existe disponibilidad de GNL para las centrales CC1 (Gas Atacama), CC2 (Gas Atacama), Nehuenco 01, Nehuenco 02 y Nueva Renca. En este escenario, al igual que en los siguientes, se da cumplimiento a la obligación ERNC establecida en la Ley N°20.257, modificada por la Ley N°20.698.

4. Resultados

4.1. Escenario 1

En este escenario se ha considerado la expansión óptima del sistema usando centrales térmicas a gas natural y una mayor disponibilidad de este combustible, de tal modo que, adicionalmente a las centrales que ya cuentan con suministro, se pueden utilizar nuevos ciclos combinados en el SIC y SING. Cabe señalar que si bien la tecnología de desarrollo de este escenario es el gas natural, se da cumplimiento a la obligación ERNC establecida en la Ley N°20.257, modificada por la Ley N°20.698.

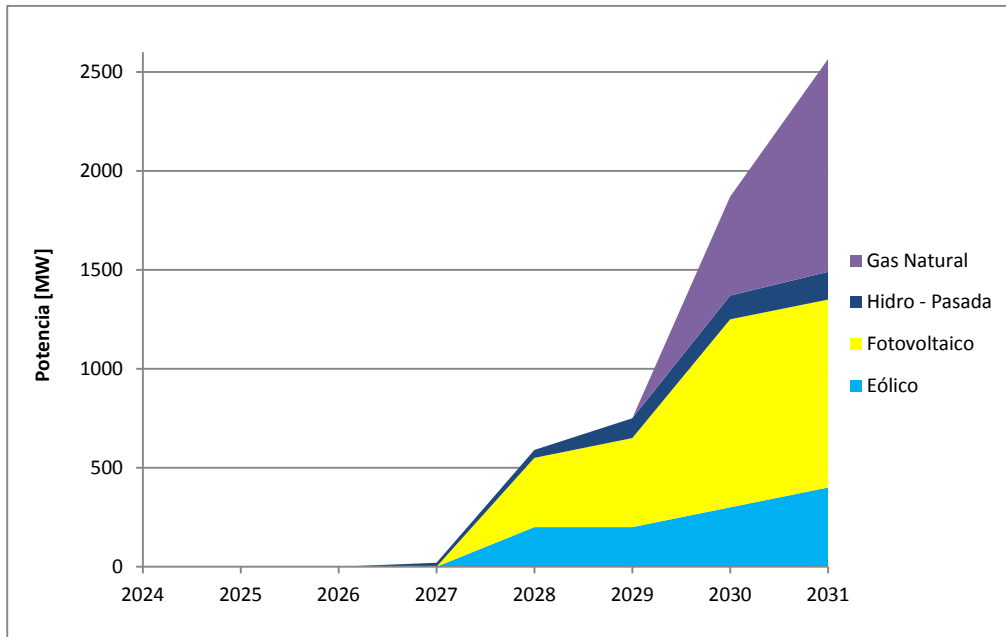
4.1.1. Potencia Neta por Tecnología

A continuación se presenta un resumen con la potencia neta [MW] del Programa de Obras Indicativo en el horizonte de simulación resultantes para este escenario.

Tabla 15: Resumen Programa de Obras Indicativo – Escenario 1

Nombre	Fecha ingreso	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	ene-27	20	Pasada	SIC
Solar Pan de Azúcar 01	ene-28	200	Solar	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	20	Pasada	SIC
Nehuenco 01 GNL*	jul-28	340	GNL	SIC
Nehuenco 01 FA GNL*	jul-28	21	GNL	SIC
Solar SING IV	sep-28	150	Solar	SING
EOLICO SING I	nov-28	200	Eólica	SING
CC1 GNL*	ene-29	326	GNL	SING
CC2 GNL*	ene-29	326	GNL	SING
Nueva Renca GNL*	ene-29	321	GNL	SIC
Nueva Renca Int GNL*	ene-29	30	GNL	SIC
Grupo MH X Región 01	ene-29	60	Pasada	SIC
Nehuenco 02 GNL*	abr-29	384	GNL	SIC
Solar Carrera Pinto 02	ago-29	100	Solar	SIC
MEJILLONES I GNL	ene-30	500	GNL	SING
Eólica Charrúa 01	ene-30	100	Eólica	SIC
Solar Punta Colorada 02	ene-30	200	Solar	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-30	20	Pasada	SIC
Solar Polpaico 03	nov-30	300	Solar	SIC
Eólica Concepción 02	ene-31	50	Eólica	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-31	20	Pasada	SIC
Eólica Concepción 03	mar-31	50	Eólica	SIC
Charrúa CC I	abr-31	575	GNL	SIC

Figura 4: Potencia Neta (MW) incorporada en centrales del Programa de Obras Indicativo – Escenario 1



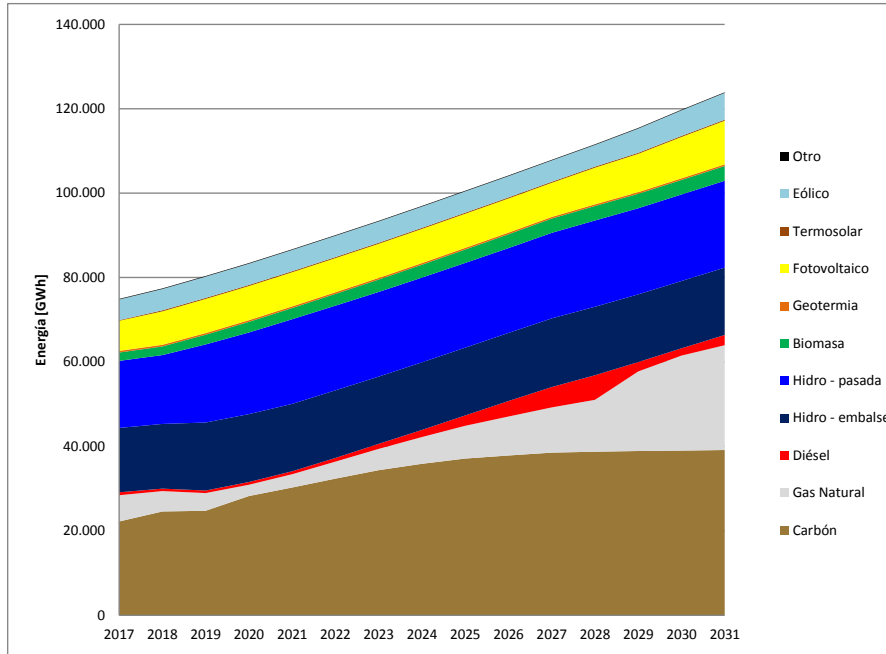
4.1.1. Energía Generada por Tecnología

A continuación se presenta la energía generada anualmente, en GWh, por las distintas tecnologías en ambos sistemas (SIC y SING) en conjunto y para el horizonte de simulación.

Tabla 16: Energía Generada Anual – Escenario 1

Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2017	22.209,7	6.223,7	688,5	15.248,8	15.890,6	1.982,4	391,9	7.123,8	153,8	4.892,1	145,4
2018	24.580,2	4.834,8	578,1	15.330,6	16.316,7	2.048,9	391,9	7.917,5	251,5	5.039,5	145,4
2019	24.750,4	4.192,3	601,9	16.111,6	18.510,9	2.289,8	391,9	8.087,1	251,5	5.040,2	145,4
2020	28.238,7	2.678,3	642,8	16.087,8	19.341,1	2.528,6	391,9	8.087,1	251,5	5.042,2	145,4
2021	30.260,3	3.147,8	698,8	15.964,8	20.062,2	2.650,1	391,9	8.087,1	251,5	5.043,1	145,4
2022	32.361,4	4.030,9	870,4	16.023,6	20.055,4	2.787,3	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2023	34.366,1	5.044,6	1.193,1	15.929,3	20.062,4	2.930,5	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2024	35.872,7	6.348,7	1.682,4	16.016,9	20.073,1	3.056,2	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2025	37.121,4	7.758,7	2.452,1	16.054,7	20.081,3	3.180,3	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2026	37.845,8	9.232,9	3.668,5	16.139,0	20.096,2	3.284,0	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2027	38.523,7	10.716,3	4.820,1	16.265,8	20.267,8	3.380,2	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2028	38.740,3	12.292,2	5.822,3	16.233,8	20.435,1	3.438,7	391,9	8.678,3	251,5	5.141,8	145,4
2029	38.904,5	18.855,8	2.222,2	16.038,1	20.407,8	3.422,2	391,9	9.075,0	251,5	5.737,0	145,4
2030	39.003,1	22.516,9	1.718,0	15.948,9	20.503,7	3.435,3	391,9	9.802,1	251,5	6.053,4	145,4
2031	39.141,2	24.834,9	2.423,4	15.959,3	20.583,3	3.496,9	391,9	10.334,6	251,5	6.344,1	145,4

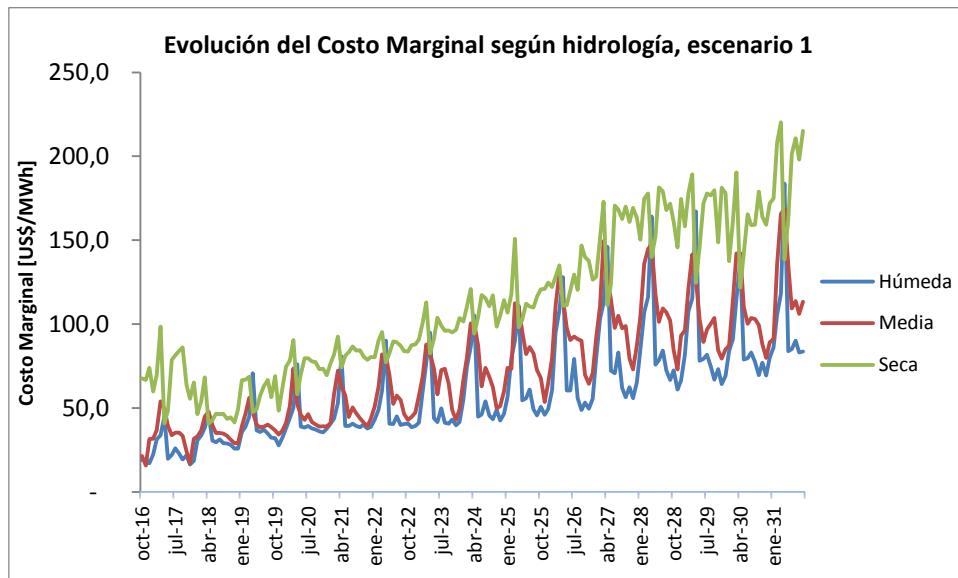
Figura 5: Energía Generada Anual – Escenario 1



4.1.2. Costos Marginales

A continuación se presentan los costos marginales en la barra Quillota 220 kV para tres diferentes hidrologías en el horizonte de simulación.

Figura 6: Costo Marginal por Hidrología en Quillota 220 kV – Escenario 1



4.2. Escenario 2

Como se señaló en el Capítulo 3, este escenario consideró un ingreso considerable de energías renovables no convencionales, con el supuesto que este mayor desarrollo estaría enfocado en mayoritariamente con centrales solares fotovoltaicas en el SIC y en el SING, con presencia también de centrales eólicas, y con el complemento aportado por una mayor disponibilidad de gas natural de los ciclos combinados existentes.

4.2.1. Potencia Neta por Tecnología

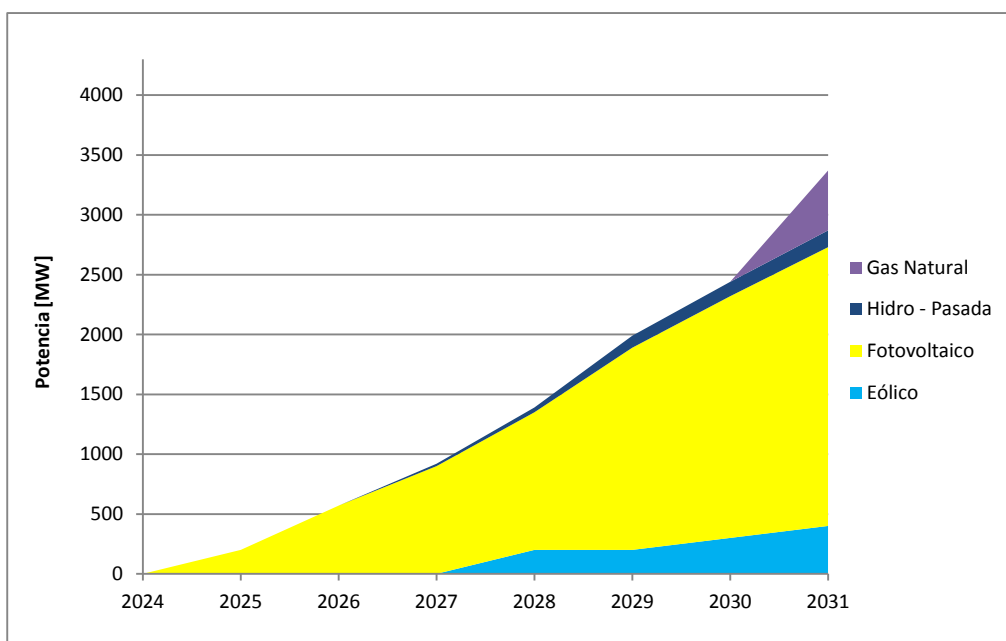
A continuación se presenta un resumen con la potencia neta (MW) del Programa de Obras Indicativo en el horizonte de simulación resultantes para este escenario.

Tabla 17: Resumen Programa de Obras Indicativo – Escenario 2

Nombre	Fecha ingreso	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología	Sistema
Solar Cardones 03	ene-25	100	Solar	SIC
Solar Pan de Azúcar 03	ene-25	100	Solar	SIC
Solar SING Encuentro I	ene-26	200	Solar	SING
Solar Carrera Pinto 01	ene-26	90	Solar	SIC
Solar Ovalle 04	ene-26	80	Solar	SIC
Solar SING Andes	ene-27	100	Solar	SING
Solar Cardones 04	ene-27	230	Solar	SIC
Hidroeléctrica VII Región 02	ene-27	20	Pasada	SIC
EOLICO SING I	ene-28	200	Eólica	SING
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	20	Pasada	SIC
Solar SING IV	sep-28	150	Solar	SING
Solar Pan de Azúcar 01	sep-28	100	Solar	SIC
Solar SING Arica I	ene-29	65	Solar	SING
Nehuenco 01 GNL	ene-29	340	GNL	SIC
Nehuenco 01 FA GNL	ene-29	21	GNL	SIC
Solar Diego de Almagro 02	ene-29	65	Solar	SIC
Grupo MH X Región 01	ene-29	60	Pasada	SIC
Solar SING Pozo Almonte	jun-29	60	Solar	SING
Solar Ovalle 02	jul-29	60	Solar	SIC
Solar Carrera Pinto 02	ago-29	80	Solar	SIC
CC1 GNL*	sep-29	326	GNL	SING
CC2 GNL*	sep-29	326	GNL	SING
Solar SING Parinacota II	sep-29	100	Solar	SING
Solar SING Capricornio	dic-29	110	Solar	SING
Nehuenco 02 GNL	ene-30	384	GNL	SIC
Nueva Renca GNL	ene-30	321	GNL	SIC
Nueva Renca Int GNL	ene-30	30	GNL	SIC
Eólica Charrúa 01	ene-30	100	Eólica	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-30	20	Pasada	SIC

Nombre	Fecha ingreso	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología	Sistema
Solar Polpaico 01	oct-30	100	Solar	SIC
Solar Polpaico 03	nov-30	230	Solar	SIC
MEJILLONES I GNL	ene-31	500	GNL	SING
Eólica Concepción 02	ene-31	50	Eólica	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-31	20	Pasada	SIC
Eólica Concepción 03	mar-31	50	Eólica	SIC
Solar SING Aguas Blancas II	may-31	130	Solar	SING
Solar Cardones 02	jun-31	100	Solar	SIC
Solar SING Palestina	sep-31	80	Solar	SING

Figura 7: Potencia Neta [MW] incorporada en centrales del Programa de Obras Indicativo – Escenario 2



La participación en términos de energía de este escenario se muestra en el siguiente punto.

4.2.2. Energía Generada por Tecnología

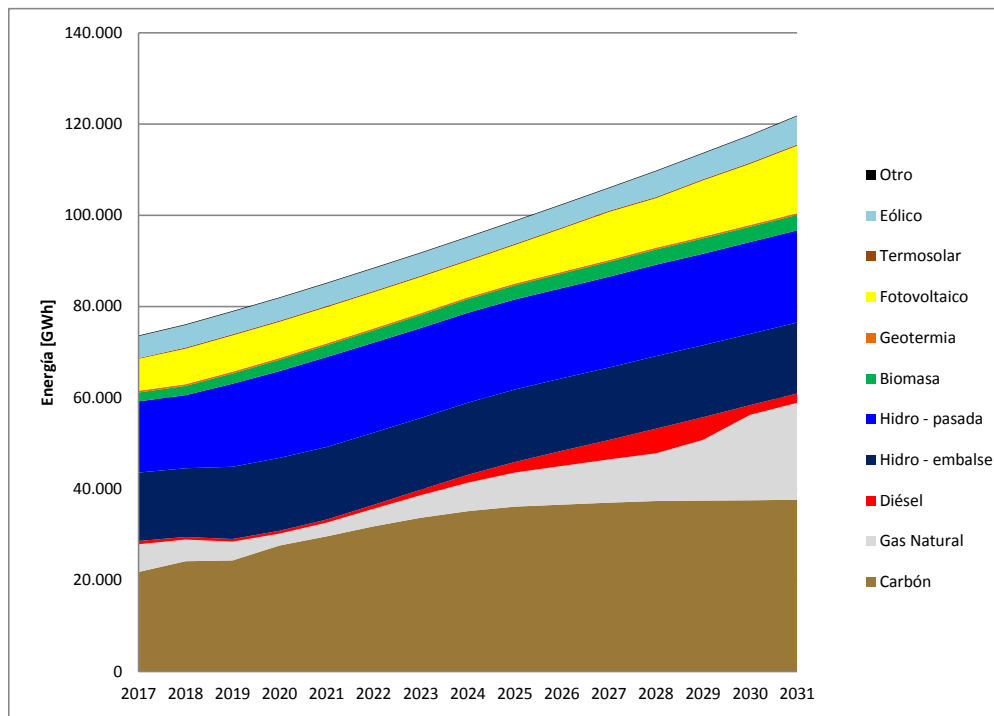
A continuación se presenta la energía generada anualmente, en GWh, por las distintas tecnologías en ambos sistemas (SIC y SING) en conjunto y para el horizonte de simulación.

Tabla 18: Energía Generada Anual - Escenario 2

Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2017	21.809,4	6.066,9	723,0	14.991,4	15.612,8	1.941,9	385,2	7.006,5	151,2	4.809,2	142,8
2018	24.165,2	4.748,1	566,5	15.066,4	16.025,4	2.015,5	385,2	7.780,8	247,2	4.952,0	142,8
2019	24.341,3	4.113,9	580,6	15.841,3	18.196,7	2.261,1	385,2	7.947,7	247,2	4.953,6	142,8
2020	27.616,4	2.612,0	622,1	15.971,5	19.023,7	2.481,5	385,2	7.947,7	247,2	4.954,9	142,8
2021	29.620,4	3.006,0	672,3	15.907,6	19.719,7	2.597,1	385,2	7.947,7	247,2	4.955,8	142,8

Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2022	31.816,1	3.857,3	856,2	15.823,6	19.719,6	2.737,6	385,2	7.947,7	247,2	4.957,0	142,8
2023	33.697,1	4.947,7	1.193,5	15.726,0	19.716,6	2.876,2	385,2	7.947,7	247,2	4.957,0	142,8
2024	35.137,1	6.250,7	1.714,6	15.805,5	19.719,2	2.996,1	385,2	7.947,7	247,2	4.957,0	142,8
2025	36.131,5	7.475,2	2.306,2	15.893,6	19.729,0	3.101,5	385,2	8.460,4	247,2	4.957,0	142,8
2026	36.565,0	8.483,2	3.318,7	15.892,9	19.759,2	3.191,3	385,2	9.472,9	247,2	4.957,0	142,8
2027	37.002,9	9.475,0	4.249,5	15.886,3	19.902,5	3.265,4	385,2	10.557,9	247,2	4.957,0	142,8
2028	37.358,6	10.459,1	5.397,3	15.898,9	20.042,1	3.334,5	385,2	10.862,3	247,2	5.638,1	142,8
2029	37.453,8	13.309,3	4.960,3	15.790,8	20.037,2	3.372,3	385,2	12.336,9	247,2	5.638,1	142,8
2030	37.516,5	18.731,4	2.124,9	15.620,7	20.126,8	3.359,7	385,2	13.384,4	247,2	5.949,0	142,8
2031	37.648,1	21.240,7	2.032,2	15.559,0	20.197,5	3.383,8	385,2	14.789,8	247,2	6.234,7	142,8

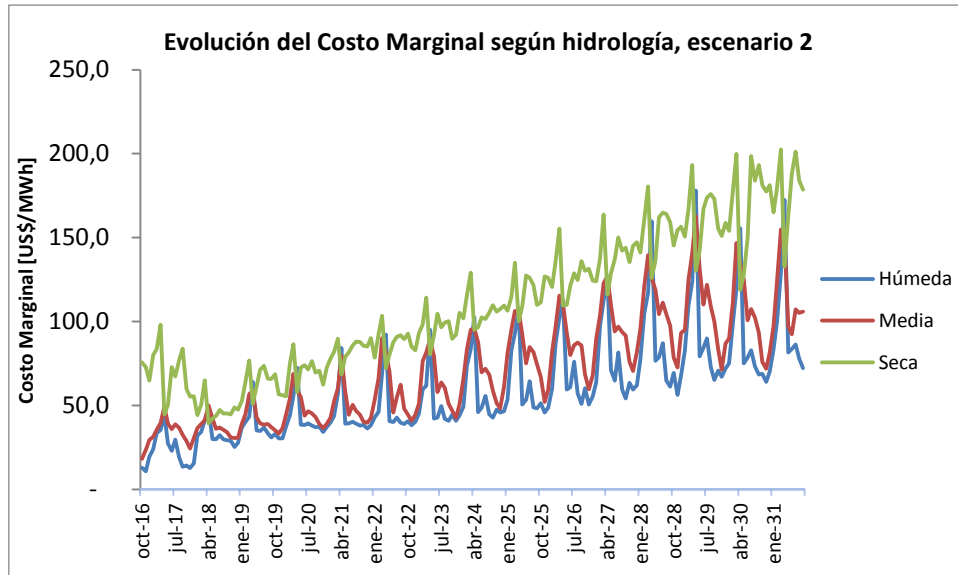
Figura 8: Energía Generada Anual – Escenario 2



4.2.3. Costos Marginales

A continuación se presentan los costos marginales en la barra Quillota 220 kV para tres diferentes hidrologías en el horizonte de simulación.

Figura 9: Costo Marginal por Hidrología en Quillota 220 kV - Escenario 2



4.3. Escenario 3

De acuerdo a lo indicado en el capítulo anterior, este escenario consideró un ingreso relevante en la matriz de energías renovables no convencionales, con el supuesto que este mayor desarrollo estaría enfocado mayoritariamente en el aprovechamiento del recurso eólico en la zona sur del SIC, y con presencia, también, de centrales solares fotovoltaicas en el SIC y en el SING, considerando además el complemento aportado por una mayor disponibilidad de gas natural de los ciclos combinados existentes.

4.3.1. Potencia Neta por Tecnología

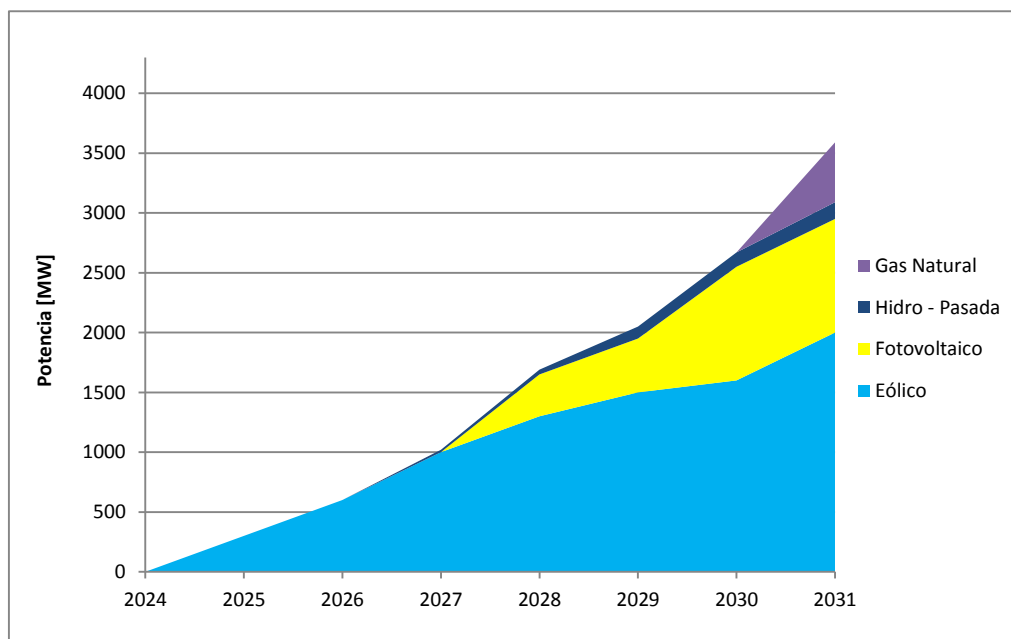
A continuación se presenta un resumen con la potencia neta (MW) del Programa de Obras Indicativo en el horizonte de simulación resultantes para este escenario.

Tabla 19: Resumen Programa de Obras Indicativo – Escenario 3

Nombre	Fecha Ingreso	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología	Sistema
Eólica Chiloé 02	ene-25	100	Eólica	SIC
Eólica Puerto Montt 01	ene-25	100	Eólica	SIC
Eólica Los Ángeles 01	jul-25	100	Eólica	SIC
Eólica Mulchén 01	ene-26	100	Eólica	SIC
Eólica Esperanza 01	ene-26	100	Eólica	SIC
Eólica Los Ángeles 02	jul-26	100	Eólica	SIC
Eólica Chiloé 03	ene-27	100	Eólica	SIC
Eólica Puerto Montt 02	ene-27	100	Eólica	SIC

Nombre	Fecha Ingreso	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología	Sistema
Hidroeléctrica VII Región 02	ene-27	20	Pasada	SIC
Eólica Los Ángeles 03	mar-27	100	Eólica	SIC
Eólica Mulchén 02	jul-27	100	Eólica	SIC
Solar Pan de Azúcar 01	ene-28	200	Solar	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	20	Pasada	SIC
Eólica Esperanza 02	jul-28	100	Eólica	SIC
Solar SING IV	sep-28	150	Solar	SING
EOLICO SING I	nov-28	200	Eólica	SING
Grupo MH X Región 01	ene-29	60	Pasada	SIC
Nehuenco 01 GNL*	mar-29	340	GNL	SIC
Nehuenco 01 FA GNL*	mar-29	21	GNL	SIC
Solar Carrera Pinto 02	ago-29	100	Solar	SIC
Eólica Chiloé 04	sep-29	100	Eólica	SIC
Eólica Puerto Montt 03	sep-29	100	Eólica	SIC
Eólica Charrúa 01	ene-30	100	Eólica	SIC
Solar Punta Colorada 02	ene-30	200	Solar	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-30	20	Pasada	SIC
CC1 GNL*	sep-29	326	GNL	SING
CC2 GNL*	sep-29	326	GNL	SING
Nueva Renca GNL*	mar-30	321	GNL	SIC
Nueva Renca Int GNL*	mar-30	30	GNL	SIC
Nehuenco 02 GNL*	may-30	384	GNL	SIC
Solar Polpaico 03	nov-30	300	Solar	SIC
Eólica Concepción 02	ene-31	50	Eólica	SIC
Eólica Los Ángeles 04	ene-31	100	Eólica	SIC
Eólica Puerto Montt 04	ene-31	100	Eólica	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-31	20	Pasada	SIC
Eólica Concepción 03	mar-31	50	Eólica	SIC
MEJILLONES I GNL	may-31	500	GNL	SING
Eólica Mulchén 03	jul-31	100	Eólica	SIC
Eólica Chiloé 02	ene-25	100	Eólica	SIC
Eólica Puerto Montt 01	ene-25	100	Eólica	SIC
Eólica Los Ángeles 01	jul-25	100	Eólica	SIC
Eólica Mulchén 01	ene-26	100	Eólica	SIC
Eólica Esperanza 01	ene-26	100	Eólica	SIC
Eólica Los Ángeles 02	jul-26	100	Eólica	SIC

Figura 10: Potencia Neta (MW) incorporada en centrales del Programa de Obras Indicativo – Escenario 3



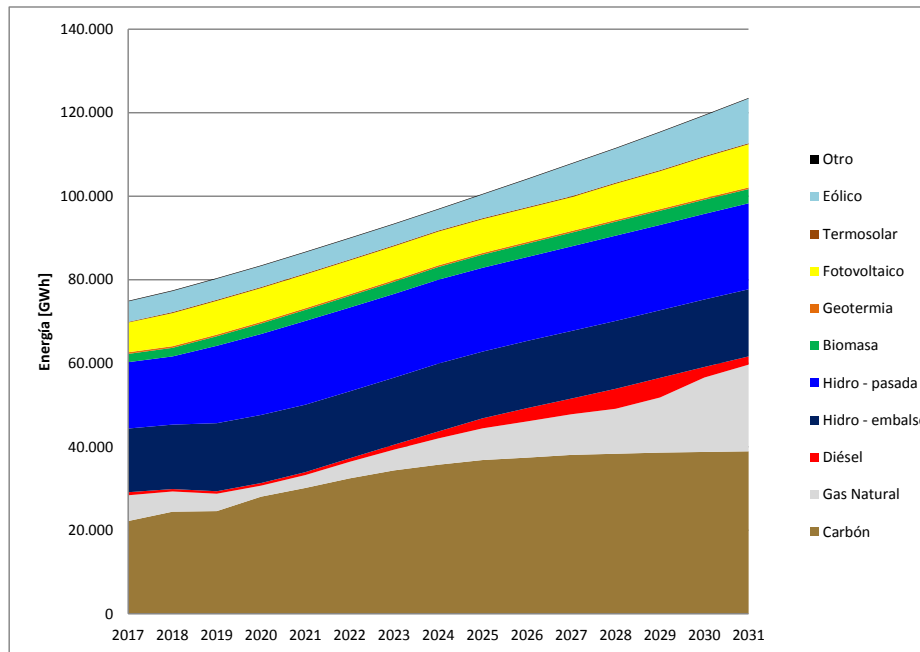
4.3.2. Energía Generada por Tecnología

A continuación se presenta la energía generada anualmente, en GWh, por las distintas tecnologías en ambos sistemas (SIC y SING) en conjunto y para el horizonte de simulación.

Tabla 20: Energía Generada Anual – Escenario 3

Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - embalse	Hidro - pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2017	21.833,8	6.063,4	716,5	14.988,6	15.616,1	1.939,8	385,2	7.005,0	151,2	4.808,0	142,8
2018	24.029,5	4.761,5	567,3	15.161,2	16.050,3	2.019,1	385,2	7.780,4	247,2	4.951,5	142,8
2019	24.170,5	4.090,1	583,1	16.014,4	18.209,8	2.246,8	385,2	7.947,7	247,2	4.953,0	142,8
2020	27.570,0	2.594,4	612,3	16.022,1	19.046,2	2.471,7	385,2	7.947,7	247,2	4.955,4	142,8
2021	29.621,8	3.037,9	683,8	15.873,7	19.713,7	2.600,6	385,2	7.947,6	247,2	4.955,4	142,8
2022	31.878,6	3.897,6	822,1	15.761,0	19.715,0	2.742,7	385,2	7.947,7	247,2	4.957,0	142,8
2023	33.748,5	4.885,6	1.165,1	15.768,6	19.710,1	2.873,5	385,2	7.947,7	247,2	4.957,0	142,8
2024	35.085,4	6.196,0	1.633,6	15.977,1	19.736,5	2.987,7	385,2	7.947,7	247,2	4.957,0	142,8
2025	36.188,5	7.463,9	2.356,6	15.706,8	19.717,9	3.093,8	385,2	7.927,1	267,8	5.575,1	142,8
2026	36.751,9	8.521,7	3.126,8	15.805,7	19.736,8	3.165,8	385,2	7.923,2	271,6	6.537,3	142,8
2027	37.395,5	9.565,3	3.687,9	15.907,2	19.896,7	3.230,0	385,2	7.923,2	271,6	7.602,0	142,8
2028	37.663,2	10.588,7	4.696,0	15.972,8	20.066,5	3.297,9	385,2	8.504,2	271,6	8.044,0	142,8
2029	37.936,6	12.968,4	4.615,4	15.911,4	20.068,5	3.345,3	385,2	8.894,0	271,6	8.913,3	142,8
2030	38.090,5	17.506,7	2.485,5	15.880,8	20.142,1	3.330,1	385,2	9.608,7	271,6	9.539,1	142,8
2031	38.237,6	20.395,2	1.938,4	15.792,8	20.238,2	3.347,5	385,2	10.132,0	271,6	10.517,9	142,8

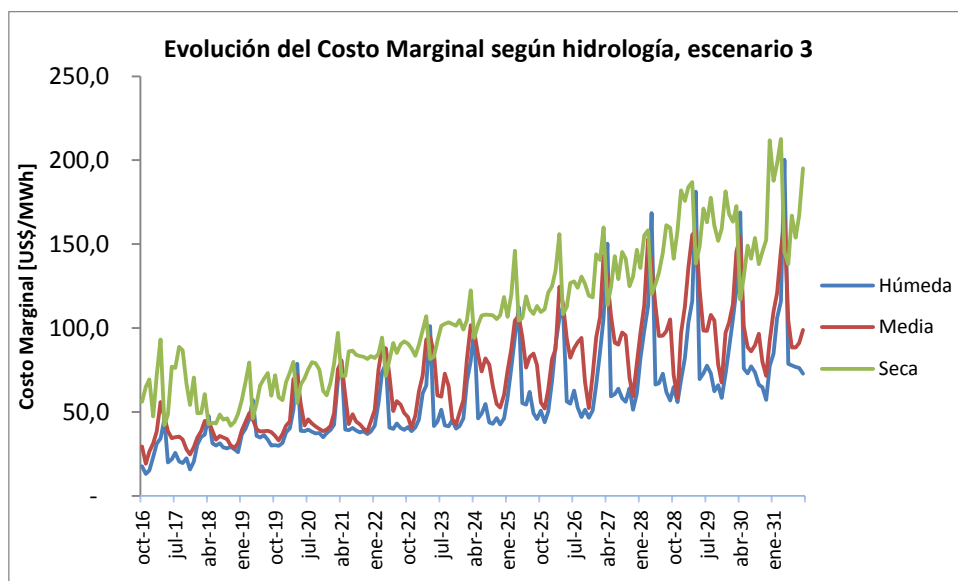
Figura 11: Energía Generada Anual – Escenario 3



4.3.3. Costos Marginales

A continuación se presentan los costos marginales en la barra Quillota 220 kV para tres diferentes hidrologías en el horizonte de simulación.

Figura 12: Costo Marginal por Hidrología en Quillota 220 kV – Escenario 3



4.1. Escenario 4

La expansión del parque generador en este escenario se supuso considerando como tecnología de desarrollo las centrales termoeléctricas a carbón y la no disponibilidad de combustible para la operación de centrales termoeléctricas a GNL. Cabe señalar, que si bien la tecnología de desarrollo de este escenario es el carbón, se da cumplimiento, en todo el horizonte de simulación a la obligación ERNC establecida en la Ley N°20.257, modificada por la Ley N°20.698.

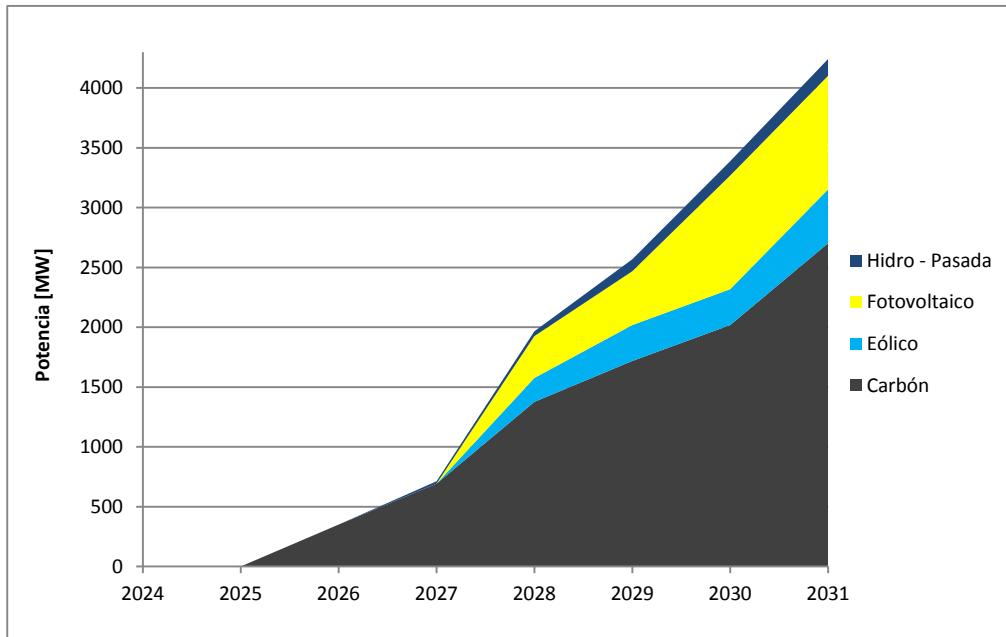
4.1.1. Potencia Neta por Tecnología

A continuación se presenta un resumen con la potencia neta en [MW] del Programa de Obras Indicativo en el horizonte de simulación resultantes para este escenario.

Tabla 21: Resumen Programa de Obras Indicativo – Escenario 4

Nombre	Fecha de Ingreso	Capacidad Instalada [MW]	Tecnología	Sistema
MEJILLONES I	jul-26	350	Carbón	SING
Hidroeléctrica VII Región 02	ene-27	20	Pasada	SIC
Carbón Pan de azúcar 01	ene-27	342	Carbón	SIC
EOLICO SING I	ene-28	200	Eólica	SING
Carbón Cardones 01	ene-28	342	Carbón	SIC
Solar Pan de azúcar 01	ene-28	200	Solar	SIC
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-28	20	Pasada	SIC
Carbón Pan de azúcar 03	ago-28	342	Carbón	SIC
Solar SING IV	sep-28	150	Solar	SING
Grupo MH X Región 01	ene-29	60	Pasada	SIC
Eólica Charrúa 01	ene-29	100	Eólica	SIC
Solar Carrera Pinto 02	abr-29	100	Solar	SIC
Carbón Maitencillo 03	may-29	342	Carbón	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-30	20	Pasada	SIC
TARAPACA II	ene-30	300	Carbón	SING
Solar Polpaico 03	mar-30	300	Solar	SIC
Solar Punta Colorada 02	mar-30	200	Solar	SIC
Hidroeléctrica VIII Región 02	ene-31	20	Pasada	SIC
Carbón VIII región 02	ene-31	342	Carbón	SIC
Eólica Charrúa 04	ene-31	100	Eólica	SIC
Eólica Concepción 03	mar-31	50	Eólica	SIC
Carbón VIII región 01	jul-31	342	Carbón	SIC

Figura 13: Potencia Neta [MW] incorporada en centrales del Programa de Obras Indicativo – Escenario 4



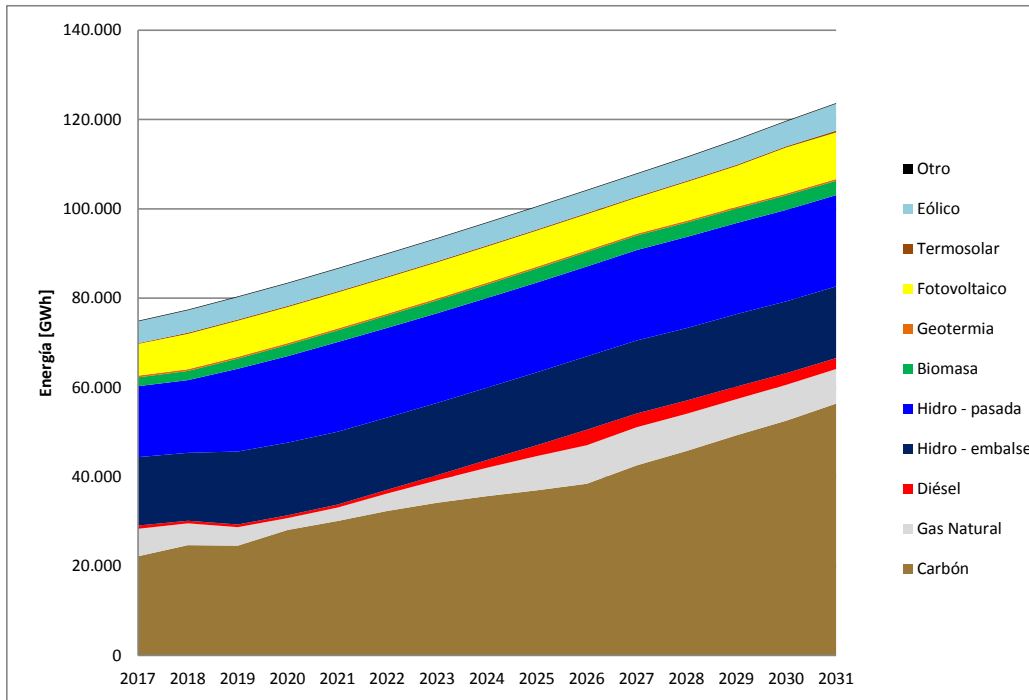
4.1.2. Energía Generada por Tecnología

A continuación se presenta la energía generada anualmente, en GWh, por las distintas tecnologías en ambos sistemas (SIC y SING) en conjunto y para el horizonte de simulación.

Tabla 22: Energía Generada Anual – Escenario 4

Año	Carbón	Gas Natural	Diésel	Hidro - Embalse	Hidro - Pasada	Biomasa	Geotermia	Fotovoltaico	Termosolar	Eólico	Otro
2017	22.193,3	6.157,5	725,8	15.317,2	15.889,0	1.967,4	391,9	7.108,6	153,8	4.879,5	145,4
2018	24.683,0	4.882,2	580,2	15.213,7	16.272,6	2.059,3	391,9	7.917,3	251,5	5.038,3	145,4
2019	24.564,7	4.152,7	594,4	16.338,1	18.532,3	2.282,2	391,9	8.087,1	251,5	5.040,4	145,4
2020	28.084,9	2.657,6	627,4	16.273,2	19.363,6	2.515,2	391,9	8.087,1	251,5	5.042,2	145,4
2021	30.091,2	3.006,6	670,1	16.308,2	20.071,6	2.636,3	391,9	8.087,1	251,5	5.042,6	145,4
2022	32.342,4	3.912,3	838,3	16.182,8	20.067,8	2.780,5	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2023	34.177,6	5.023,0	1.157,3	16.185,5	20.072,3	2.915,5	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2024	35.662,1	6.361,7	1.737,8	16.185,9	20.078,0	3.040,5	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2025	36.963,8	7.667,9	2.441,1	16.323,8	20.088,1	3.166,5	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2026	38.432,9	8.623,9	3.475,5	16.427,0	20.116,1	3.240,1	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2027	42.546,1	8.543,9	3.077,3	16.346,4	20.242,6	3.256,6	391,9	8.087,1	251,5	5.044,0	145,4
2028	45.770,2	8.323,6	2.976,2	16.212,2	20.401,9	3.236,9	391,9	8.678,3	251,5	5.251,9	145,4
2029	49.279,6	8.092,0	2.818,2	16.213,2	20.393,4	3.239,7	391,9	9.151,5	251,5	5.568,2	145,4
2030	52.550,0	8.030,7	2.610,9	16.090,4	20.475,8	3.261,3	391,9	10.334,6	251,5	5.568,2	145,4

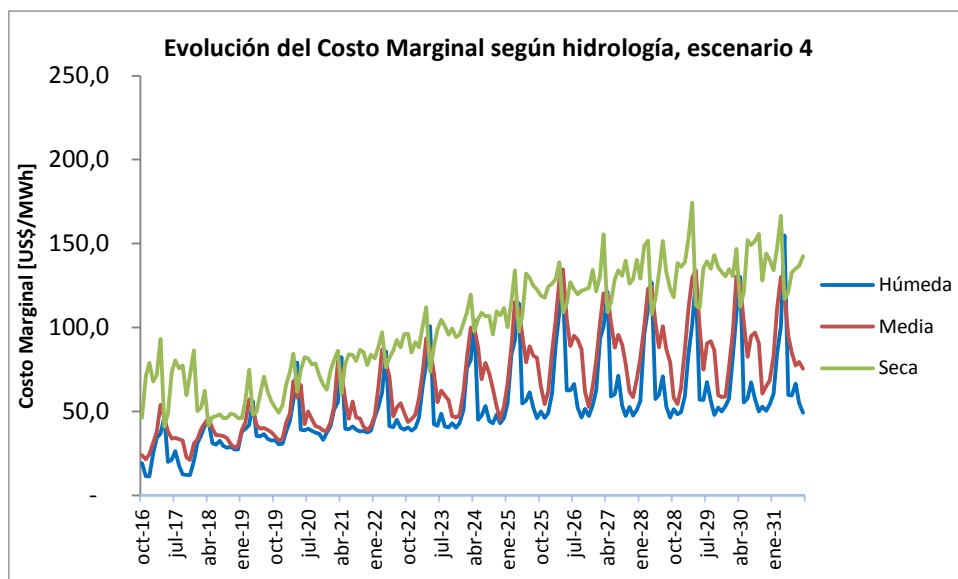
Figura 14: Energía Generada Anual – Escenario 4



4.1.3. Costos Marginales

A continuación se presentan los costos marginales en la barra Quillota 220 kV para tres diferentes hidrologías en el horizonte de simulación.

Figura 15: Costo Marginal por Hidrología en Quillota 220 kV – Escenario 4



5. Comentarios Finales

El presente Informe de Programa de Obras de Generación y Transmisión corresponde a un ejercicio de planificación indicativa, en el que la Comisión Nacional de Energía ha desarrollado distintos escenarios posibles de expansión del sistema eléctrico. En ese sentido, se configuraron cuatro posibles desarrollos del sector de generación, los que consideran una penetración mayor de cada tecnología, pero siempre considerando que en cada escenario se pueden desarrollar en mayor o menor medida con el objetivo de suministrar a la demanda.

Al igual que en ejercicios recientes, sigue siendo relevante la cantidad de proyectos declarados en construcción, con cumplimiento de los requisitos reglamentarios para ello, que se encuentran actualmente en el horizonte de planificación. Estos en conjunto suman 55 proyectos que superan los 3.900 MW de capacidad, de los cuales un 57% corresponde a energías renovables no convencionales, lo que representa un aumento respecto de años anteriores en términos de participación de este tipo de tecnologías. De esta forma, y como se ha constatado en los últimos ejercicios, el parque generador aportaría suficiencia y tendría cubierta, en términos promedio, la demanda eléctrica hasta entrada la próxima década, donde se requeriría en los diferentes escenarios simulados la entrada paulatina de centrales. Es necesario hacer presente que esto se basa en que los proyectos se concreten en el tiempo y forma indicados por sus propietarios, en cumplimiento de la obligación reglamentaria que se establece para con ellos en relación a la información más actualizada del estado de dichos proyectos en construcción y su adecuada caracterización.

Los escenarios fueron configurados en consistencia con otros ejercicios que actualmente se encuentra desarrollando esta Comisión, en particular respecto de los análisis de expansión de la transmisión. Además, es importante destacar que tres de los cuatro escenarios muestran un desarrollo relevante en la matriz de las energías renovables no convencionales, lo que va en línea con lo observado en el mercado eléctrico en el último tiempo y con las tendencias que se observan en otros los mercados eléctricos relevantes.

Otra conclusión relevante es el grado de cumplimiento de la obligación establecida en la Ley N° 20.257, modificada por la Ley N° 20.698, respecto de la inyección al sistema eléctrico por medio de fuentes de energías renovables no convencionales. Esta obligación es diferenciada de acuerdo a la fecha en fueron suscritos los contratos de suministro, y dependiendo del cliente puede alcanzar un 10%, un 20% o no tener de obligación de inyección de medios ERNC. Al efectuar el análisis respecto de los contratos, sus fechas de suscripción y la proyección de demanda de los clientes, al año 2025 se requeriría que un 17% de la energía proviniera de fuentes ERNC. Bajo todos los escenarios analizados, la generación por este tipo de medios, considerando sólo los proyectos en construcción, es suficiente para cubrir la obligación señalada para a lo menos los próximos años; lo que deja en evidencia el desarrollo natural que están experimentando estas tecnologías, independientemente de la obligación señalada, aspecto que fue considerado dentro de los escenarios de expansión.

En relación a la disponibilidad de gas natural, se asumió como supuesto que las empresas con centrales existentes tienen la posibilidad de suscribir contratos de suministro de dicho combustible en el mediano plazo. En ese sentido, es relevante notar que bajo ciertas condiciones de disponibilidad del recurso hidrológico, la generación proveniente por parte de estas centrales puede resultar baja respecto de su capacidad instalada. El tema del tratamiento de este recurso, las metodologías, procedimientos y supuestos adecuados a utilizar se encuentran en etapa de análisis por parte de la Comisión Nacional de Energía, por lo que se consideró necesario analizar escenarios con mayor penetración de gas natural.

Los resultados obtenidos muestran costos de energía esperados que son concordantes con la proyección de precios de combustibles, costos de inversión y proyección de demanda que se tuvo a la vista. Respecto de esto, se ha considerado relevante mostrar distintas condiciones hidrológicas posibles, como hidrología seca, media y húmeda, seleccionando determinados escenarios de la estadística histórica, análisis que resulta relevante para prever los niveles de precios que podrían observarse en el caso de verificarse en la práctica condiciones cercanas a dichas hidrologías.

Finalmente, es importante recalcar que se trata de un trabajo indicativo, cuyos antecedentes y/o resultados pueden ser considerados por los diferentes agentes del sistema para los estudios o evaluaciones que estimen convenientes, pero que no necesariamente corresponde a un ejercicio vinculante para otros fines.