

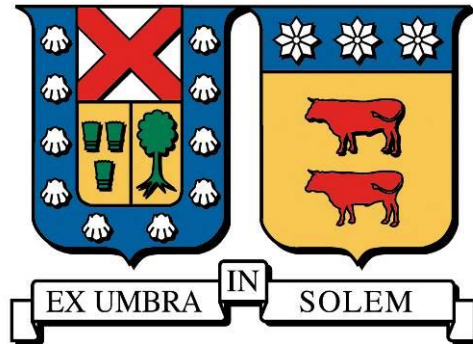
**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ANÁLISIS DE LA DESPROPORCIONADA  
INSTALACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO  
CONVENCIONALES EN EL NORTE DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO”**

**Ricardo Mutis Magagnato**

**MAGISTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA**

Julio de 2017



**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“ANÁLISIS DE LA DESPROPORCIONADA  
INSTALACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO  
CONVENCIONALES EN EL NORTE DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO CENTRAL CHILENO”**

**Tesina de grado presentada por**

**Ricardo Mutis Magagnato**

Como requisito parcial para optar al grado de

**Magíster en Economía Energética**

Profesor Guía

MBA Ing. Juan Carlos Olmedo Hidalgo

Profesor Correferente

MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui

Julio de 2017

TITULO DE LA TESINA:

**ANÁLISIS DE LA DESPROPORCIONADA INSTALACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES  
NO CONVENCIONALES EN EL NORTE DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL  
CHILENO**

AUTOR:

**Ricardo Mutis Magagnato**

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

MBA Ing. Juan Carlos Olmedo Hidalgo.....

MSc. Ing. Wilfredo Jara Tirapegui.....

Santiago, Chile. Julio de 2017

## **DEDICATORIA**

*A mi señora MARIA DEL PILAR*

*A mis hijos, RAFAEL, JAVIERA y VICENTE*

*Por su apoyo incondicional para realizar este MEE*

*Ricardo Mutis Magagnato*

## RESUMEN

Aun cuando los primeros proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) instalados en el Norte Chico se pusieron en servicio los años 2007 y 2009 (Proyecto Canela I con una potencia instalada de 18,15 MW y Proyecto Canela II con una potencia instalada de 60 MW), no fue hasta el año 2013 que se inició la puesta en servicio masiva de varios proyectos eólicos y solares en dicha zona.

La instalación de este tipo de tecnologías en el Norte del país, se debe, entre otros, a los altos índices de irradiación solar y a las condiciones de viento existentes en el Norte Chico. Favoreció además a la instalación, la eliminación de los subsidios en Europa y EE.UU. a las tecnologías ERNC, lo que obligó a los fabricantes de estos equipos a buscar otros mercados como los sudamericanos.

Por otra parte, la demanda de energía, en las regiones de Atacama y Coquimbo, asociada a potenciales proyectos mineros, junto con el rechazo a proyectos termoeléctricos (como Barrancones, Castilla, Punta Alcalde), hacía creer que, a partir del año 2015, habría estrechez en el abastecimiento eléctrico del Norte Chico.

La cancelación de dichos proyectos termoeléctricos, el supuesto crecimiento de la demanda minera y las restricciones de Transmisión que limitaban la importación de energía desde el sur, pronosticaron erróneamente una falta de suministro eléctrico en la zona norte del SIC, anticipando, erróneamente también, altos costos marginales respecto del resto del sistema.

Todo lo anterior, motivó una fuerte instalación de proyectos ERNC en el Norte Chico.

Sin embargo, el desarrollo de proyectos mineros en el Norte Chico no fue como estaba previsto. Además, las capacidades de Transmisión de las líneas del norte del SIC tienen limitaciones lo que les impide exportar la totalidad de energía sobrante desde el Norte Chico a la Zona Centro - Sur del país.

Debido a: i) la insuficiente capacidad de Transmisión; ii) el importante aporte ERNC durante el día; iii) la baja demanda dado que aún se mantienen postergados los proyectos mineros, se generan mercados desacoplados o no conectados a través de un sistema de Transmisión.

Lo anterior, provoca Costos Marginales bajos, incluso 0, en las horas de máxima generación ERNC, lo que afecta principalmente a los generadores solares.

Adicionalmente, la Central Guacolda, que posee una capacidad instalada de 760 MW, inyecta su energía en el Norte Chico. Durante el día, y dado que debe operar en la noche cuando no hay sol, a la central Guacolda se le instruye reducir su generación al Mínimo Técnico de 300 MW (ya que no puede detenerse pues debe estar operativa para cubrir el rápido descenso de generación de las plantas solares). Esa operación a Mínimo Técnico genera que energía renovable no se inyecte al sistema (y que por lo tanto se vierta).

Las restricciones que las empresas ERNC han enfrentado para inyectar su producción al sistema han implicado la pérdida de energía eléctrica de bajo costo, generando perjuicios económicos tanto a los generadores ERNC como al sistema eléctrico en su conjunto, pues se impide la operación más económica.

El escenario anterior ocasiona que generadores ERNC enfrenten una situación financiera compleja pues sus flujos no les permiten, en algunos casos, cubrir sus obligaciones (como es el pago de los intereses de la deuda).

Lo anterior, es crítico para aquellas empresas que sólo venden su producción en el mercado spot. También es complejo para aquellos generadores ERNC que inyectan su energía en el Norte Chico y que tienen contratos con clientes en la zona centro (es decir retiran del sistema a Costos Marginales más altos).

Debido a lo antes indicado, los bancos han establecido condiciones más rigurosas para el otorgamiento de financiamiento de proyectos ERNC. Actualmente los bancos sólo financian proyectos ERNC cuando existe un contrato de compra y venta de energía que permita al generador asegurar el pago de la deuda.

Una vez finalizada la construcción de la línea de 500 kV que desarrolla la empresa INTERCHILE S.A. y una vez finalizada la línea que interconectará el SIC con el SING (desarrollada por TEN), se eliminarán los mercados aislados y sus consecuencias (Costos Marginales 0 en el Norte Chico debido a la sobre oferta de ERNC).

La no generación de nuevos mercados desacoplados en el futuro dependerá de una adecuada planificación y de la construcción de nuevas líneas de Trasmisión, del crecimiento de la demanda y del crecimiento de la oferta de generación.

## **ABSTRACT**

Even though the first Non-Conventional Renewable Energy projects (NCRE), installed in the north of the Central Chilean Transmission System (SIC), were commissioned between 2007 and 2009, it was not until 2013 when massive commissioning of wind and solar projects began in that area.

The installation of this type of technology in the north of SIC was due, among others, the high solar irradiation rates and the good wind conditions. It also promoted the NCRE installation, the subsidies elimination to these technologies in Europe and USA, which forced manufacturers to look other markets like South America.

On the other hand, the energy demand, in the Atacama and Coquimbo regions, related with future mining projects, together with the rejection of thermoelectric projects (such as Barrancones, Castilla, Punta Alcalde), led to the belief that, starting in 2015, there would be narrowness of electric supply in the norther SIC.

The cancellation of these thermoelectric projects, the supposed growth of mining demand and the transmission restrictions that limited the import of energy from the south, mistakenly forecast a lack of electricity supply in the northern zone of the SIC, also mistakenly anticipated high marginal costs compared to the rest of the system.

All the above-mentioned, motivated a strong installation of NCRE projects in the north of SIC.

However, the development of mining projects was not as planned. In addition, the transmission capacities of the norther SIC's lines have limitations, which prevent them to export surplus energy from the North to the Central - South Zone of the country.

Due to: i) insufficient transmission capacity; ii) the important contribution of NCRE during the day; iii) low demand because mining projects are still postponed, electric markets are decoupled or not connected through a transmission system. This causes low Marginal Costs, even 0, during hours of maximum NCRE generation, which mainly affects solar generators.

In addition, Guacolda power plant, which has an installed power of 760 MW, injects its energy into norther SIC. During the day, and given that it must operate at night when there is no sun, Guacolda power plant is instructed to reduce its generation to 300 MW (since it cannot be

stopped as it must be operative to cover the rapid descent of solar plants generation). That operation at 300 MW generates that renewable energy is not injected to the system (therefore it is poured).

The restrictions that NCRE companies have faced to inject their production into the system have involved the loss of low-cost electrical energy, generating economic damages to both NCRE generators and the entire electrical system, since the most economical operation is prevented.

The previous scenario causes NCRE generators to face a complex financial situation because their flows do not allow them, in some cases, to cover their obligations (such as debt interest).

This is especially complex for those companies that sell their production in the spot market. It is also complex for those NCRE generators that inject their energy in the norther SIC and have injection obligations with customers located in the central zone (they have to withdraw energy from the system at higher marginal costs).

Due to the abovementioned, banks have established more rigorous conditions to finance ERNC projects. Currently banks are only financing NCRE projects when the owner has signed a Power Purchase Agreement that allows it to ensure debt payment.

Once the construction of 500 KV transmission line has been completed and once the interconnection line, between SIC - SING has also been completed, the isolated markets and their consequences will be eliminated (Marginal Costs = 0 due to NCRE injection).

The non-generation of new decoupled markets in the future will depend on adequate planning and on new transmission lines construction, the demand growth and the generation supply growth.

## GLOSARIO

- AChEE: Agencia Chilena de Eficiencia Energética.
- CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.
- Clientes Libres: son consumidores cuyo consumo de electricidad es de al menos 500 kW. El precio al que optan este tipo de clientes no es regulado, sino que es establecido según lo indicado en el contrato de suministro que haya negociado el cliente con la generadora, transmisora o distribuidora. Los clientes industriales o mineras entran en esta categoría.
- CMg: Costos Marginales.
- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- DIA: Declaración de Impacto Ambiental.
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales.
- GNL: Gas Natural Licuado.
- Interconexión SIC-SING: Línea de Transmisión eléctrica de doble circuito de 500 kV, con una extensión aproximada de 600 kilómetros, de Mejillones a Copiapó, Región de Atacama y contempla la instalación de un total aproximado de 1.350 torres que permitirán realizar intercambios de energía entre el SIC y el SING.
- LGSE: Ley 20.018, Ley General de Servicios Eléctricos. Contiene la regulación orgánica de la industria eléctrica del país.
- MS: Mercado Spot o mercado en el que se transa energía y potencia al costo marginal que el Coordinador Eléctrico Nacional calcula a intervalos horarios.
- MT: Mínimo Técnico. Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema interconectado en forma continua.
- NT: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- Panel de Expertos: Órgano integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que empresas del sector sometan a su decisión.
- PEN: Política Energética Nacional.
- PMG: Pequeños Medios de Generación.

- Potencia Instalada: potencia nominal de una unidad generadora, expresada en kW o MW, según corresponda. Si se habla de “la capacidad instalada del SIC”, por ejemplo, se refiere a toda la potencia de las centrales instaladas en el Sistema Interconectado Central.
- SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- SIC: Sistema Interconectado Central. Sistema eléctrico que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé, que corresponde al sistema eléctrico de mayor tamaño en el país, en el cual las centrales hidroeléctricas constituyen la principal fuente de generación.
- SING: Sistema Interconectado del Norte Grande. Sistema eléctrico que va entre Arica y Antofagasta, y que corresponde al segundo sistema de mayor tamaño en el país, en el cual las centrales térmicas constituyen la principal fuente de generación y en el que destaca una importante presencia de consumos dedicados a la minería.
- TEN: Transmisora Eléctrica del Norte.
- Transmisión: conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de Generación hasta los centros de distribución. En Chile se considera como Transmisión a toda línea o subestación con un voltaje superior a 23.000 volts (V). Por ley, las tensiones menores a ese rango se consideran como distribución.

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>17</b>
1.1	Crisis subprime y eliminación de subsidios en EE.UU. y Europa .....	17
1.2	Dificultad para desarrollar proyectos con tecnologías tradicionales.....	17
1.3	Facilidad para acceder a financiamiento.....	18
1.4	Altos CMg del SIC .....	18
1.5	Facilidades otorgadas por el Estado .....	20
1.6	Desarrollo de proyectos e inversionistas .....	20
1.7	Bajo crecimiento de la demanda eléctrica .....	21
1.8	Restricciones en Transmisión y futura interconexión de sistemas .....	21
1.9	Mecanismos de Fomento de las ERNC .....	22
1.10	Facilidades y rapidez en la construcción .....	22
<b>2</b>	<b>Objetivos.....</b>	<b>24</b>
2.1	Objetivo general.....	24
2.2	Objetivos específicos .....	24
2.2.1	Orígenes.....	24
2.2.2	Agentes involucrados.....	24
2.2.3	Impactos actuales.....	24
2.2.4	Evolución en los próximos años .....	24
<b>3</b>	<b>ESTADO DEL ARTE .....</b>	<b>25</b>
3.1	Estado del Arte en Chile .....	25
3.1.1	Descripción de las principales tecnologías de ERNC existentes en el Norte Chico ....	25
3.1.2	Potencia instalada y energía generada en Chile en base a unidades de ERNC .....	26
3.2	Estado del Arte internacional .....	27
3.2.1	Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC utilizadas en el mundo.....	27
3.2.2	Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC utilizadas en el mundo. Caso Español	28
3.2.3	Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC utilizadas en el mundo. Caso Brasileiro (PROINFA).....	30
3.3	Conclusiones Estado del Arte.....	31
<b>4</b>	<b>ORÍGENES DE LA SOBRE INSTALACIÓN EN EL NORTE DEL SIC .....</b>	<b>33</b>
4.1	Revisión de los mecanismos legales para la inserción de las ERNC .....	33

4.1.1	Política general para las ERNC .....	33
4.1.2	Marco Regulatorio ERNC .....	33
4.2	Breve revisión de las políticas estatales a largo plazo .....	37
4.2.1	Introducción .....	37
4.2.2	Pilar 1: Seguridad y Calidad de Suministro .....	37
4.2.3	Pilar 2: Energía como motor de desarrollo .....	38
4.2.4	Pilar 3: Energía compatible con el medio ambiente .....	38
4.2.5	Pilar 4: Eficiencia y educación energética .....	38
4.2.6	Principales metas de la PEN al año 2050.....	38
4.2.7	La PEN y la interconexión energética .....	39
4.2.8	La PEN y el aumento de la competencia.....	39
4.2.9	Eficiencia y Educación Energética.....	40
4.3	Estado real de la generación renovable versus las obligaciones legales.....	41
4.4	Análisis de la demanda esperada y de la demanda real (postergación de proyectos mineros) .....	41
4.4.1	La visión de la minería y sus fuentes de abastecimiento eléctrico el año 2013 .....	41
4.4.2	La realidad de los proyectos mineros en el Norte Chico al año 2017 .....	42
4.4.3	La minería en el Norte Chico, una mirada al futuro.....	42
4.5	Variaciones de los precios de los combustibles .....	44
4.5.1	Variaciones del precio del petróleo.....	44
4.5.2	Variaciones del precio del GNL .....	45
4.5.3	Variaciones del precio del Carbón térmico .....	46
<b>5</b>	<b>AGENTES INVOLUCRADOS.....</b>	<b>47</b>
5.1	Generadores.....	47
5.1.1	Generadores existentes en la Tercera Región .....	47
5.1.2	Generadores existentes en la Cuarta Región .....	47
5.1.3	Generadores existentes en la Quinta Región .....	47
5.1.4	Resumen generadores ERNC en el Norte Chico .....	47
5.2	Transmisores y nudos relevantes .....	49
5.2.1	Nudo Diego de Almagro, III Región .....	49
5.2.2	Nudo Carrera Pinto, III Región .....	50
5.2.3	Nudo Cardones, III Región.....	50
5.2.4	Nudo Maitencillo, III Región .....	51
5.2.5	Nudo Punta Colorada, IV Región .....	51
5.2.6	Nudo Pan de Azúcar, IV Región.....	52
5.2.7	Nudo Las Palmas, IV Región.....	52

5.2.8	Nudo Los Vilos, IV Región.....	53
5.2.9	Resumen Transmisión Tercera y Cuarta Regiones .....	53
5.3	Líneas de Transmisión en construcción.....	55
5.3.1	Líneas en construcción III Región.....	55
5.3.2	Líneas en construcción IV Región .....	56
5.4	Clientes Libres.....	57
5.4.1	Clientes Libres III Región y fuentes de suministro .....	57
5.4.2	Clientes Libres IV Región y fuentes de suministro.....	58
5.4.3	Clientes Libres resto del país que contrataron con generadores ERNC del Norte Chico	59
<b>6</b>	<b>IMPACTOS ACTUALES.....</b>	<b>60</b>
6.1	Análisis de los CMg en la zona.....	60
6.1.1	Generalidades .....	60
6.1.2	Nudo Diego de Almagro, III Región .....	60
6.1.3	Nudo Carrera Pinto, III Región .....	60
6.1.4	Nudo Cardones, III Región.....	60
6.1.5	Nudo Maitencillo, III Región .....	61
6.1.6	Nudo Punta Colorada, IV Región .....	61
6.1.7	Nudo Pan de Azúcar, IV Región.....	61
6.1.8	Nudo Las Palmas, IV Región.....	61
6.1.9	Nudo Los Vilos, IV Región.....	61
6.1.10	Resumen CMg .....	61
6.2	Análisis de las restricciones en Transmisión.....	62
6.2.1	Norma Técnica (NT).....	62
6.2.2	Conclusiones del estudio para la Zona Norte .....	63
6.3	Inflexibilidad operacional de las centrales a carbón de la zona, Cycling y mercados aislados .....	64
6.3.1	La problemática entre las generadoras ERNC y los MT de centrales térmicas .....	64
6.3.2	La Central Guacolda .....	65
6.3.3	La posición del CDEC SIC .....	66
6.3.4	La posición de los generadores ERNC ubicados en el Norte Chico .....	67
6.3.5	Cycling.....	71
6.4	Mercados aislados.....	73
6.5	Descripción y análisis de los problemas financieros.....	75
6.5.1	Introducción .....	75
6.5.2	Descripción de los problemas financieros que enfrentan los generadores ERNC del Norte Chico.....	76

6.5.3	Descripción de los problemas que han tenido los bancos que financiaron los proyectos ERNC .....	76
6.6	Descripción y análisis de los problemas desde la mirada de los Consultores.....	77
6.6.1	Causas de la sobre instalación de ERNC según Consultores .....	77
6.6.2	Riesgos para el desarrollo de proyectos ERNC en el norte del SIC informados por SYSTEP en Febrero de 2014 .....	78
<b>7</b>	<b>EVOLUCIÓN EN LOS PRÓXIMOS AÑOS .....</b>	<b>80</b>
7.1	Futuros proyectos anunciados.....	80
7.1.1	Proyectos futuros III Región.....	80
7.1.2	Proyectos futuros IV Región .....	80
7.2	Potencial ERNC en el Norte Chico .....	81
7.3	Efectos esperados al mejorar las instalaciones de Transmisión en el Norte Chico.....	83
7.3.1	Detalle de las obras de interconexión SIC-SING y de reforzamiento mediante línea Cardones - Polpaico.....	83
7.3.2	Programa de puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y del reforzamiento mediante línea Cardones - Polpaico.....	84
7.3.3	Efectos en el Norte Chico producto de la puesta en servicio de las líneas de 500 KV.....	85
7.3.4	Perspectivas a largo plazo respecto de la capacidad de las líneas de 500 KV.....	93
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES, DISCUSIÓN DE RESULTADOS FINALES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>94</b>
8.1	Conclusiones .....	94
8.2	Discusión de resultados finales .....	95
8.3	Recomendaciones .....	96
<b>9</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>97</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Diferencias en senda de crecimiento ERNC. Ley 20.057 versus Ley 20/25 .....	35
Tabla 2.	Generación renovable versus las obligaciones legales .....	41
Tabla 3.	Proyectos mineros previstos a desarrollar en el Norte Chico. Año 2013 .....	41
Tabla 4.	Proyectos mineros detenidos en el Norte Chico. Año 2017 .....	42
Tabla 5.	Resumen estado de proyectos ERNC en el Norte Chico al 30 de marzo de 2017 .....	48
Tabla 6.	Líneas eléctricas en construcción en la III Región de Atacama .....	56
Tabla 7.	Líneas eléctricas en construcción en la IV Región de Coquimbo .....	57
Tabla 8.	Clientes Libres y fuentes de suministro en la III Región de Atacama.....	58
Tabla 9.	Clientes Libres y fuentes de suministro en la IV Región de Coquimbo.....	58
Tabla 10.	Clientes Libres de generadores ERNC del Norte Chico.....	59
Tabla 11.	CMg Promedio Norte Chico Marzo 2017 .....	62
Tabla 12.	Restricciones por tramos líneas 220 KV Norte Chico .....	63
Tabla 13.	Mínimos Técnicos y Tiempos Estabilización Central Guacolda .....	66
Tabla 14.	Horas de líneas desacopladas entre mayo 2016 - Mayo 2017 (Norte Chico).....	74
Tabla 15.	Potencial disponible de energías renovables .....	82
Tabla 16.	Generadores operando en la III Región de Atacama.....	98

Tabla 17. Centrales en construcción en la III Región de Atacama.....	98
Tabla 18. Centrales en proceso de calificación ambiental en la III Región de Atacama.....	98
Tabla 19. Proyectos aprobados en la III Región de Atacama .....	99
Tabla 20. Generadores ERNC operando en la IV Región de Coquimbo .....	100
Tabla 21. Centrales en construcción en la IV Región de Coquimbo.....	100
Tabla 22. Centrales en proceso de calificación ambiental en la IV Región de Coquimbo.....	100
Tabla 23. Proyectos aprobados en la IV Región de Coquimbo .....	101
Tabla 24. Generadores ERNC operando en la V Región de Valparaíso.....	101
Tabla 25. Centrales en construcción en la V Región de Valparaíso .....	101
Tabla 26. Centrales en proceso de calificación ambiental en la V Región de Valparaíso.....	101
Tabla 27. Proyectos aprobados en la V Región de Valparaíso.....	102
Tabla 28. Transmisores conectados al Nudo Diego de Almagro.....	103
Tabla 29. Transmisores conectados al Nudo Carrera Pinto.....	104
Tabla 30. Transmisores conectados al Nudo Cardones .....	105
Tabla 31. Transmisores conectados al Nudo Maitencillo.....	106
Tabla 32. Transmisores conectados al Nudo Punta Colorada.....	106
Tabla 33. Transmisores conectados al Nudo Pan de Azúcar.....	107
Tabla 34. Transmisores conectados al Nudo Las Palmas.....	108
Tabla 35. Transmisores conectados al Nudo Los Vilos .....	108

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de los CMg entre los años 1985 y 2015. ....	18
Figura 2. Capacidad ERNC por Estado de Avance (Operación, construcción, aprobado o en calificación).....	26
Figura 3. Evolución de la participación de tecnologías ERNC. ....	27
Figura 4. Evolución de la generación con Energías Renovables en España. ....	29
Figura 5. Evolución de tecnologías ERNC en España. ....	30
Figura 6. Carteras inversionales catastradas por Cochilco entre 2006 - 2016.....	43
Figura 7. Consumo eléctrico esperado de la minería entre los años 2016 y 2027 separado por regiones.....	44
Figura 8. Variaciones de los precios del Petróleo Grado B .....	45
Figura 9. Variaciones de los precios del Gas Natural.....	45
Figura 10. Variaciones de los precios del carbón.....	46
Figura 11. Resumen estado de proyectos ERNC en el Norte Chico.....	48
Figura 12. Simbología sistemas de Transmisión.....	49
Figura 13. Nudo Diego de Almagro .....	49
Figura 14. Nudo Carrera Pinto.....	50
Figura 15. Nudo Cardones.....	50
Figura 16. Nudo Maitencillo .....	51
Figura 17. Nudo Punta Colorada.....	51
Figura 18. Nudo Pan de Azúcar .....	52
Figura 19. Nudo Las Palmas .....	52
Figura 20. Nudo Los Vilos .....	53
Figura 21. Total Líneas por transmisor. III Región .....	54
Figura 22. Total líneas por transmisor. IV Región.....	54
Figura 23. Total Líneas de Transmisión operando en la III Región.....	55
Figura 24. Total de líneas de Transmisión operando en la IV Región .....	55
Figura 25. Líneas eléctricas en construcción en la III Región de Atacama.....	56
Figura 26. Líneas eléctricas en construcción en la IV Región de Coquimbo.....	57
Figura 27. CMg Promedio. Marzo de 2017.....	62

Figura 28. Capacidades de Transmisión por Tramos del Norte del SIC (MVA) .....	64
Figura 29. Cycling de las centrales San Isidro I (GNL) y Guacolda en la operación del SIC entre el 25 y 29 de octubre de 2016 .....	72
Figura 30. CMg en zonas conectadas por líneas saturadas .....	73
Figura 31. Horas de líneas desacopladas entre mayo 2016 - Mayo 2017 (Norte Chico) .....	74
Figura 32. Proyectos ERNC futuros anunciados a desarrollar en la III y IV Regiones.....	81
Figura 33. Flujos de Potencia. Caso 1 .....	86
Figura 34. CMg. Caso 1.....	87
Figura 35. Esquema Caso 2 .....	87
Figura 36. Flujos de Potencia Los Changos al Sur. Caso 2 .....	88
Figura 37. Flujos de Potencia Las Palmas al Sur. Caso 2.....	88
Figura 38. CMg. Caso 2.....	89
Figura 39. Esquema Caso 3 .....	90
Figura 40. Flujos de Potencia Los Changos al Sur. Caso 3 .....	90
Figura 41. Flujos de Potencia Las Palmas al Sur. Caso 3.....	91
Figura 42. CMg. Caso 3.....	92
Figura 43. CMg Nudo Diego de Almagro, Marzo 2017.....	109
Figura 44. CMg Nudo Carrera Pinto, Marzo 2017 .....	109
Figura 45. CMg Nudo Cardones Marzo 2017 .....	110
Figura 46. CMg Barra Maitencillo Marzo 2017.....	110
Figura 47. CMg Barra Punta Colorada Marzo 2017.....	111
Figura 48. CMg Barra Pan de Azúcar Marzo 2017 .....	111
Figura 49. CMg Barra Las Palmas Marzo 2017.....	112
Figura 50. CMg Barra Los Vilos Marzo 2017 .....	112

## **1 Introducción**

### **1.1 Crisis subprime y eliminación de subsidios en EE.UU. y Europa**

Antes de la crisis subprime<sup>1</sup>, era mucho más complejo encontrar equipos asociados a las tecnologías ERNC dada la alta demanda de los mismos en los mercados subsidiados en Europa.

Luego de la crisis, los productores de paneles fotovoltaicos y otros equipos asociados a las tecnologías ERNC, no tenían donde colocar sus equipos, lo que generó un fuerte aumento de sus inventarios con la consecuente baja de precios de los mismos.

Es decir, después de la crisis y luego de la eliminación de los subsidios, los fabricantes se vieron obligados a buscar otros mercados como los sudamericanos. En efecto, la eliminación de los subsidios en EE.UU. y España, entre otros, generó una alta disponibilidad de profesionales y equipos asociados a las energías renovables. Lo anterior se vio fuertemente reforzado por los altos costos de la energía y los altos índices de irradiación solar existentes en Norte de Chile.

### **1.2 Dificultad para desarrollar proyectos con tecnologías tradicionales**

Con el paso del tiempo, se ha venido progresivamente dificultando el desarrollo de otros proyectos usando las tecnologías tradicionales (como son los grandes proyectos hidroeléctricos, los proyectos carboneros o aquellos que utilizan GNL).

Por lo tanto, si una empresa de generación eléctrica tenía como meta aumentar su cuota de mercado y crecer, el desarrollo de proyectos ERNC parecía ser la mejor alternativa. Es decir, este tipo de proyectos eran fácilmente gestionables y difícilmente bloqueables durante su desarrollo o construcción.

Desde el punto de vista de los empresarios, estos proyectos permitían el crecimiento en la industria de la generación eléctrica a un muy bajo riesgo, debido al creciente apoyo del estado y baja resistencia social.

---

<sup>1</sup>La crisis de las hipotecas subprime fue una crisis financiera, por desconfianza crediticia, que como un rumor creciente, se extiende inicialmente por los mercados financieros de Estados Unidos y es la alarma que pone el punto de mira en las hipotecas basura de Europa desde el verano del 2006 y se evidencia al verano siguiente con la crisis financiera de 2008. Generalmente, se considera el detonante de la crisis económica de 2008-2015 en el plano internacional, incluyendo la burbuja inmobiliaria en España.

Es decir, la judicialización y el rechazo social de los grandes proyectos promovieron como vía de crecimiento los proyectos ERNC.

### 1.3 Facilidad para acceder a financiamiento

Dado el apoyo otorgado por el Estado y dada la baja resistencia social a los proyectos que usasen como tecnología cualquier ERNC, para financiar este tipo de proyectos los bancos soslayaron riesgos relevantes como son: i) insuficiencia de capacidad de Transmisión desde el Norte Chico a la Zona Centro Sur; ii) operación simultánea de centrales térmicas a Mínimos Técnicos e iii) inexistencia de contratos de venta de energía entre generadores y Clientes Libres o Distribuidoras.

Los bancos tampoco cuestionaron los altos precios de la energía que se contemplaban en las evaluaciones financieras presentadas por los titulares de los proyectos (hasta la quiebra de Campanario Generación ligada al fondo de inversiones Southern Cross).

### 1.4 Altos CMg del SIC

En la Figura 1 se muestra la evolución de los CMg promedio en la SE Quillota 220 KV:

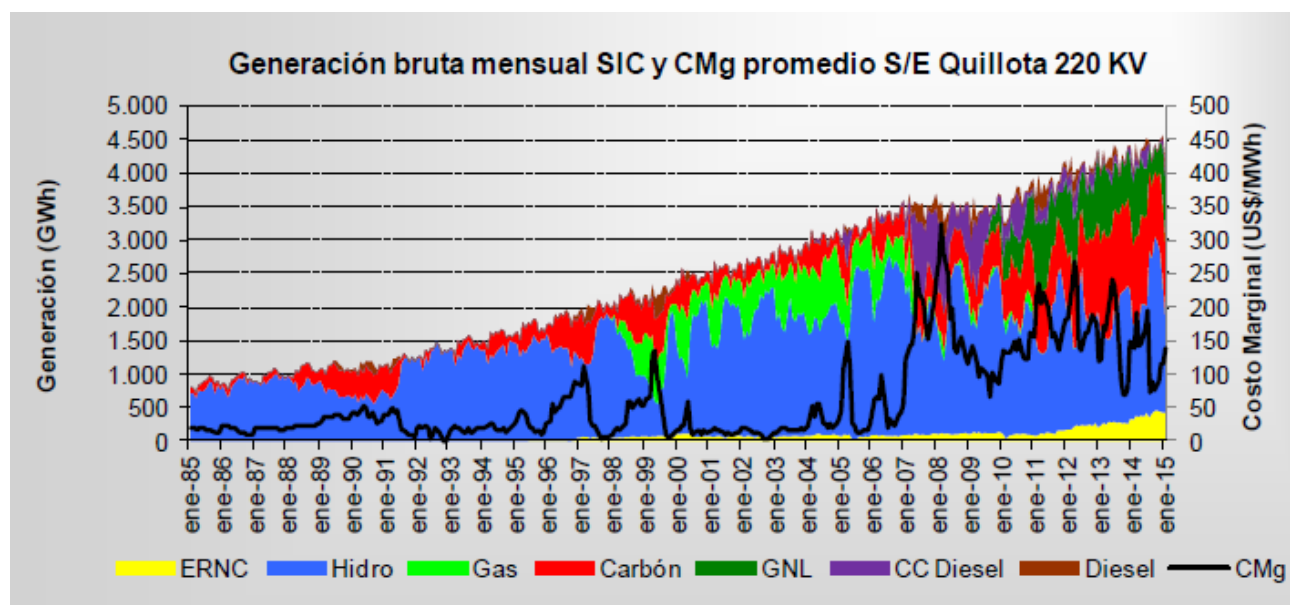


Figura 1. Evolución de los CMg entre los años 1985 y 2015.

Fuente UTFSM, Mercado y Negocio Eléctrico, MEE-431, 2016.

La explicación de la Figura 1 gráfico es la siguiente:

1985 - 1988: la generación de energía estaba basada principalmente en centrales

hidroeléctricas por lo que los CMg se mantuvieron bajos.

1989 - 1991: Los CMg aumentaron producto de una sequía que afectó al país y que obligó el ingreso de unidades térmicas a carbón, lo cual generó un leve aumento de los CMg.

1992 - 1995: el país tuvo abundancia de agua para abastecer la demanda con CMg bajos.

1996 - 1997: Los CMg aumentaron producto de una sequía que afectó al país y que obligó el ingreso de unidades térmicas a carbón, lo cual generó un aumento de los CMg.

1999: El país sufrió una crisis hídrica tal que fue necesario establecer racionamiento energético disparando los CMg debido a la incorporación de centrales a carbón, gas natural y unidades diésel. Los CMg llegaron a valores de 150 USD/MWh.

2000 - 2006: el país utilizó gas natural Argentino y agua por lo que los CMg se mantuvieron bajos.

2007 - 2008: Los CMg se disparan debido al corte de suministro de gas natural desde Argentina, lo que obligó a usar diésel para abastecer las centrales de ciclo combinado e incluso Motores de Combustión Interna diésel para abastecer la demanda. A lo anterior se sumó el alza del precio del petróleo con precios del barril cercanos a los US\$ 100 desde 2008 hasta el año 2014. Los CMg llegaron a valores de 300 USD/MWh.

2009-2010: Los CMg bajan por una mayor participación del agua en la matriz energética, con valores promedio de 130 USD/MWh.

2011 – 2012: Aparece el GNL en reemplazo del diésel para los ciclos combinados. Sin embargo, la hidrología fue seca lo que repercute en una baja generación hidroeléctrica y los consecuentes altos CMg. En efecto, las centrales hidroeléctricas fueron reemplazadas por centrales térmicas que poseen costos variables más altos (como centrales carboneras, ciclos combinados operando con GNL e incluso motores diésel). Es decir las puntas de la demanda fueron cubiertas con unidades caras que generan CMg altos. Los valores promedio eran del orden de 170 USD/MWh.

Además, se tiene la judicialización de los proyectos originando que nuevos proyectos demoren en ser puestos en marcha lo que se traduce en que los precios se mantengan elevados debido a la menor oferta de centrales con bajos costos de operación. El caso de la central Castilla es un ejemplo de lo señalado.

2013 – 2015. Los CMg tienden a la baja influenciados por: i) las reducciones del precio del petróleo, GNL y carbón debido a una sobreoferta mundial (shale oil y shale gas); ii) la incursión de tecnologías baratas como son las ERNC y iii) una contracción de la demanda.

A los niveles de precios registrados entre los años 2007 a 2015, los proyectos de generación

basados en tecnologías ERNC se pagaban muy rápido, lo que incentivó a muchos inversionistas a invertir en dichas tecnologías, dada además la baja oposición de las comunidades locales.

### **1.5 Facilidades otorgadas por el Estado**

El Estado facilitaba, en un comienzo sin costo, los terrenos necesarios para desarrollar los proyectos que usaban tecnologías ERNC. Es decir, no se necesitaba invertir en la compra de los mismos y la única obligación que se exigía al promotor del proyecto era contar con las aprobaciones ambientales (DIA). Adicionalmente, sólo se exigía una ingeniería conceptual.

Posteriormente, a partir del año 2012, los terrenos fueron asignados por el Estado a través de Concesiones de uso Oneroso<sup>2</sup>.

### **1.6 Desarrollo de proyectos e inversionistas**

Dadas las facilidades antes indicadas, muchas organizaciones se dedicaron a desarrollar proyectos para venderlos a inversionistas que veían en el mercado eléctrico una oportunidad sencilla de obtener altos retornos a bajos costos y prácticamente sin riesgos.

En efecto, levantar un proyecto requería muy poco esfuerzo. No se exigía ingeniería detallada pues bastaba con una ingeniería conceptual.

Adicionalmente, existían capitales “disponibles” dadas las bajas tasas de interés ofertadas por el mercado financiero mundial.

Es posible clasificar a los inversionistas de acuerdo con lo siguiente:

- Inexperto, que veía un mercado eléctrico carente de riesgos.
- Inversionista pequeño pero conocedor del mercado eléctrico chileno y sus riesgos.
- Inversionista grande, que representa a las mayores generadoras que operan en Chile (Colbún, AES Gener, ENEL, ex Endesa), de reconocida trayectoria y experiencia.

Dada la disponibilidad de capital y la abundancia de inversionistas, se desarrollaron

---

<sup>2</sup> La concesión de uso a título oneroso consiste en el otorgamiento de un derecho especial de uso y goce de un bien de dominio fiscal con un objetivo preestablecido, por un plazo determinado que no podrá exceder de 50 años, y por una renta que se pagará en forma anual. Las concesiones se adjudican a través de licitación pública o privada, nacional o internacional, o bien, en forma directa en casos debidamente fundados. Estas concesiones se otorgarán exclusivamente para la ejecución de algún proyecto específico, acorde a las aptitudes del terreno.

proyectos con altos riesgos por falta de capacidad de Transmisión de energía y las consecuencias que ello acarrearía dadas las restricciones de Transmisión hoy conocidas.

### **1.7 Bajo crecimiento de la demanda eléctrica**

La demanda eléctrica depende del crecimiento económico el cual muestra una tendencia a la baja<sup>3</sup>. En efecto, Chile ha sido una de las economías de más rápido crecimiento en Latinoamérica en la última década. Sin embargo, después del auge observado entre 2010 y 2012, la economía registró una desaceleración en el 2014 con un crecimiento del 1,9% y del 2,1% en 2015, afectada por un retroceso en el sector minero debido al fin del ciclo de inversión, la caída de los precios del cobre y el declive en el consumo privado.

Adicionalmente, se han desarrollado programas de eficiencia energética en el país, afectando el crecimiento de la demanda. A partir del año 2011 se han venido implementando diversos proyectos en edificios de oficina y en el sector hospitalario. Adicionalmente, durante el 2013 el programa fue presentado en el Comité Interministerial de Eficiencia Energética (Comité creado por el Gobierno de Chile en el marco de la Estrategia Nacional de Energía), logrando ser considerado como una línea programática de Estado, gracias a los importantes resultados obtenidos, a su estructura de funcionamiento ya consolidada, y la asistencia técnica y formación de capacidades que brinda al sector, estableciéndolo como una línea estratégica de intervención en la política energética proyectada hacia el año 2020.<sup>4</sup>

### **1.8 Restricciones en Transmisión y futura interconexión de sistemas**

El Norte Chico tiene restricciones de Transmisión de energía. Lo anterior, genera que en algunas horas los CMg sean 0 USD/MWh, lo que significa que las centrales están en “vertimiento”. Lo anterior debido a que las líneas de Transmisión no poseen la capacidad necesaria para transportar la energía hacia otros centros de consumo.

Las empresas TEN e Interchile S.A. están desarrollando aumentos en la capacidad de Transmisión, lo que permitiría evacuar la energía del Norte Chico y CMg mayores.

El proyecto para la interconexión de ambos sistemas (SIC-SING) que desarrolla TEN, consiste en una línea de Transmisión de doble circuito de 500 kV y hasta 1.500 MVA por circuito.

---

<sup>3</sup> Fuente <http://www.bancomundial.org/es/country/chile/overview>

<sup>4</sup> Fuente <http://www.peeep.cl/proyectos/dataee/web/inicio/queEsPeeep>

Este proyecto, tiene una extensión de 600 kilómetros, entre Mejillones y Copiapó. Contempla además la instalación de alrededor de 1.350 torres y cruzará cinco comunas en dos regiones del país. Considera una inversión de US\$ 860 millones (incluyendo ingeniería, servidumbres y contingencias).

Por otra parte, el Proyecto Cardones - Polpaico tiene como objetivo reforzar el SIC entre la subestación cardones ubicada al sur de Copiapó (Región de Atacama) y la subestación Polpaico ubicada al norte de Santiago.

Corresponde a una línea en 500 kV y doble circuito de extensión aproximada de 753 km. Su localización comprende las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana y 20 comunas.

### **1.9 Mecanismos de Fomento de las ERNC<sup>5</sup>**

La Ley 20.257 de ERNC de 2008 plantea el objetivo de que el 5% de la energía comercializada proceda de fuentes renovables entre 2010 y 2014 y a partir de este año un crecimiento constante del 0,5% adicional para alcanzar el 10% en 2024.

Posteriormente la Ley 20/25 modificó la ley 20.257 estableciendo una nueva senda de obligaciones para los retiros de energía que alcanza a un 20% en el año 2025.

Existe una penalización por incumplimiento (0,4/MWh a 0,6 UTM/MWh) y no existe discriminación por tecnología ERNC.

Además, existe la posibilidad de transar los certificados (acreditación) de generación renovable.

Finalmente, existen mecanismos de flexibilidad dada la posibilidad de posponer el 50% de la obligación y uso de excedentes al año siguiente.

### **1.10 Facilidades y rapidez en la construcción<sup>6</sup>**

Los proyectos ERNC, especialmente los solares fotovoltaicos, tienen plazos de desarrollo más cortos que las tecnologías convencionales (aproximadamente 3 años incluyendo estudios previos, búsqueda de terrenos, búsqueda de financiamiento, preparación DIA,

---

<sup>5</sup> Fuente Energías Renovables No Convencionales (ERNC), Fomento alas ERNC, MEE 424.

<sup>6</sup> Fuente Energías Renovables No Convencionales (ERNC), Fomento alas ERNC, MEE 424.

aprobación DIA y construcción).

Además, son un aporte a la disminución de dependencia y de vulnerabilidad de otras fuentes (fósiles).

Finalmente, para las empresas eléctricas tradicionales, son un buen complemento a su oferta, la cual le proporciona valor añadido como producto diferenciador (energía verde).

## **2 Objetivos**

### **2.1 Objetivo general**

Analizar la sobre instalación de plantas solares y eólicas en el norte del SIC, sus causas, agentes involucrados, impactos actuales y posible evolución en los próximos 2 a 3 años, con el objetivo de escribir un caso de estudio para la Universidad.

### **2.2 Objetivos específicos**

#### **2.2.1 Orígenes**

Revisión de los mecanismos para la inserción de las ERNC y de las políticas estatales a largo plazo. Estado real de la generación renovable versus las obligaciones legales. Análisis de la demanda esperada y de la demanda real (asociada a la postergación de proyectos mineros).

#### **2.2.2 Agentes involucrados**

Identificación de los actuales generadores ERNC que operan en el norte chico y de otros agentes relevantes como transmisores y Clientes Libres.

#### **2.2.3 Impactos actuales**

Descripción y análisis de los problemas financieros por exceso de proyectos y baja rentabilidad que enfrentan los generadores ERNC del Norte Chico. Análisis de los CMg en la zona. Analizar las restricciones en Transmisión y la inflexibilidad operacional (MT) de las centrales a carbón de la zona. Analizar la generación de mercados aislados. Describir además los problemas que han tenido los generadores con los bancos que financiaron los proyectos.

#### **2.2.4 Evolución en los próximos años**

Efectos esperados al entrar en servicio los refuerzos al sistema de Transmisión nacional en la zona norte. Futuros proyectos anunciados y Potencial ERNC en el Norte Chico.

### **3 ESTADO DEL ARTE**

#### **3.1 Estado del Arte en Chile**

##### **3.1.1 Descripción de las principales tecnologías de ERNC existentes en el Norte Chico**

Energía eólica. La energía eólica es aquella que es obtenida a partir del aprovechamiento de la energía cinética del viento para mover sistemas electromecánicos en el caso de generación de energía eléctrica. Podemos decir que la energía eólica es un tipo de energía solar debido a que su fuente, el viento, es generado por desplazamiento de corrientes de aire desde zonas de alta presión a zonas de baja presión atmosférica. Y a su vez estas diferencias de presión son generadas por gradientes de temperatura, que se generan por las diferencias de radiación solar entre los distintos puntos de la superficie terrestre.

Energía Solar. La energía solar es aquella que proviene directamente de la radiación solar, esta energía es generalmente obtenida mediante colectores térmicos o paneles solares para su empleo en generación eléctrica.

Chile tiene condiciones geográficas privilegiadas que hacen más conveniente la instalación de este tipo de generadores que en muchas otras zonas del mundo donde se han instalado ampliamente como en Alemania, por ejemplo.

Existen variadas tecnologías para aprovechar la energía solar. A continuación se nombran algunas<sup>7</sup>:

- Energía solar fotovoltaica: Esta tecnología utiliza placas compuestas de semiconductores que al ser excitadas con radiación solar, produce energía eléctrica.
- Energía solar termoeléctrica: En este sistema se produce energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico convencional, en el que se evapora un fluido, que en este caso es calentado por el sol.

La tecnología fotovoltaica es la que actualmente tiene mayor difusión y es en la que más se investiga para lograr mayores eficiencias y menores costos. La energía solar fotovoltaica es lejos la que posee las mayores facilidades de instalación y la que tiene una mayor potencial

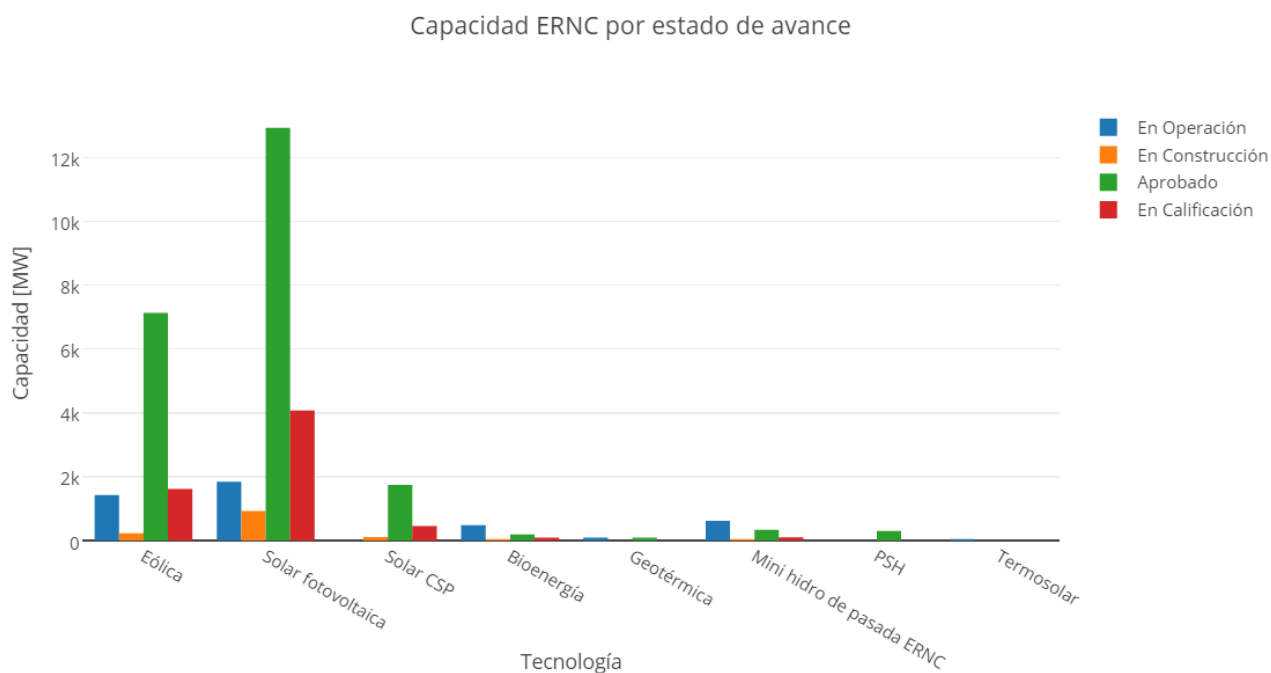
---

<sup>7</sup> Se conocen actualmente tres tecnologías de generación eléctrica que utilizan como principio la concentración solar. Estas son: i) Torre de concentración solar; ii) Cilindro parabólico y iii) Disco parabólico con motor Stirling.

para ser empleada doméesticamente.

### 3.1.2 Potencia instalada y energía generada en Chile en base a unidades de ERNC

La potencia instalada, en construcción, aprobada o en calificación, se entrega en la Figura 2.



**Figura 2. Capacidad ERNC por Estado de Avance (Operación, construcción, aprobado o en calificación)**

Fuente: Elaboración propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

La energía generada a partir de fuentes ERNC se entrega en la Figura 3.

Participación ERNC en la generación de energía

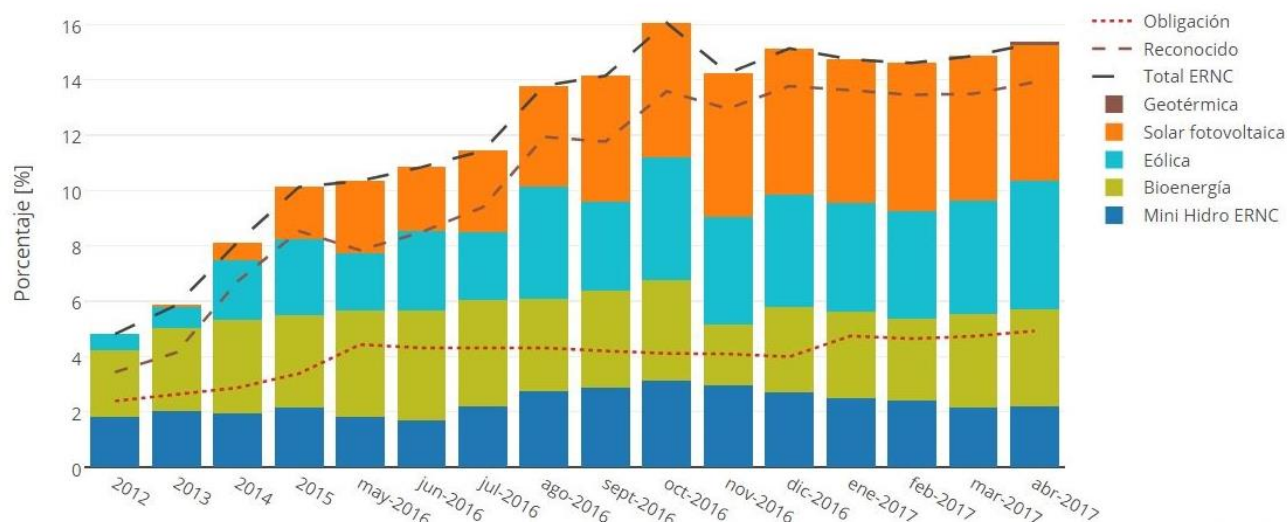


Figura 3. Evolución de la participación de tecnologías ERNC.

Fuente: Elaboración propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

## 3.2 Estado del Arte internacional

### 3.2.1 Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC utilizadas en el mundo<sup>8</sup>

Las políticas de fomento de las ERNC más utilizadas en el mundo son la fijación de tarifas especiales, los sistemas de cuota y las subastas. A continuación se describe cada una de estas políticas.

#### A Sistemas de tarifas especiales

El sistema de tarifas especiales (también denominado Feed-In Tariff) corresponde a una fijación del precio para las energías renovables. En general, no existen restricciones respecto a la cantidad de energía ofertada, a excepción de algunos sistemas donde existen límites de capacidad para determinadas tecnologías. En este sistema, habitualmente se garantiza la conexión y el acceso a la red eléctrica. Puede implementarse usando una tarifa fija (determinada por cada MWh producido) o una prima adicional al valor de la energía eléctrica por cada MWh producido de energía renovable.

#### B Sistemas de cuota

<sup>8</sup> Fuente: Políticas de Fomento a las ERNC, Enzo E. Sauma, Centro de Políticas Públicas UC

En este sistema, el Estado fija un porcentaje mínimo de generación de energía a través de fuentes renovables (aplicado sobre la cantidad de energía vendida) y fija multas por incumplimiento de las cuotas. El costo adicional es generalmente traspasado a los consumidores finales.

El sistema de cuota puede complementarse con certificados transables, como los Tradable Green Certificates que se transan en Europa o los Renewable Energy Credits/Certificates que se transan en los Estados Unidos. Estos certificados representan la cantidad de energía limpia que se produce (para cumplir la cuota) y se transan libremente en un mercado entre agentes que compran y venden certificados para cumplir con sus obligaciones.

Habitualmente, el sistema de cuota se implementa estableciendo un porcentaje de obligación para las empresas generadoras de electricidad, el que se puede satisfacer con cualquier tecnología renovable.

En el caso de nuestro país, existe la Ley 20.257 (denominada Ley ERNC) que establece un sistema de cuota para las ERNC. Esta y otras leyes señalan que el porcentaje exigido a las empresas eléctricas se logrará incrementando gradualmente el volumen de este tipo de energías hasta alcanzar el 20 % el año 2025.

### **3.2.2 Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC utilizadas en el mundo. Caso Español<sup>9</sup>**

España es uno de los países líderes en la incorporación de ERNC en su matriz energética. Se analiza a continuación la experiencia de esta nación europea y sus posibles implicancias en nuestro país.

España, en sintonía con las metas fijadas por la Comunidad Europea, tiene objetivos ambiciosos en generación de energía con fuentes renovables. Para poder alcanzarlos, desde 1998 empezó a implementar distintas políticas de subvenciones a la generación de energías renovables, especialmente aquellas de origen eólica y solar.

En España, una planta de generación eólica o solar puede optar entre recibir una tarifa fija por cada kWh generado o una prima por encima del precio de mercado, siendo estas subvenciones decrecientes en la capacidad de generación de la planta.

---

<sup>9</sup>Tesis para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Juan Maximiliano Proaño Ugalde, Facultad de Derecho, Universidad de Chile

Producto de los subsidios, la participación de la energía eólica y solar en la generación pasó de ser prácticamente inexistente en 1998 a ser 18% de la generación total en 2013. Si tenemos en cuenta al resto de las renovables (hidráulicas pequeñas y grandes, biomasa y otras), la participación pasó de 21% en 1998 a 36% en 2013.

En la Figura 4 podemos ver que el incremento de las energías renovables se explica por el incremento de la eólica y, desde 2006, por el incremento de la solar.

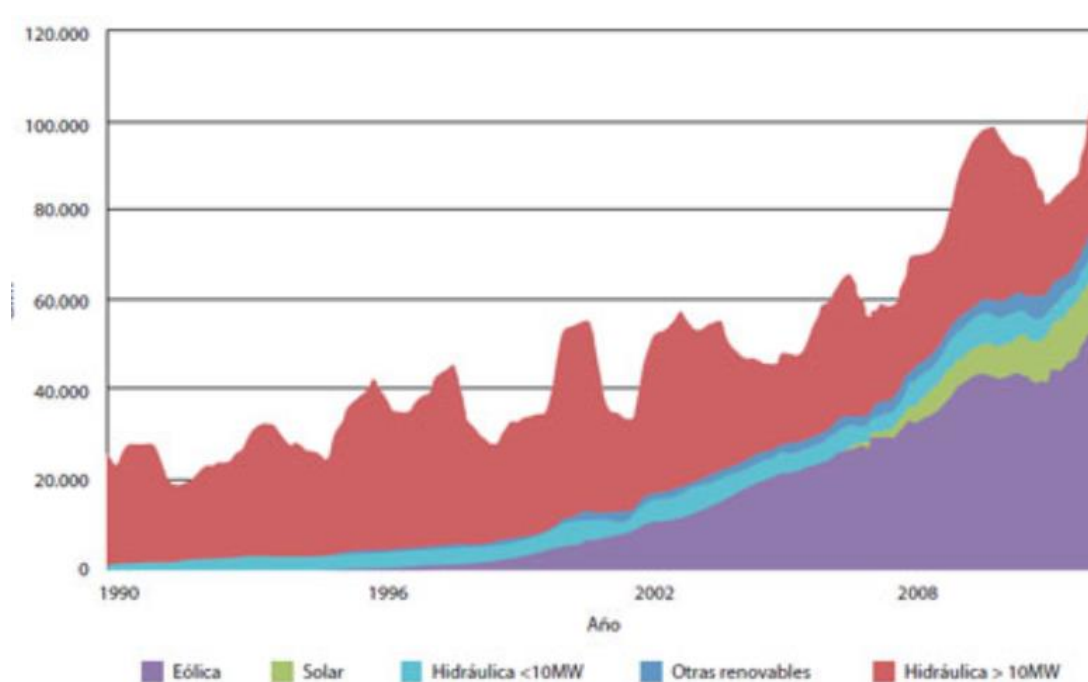


Figura 4. Evolución de la generación con Energías Renovables en España.

Fuente Información disponible en sitio web de Electro Industria <http://www.emb.cl/electroindustria/first.mvc>

A simple vista podríamos considerar esta estrategia como efectiva en alcanzar los objetivos propuestos y una experiencia a imitar para el resto de los países.

Respecto de los costos, solamente durante el año 2012, las subvenciones a las renovables sumaron 6.650 millones de euros. Para tener una idea, este monto representa 0.7% del PIB español o 15% de la recaudación del IVA.

En el año 2006, se extendieron los beneficios que tenían las plantas solares de menos de 0,1 MW a las de menos de 10 MW. La expectativa del gobierno fue aumentar la capacidad instalada a 350 MW. Sin embargo, un año y medio después la capacidad instalada solar era de 3.300 MW. La extensión de las subvenciones hizo que la inversión en paneles solares

fuese un negocio extremadamente rentable.

Finalmente, el gobierno español reconoció que el sistema no era sostenible y decidió reducir las subvenciones y poner topes a las nuevas instalaciones de renovables. Sin embargo, el costo fiscal de las plantas ya instaladas sigue afectando las finanzas públicas.

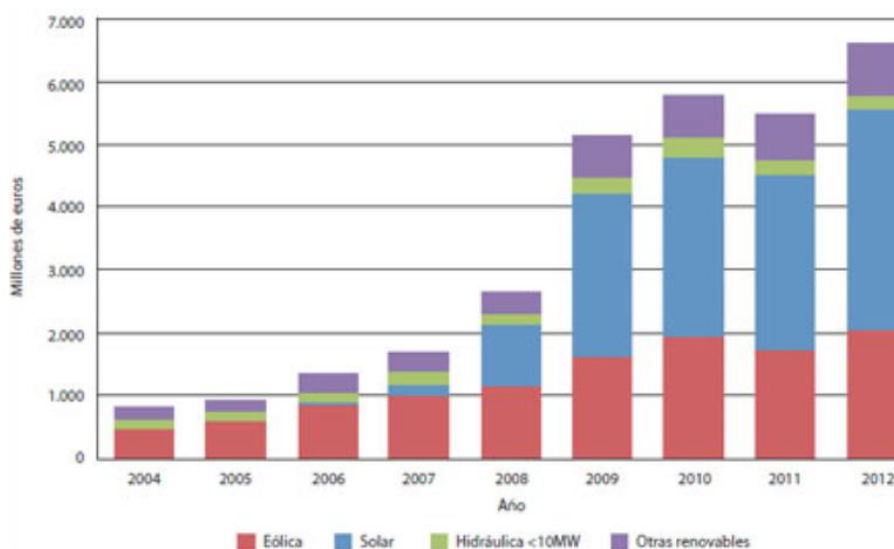


Figura 5. Evolución de tecnologías ERNC en España.

Fuente Información disponible en sitio web de Electro Industria <http://www.emb.cl/electroindustria/first.mvc>

### 3.2.3 Políticas de incentivos al desarrollo de las ERNC utilizadas en el mundo. Caso Brasileiro (PROINFA)<sup>10</sup>

En la matriz de energía brasileña, la participación de las fuentes de energía renovables es de 45,8% esto es más de tres veces la media mundial de 12,9% (al año 2011). Sin embargo, cabe aclarar que gran parte de esta altísima participación de energías renovables se debe a los biocombustibles, donde Brasil es líder mundial.

En Brasil, la inserción de energías renovables se ha hecho tanto por subastas de energía como por otros programas de incentivo.

<sup>10</sup> "Análisis crítico de la regulación y políticas de fomento relativas a las energías renovables no convencionales en Chile. Aproximación a la experiencia internacional en el contexto del cambio climático", Juan Maximiliano Proaño Ugalde, Facultad de Derecho, Universidad de Chile.

Las subastas de energía fueron adoptadas en Brasil en 2004 (e implementadas a partir de 2007) y consisten en contratos a largo plazo, a precio fijo por una cantidad demandada de energía, la cual es subastada. Incluyen parques eólicos, pequeñas centrales hidroeléctricas y plantas de biomasa.

Existen dos tipos de subastas exclusivas para energías renovables: (i) la subasta de energía renovable (comúnmente llamada “subasta de alternativas”), que fue realizada por primera vez en 2007 y es restringida a un conjunto de tecnologías de ERNC y (ii) la subasta de reserva, que fue realizada por primera vez en 2008 y es restringida a una única tecnología de ERNC.

En Brasil, se destacan dos programas de incentivo: el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA) y el Programa de Incentivos a las ERNC para sistemas aislados.

El PROINFA es un programa de subsidio creado en 2002 que establece un monto pagado por electricidad comprada, costos administrativos y cargos de contratación con la Empresa Brasileña de Energía Eléctrica (Electrobras), quien compra la energía y traspasa los costos a los usuarios finales (con excepción de los costos de la división residencial de bajos ingresos, que corresponde a los usuarios con un consumo igual o inferior a 80 kWh/mes). Estas fuentes de energía están garantizadas por 20 años, según contrato con Electrobras. El PROINFA es esencialmente un sistema de tarifas especiales, con valores distintos para cada tecnología y cuotas respectivas.

Por su parte, el Programa de Incentivos a las ERNC para los sistemas aislados consiste en un subsidio de hasta el 75% del costo de la inversión de plantas de generación eléctrica a partir de energías renovables, para ser utilizadas en zonas aisladas. Esto surge debido a que diversas ciudades de la Amazonía no están conectadas a la red de Transmisión principal, lo que hace que exista una alta generación diésel de relativamente bajo costo, pero de altas emisiones.

### **3.3 Conclusiones Estado del Arte**

Las tecnologías ERNC mayormente instaladas en el Norte Chico, corresponden a la Eólica y a la Solar FV. De acuerdo a la cantidad de proyectos ya aprobados, las perspectivas de desarrollo de dichas tecnologías son enormes y muy superiores al resto de tecnologías (Mini hidro, Geotermia, Bioenergía).

Chile tiene políticas para incentivar la inversión en energías renovables (como lo es la PEN). Pero, a diferencia de España, en Chile la política se basa en cuotas y no en subvenciones. Por lo tanto, no se generará un agujero fiscal como sucedió en España.

La eliminación de los subsidios en Europa y EE.UU. obligó a los fabricantes de equipos a buscar otros mercados como los sudamericanos. En efecto, la eliminación de los subsidios generó una alta disponibilidad de profesionales y equipos asociados a las ERNC. Lo anterior se vio reforzado por los altos costos de la energía y los altos índices de irradiación solar existentes en Norte de Chile.

## **4 ORÍGENES DE LA SOBRE INSTALACIÓN EN EL NORTE DEL SIC**

### **4.1 Revisión de los mecanismos legales para la inserción de las ERNC<sup>11</sup>**

#### **4.1.1 Política general para las ERNC**

En Chile prima una política de neutralidad económica y regulatoria. Lo anterior significa que:

i) No existen limitaciones reglamentarias para su incorporación; ii) prevalece un marco reglamentario y económico neutral con respecto a las energías tradicionales y; iii) Las ERNC deben competir en similares condiciones de calidad y precios.

#### **4.1.2 Marco Regulatorio ERNC**

##### **A Ley 19.940 (Ley Corta I)**

En marzo 2004, con la Ley 19.940 (Ley Corta I), se crearon las siguientes condiciones para que los PMG pudiesen participar en mercado eléctrico. En efecto, la ley indicada:

- Define a las tecnologías ERNC como las producidas a través de energía: Geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas por la CNE.
- Establece la exención total o parcial del peaje de Transmisión para ERNC de pequeña escala:
  - Menos de 9 MW, peaje = 0
  - Entre 9 y 20 MW, peaje proporcional
  - 20 MW o más, peaje completo
- Crea el mecanismo de estabilización de precios para las centrales menores de 9 MW para que vendan su energía en el MS.
- Obliga a propietarios de distribución a la conexión de PMG (menos de 9 MW).

##### **B Ley 20.018 (Ley Corta II)**

La Ley Corta 2 estableció que las distribuidoras deben disponer de contratos de suministro para sus clientes regulados para, a lo menos, los siguientes tres años. Estos contratos de suministro deben ser realizados mediante licitaciones públicas y abiertas, dándose la

---

<sup>11</sup> Fuente Energías Renovables No Convencionales, M.Sc. Wilfredo Jara T, MEE - UTFSM

posibilidad a las distribuidoras de poder realizar dichas licitaciones en forma conjunta. Esta ley reserva un 5% de los bloques de licitación para energías renovables, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras.

Si bien estas leyes crearon una base para la entrada de generadores de ERNC al sistema, no fueron suficientes para incentivar masivamente la inversión en ERNC. Por un lado, la exención del peaje establecida en la Ley Corta 1 solo beneficia hasta 20 MW de potencia. Por otra parte, la Ley Corta 2 no obligó a las empresas distribuidoras a firmar ningún contrato con cierta exclusividad de ERNC.

### C Ley 20.257

La Ley 20.257, de abril de 2008, promovió el uso de las ERNC. El objetivo central fue incorporar las ERNC de manera eficiente, sin provocar grandes distorsiones en la operación del mercado eléctrico.

La Ley 20.257 establece las siguientes categorías de proyectos, de acuerdo a su fuente de energía primaria:

- Hidráulicos: energía hidráulica de potencia inferior a 20 MW y gradual entre 20 y 40 MW.
- Biomasa: energía proveniente de materia orgánica vegetal o animal. Se incluye además, la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Geotérmicas: energía del calor natural de la tierra (vapor agua o gases).
- Solares: energía de la radiación solar.
- Eólicos: energía cinética del viento.
- Mareomotrices: cualquier forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, olas y corrientes marinas.
- Instalaciones de cogeneración eficiente de potencia menor a 20 MW.

La Ley 20.257 establece que las empresas eléctricas, que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SING – SIC), deben acreditar que un porcentaje se ha generado con ERNC, independiente se trate de Clientes Libres o Regulados.

El porcentaje de generación con ERNC corresponde a: 5% para 2010-2014, sube a 5,5% al

2015 y luego sube anualmente un 0,5% hasta llegar al 10% el año 2024.

Establece además que se pueden imputar inyecciones de ERNC entre sistemas interconectados; por ejemplo un comercializador del SING puede convenir con un generador de ERNC del SIC la imputación de sus inyecciones.

Lo anterior aplica a los generadores que se hayan interconectado con posterioridad al 1 de enero 2007.

La obligación es para contratos posteriores al 31 de agosto de 2007, ya sea con empresas distribuidoras o con clientes finales, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

Establece un cargo por no cumplimiento, correspondiente 0,4 UTM/MWh. Se pueden utilizar inyecciones de ERNC del año anterior, que no hayan sido imputadas (excesos). También como mecanismo de flexibilización, se permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta 50% de la obligación. El cargo sube a 0,6 UTM/MWh si se reincide en incumplimiento dentro de los siguientes 3 años. Las multas se destinan a los clientes finales, cuyos suministradores cumplieron con el respaldo exigido de ERNC.

#### D Ley 20/25

Finalmente, la Ley 20/25 modificó la ley 20.257 estableciendo una nueva senda de obligaciones para los retiros de energía que alcanza a un 20% en el año 2025. La nueva senda definida es:

Tabla 1. Diferencias en senda de crecimiento ERNC. Ley 20.057 versus Ley 20/25

Fuente: Elaboración Propia a partir de "Las ERNC en Chile", M.Sc. Wilfredo Jara T., MEE-UTFSM

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ley 20.057	5,0%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,0%
Ley 20/50	5,0%	6,0%	7,0%	8,0%	9,0%	10,0%	11,0%	12,0%	13,5%	15,0%	16,5%	18,0%	20,0%
Diferencias	0,0%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	5,0%	6,0%	7,0%	8,0%	10,0%

La nueva Ley 20/25 se aplica sobre contratos firmados a partir del 1 de julio de 2013. Los contratos firmados entre el 31 de agosto de 2007 y el 30 de junio de 2013 mantienen las obligaciones de la Ley 20.257.

La nueva Ley 20-25 establece licitaciones públicas. Se trata de un mecanismo complementario destinado a cubrir la cuota si el mercado no es capaz de alcanzar las

necesidades previstas en 3 años.

El Reglamento de ley publicado en diciembre del 2014, habilita para llamar a licitaciones cuando se den las condiciones. Debe respetarse que el bloque a licitar no puede superar la cuota exigida por la ley. Sólo pueden participar proyectos ERNC nuevos. Si la licitación no cubre el total requerido, la obligación por la parte faltante se posterga al siguiente año.

La ley crea las condiciones de un mercado de acreditaciones que sólo puede ser suministrado por generación ERNC. Es decir, un generador ERNC puede vender su producción al MS y sus derechos de acreditación a otro generador con retiros para suministro a clientes finales.

El valor máximo del precio de la acreditación ERNC corresponde al determinado por el valor de la multa. El valor mínimo es determinado por la competitividad económica de la unidad de desarrollo ERNC. Actualmente, las unidades solares fotovoltaicas han llegado a ser las unidades económicamente más competitivas entre las tecnologías habilitadas para el cumplimiento de la ley.

Las licitaciones públicas de ERNC son realizadas por el Ministerio de Energía. Proveen energía ERNC que cubra necesidades previstas para el tercer año posterior a la licitación y que no estén cubiertas por centrales ERNC en operación, en construcción o adjudicados en licitaciones anteriores. El Ministerio de Energía no estará obligado a efectuar licitaciones si la obligación se encuentra cumplida.

Los generadores con obligaciones ERNC se reparten los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada a prorrata de los retiros.

En los procesos de licitación sólo pueden participar proyectos que al momento de publicarse las bases no estén interconectados al sistema eléctrico. Las bases de licitación establecen un precio máximo para la energía igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente en el sistema correspondiente.

Las Ofertas se adjudican según menor precio. El precio de energía que perciben los adjudicatarios en los procesos de licitación, corresponde al que se haya indicado en su propuesta, e incluye tanto el valor de la energía como el del certificado ERNC. El precio base inicial podrá indexarse según lo establecido en las bases.

## **4.2 Breve revisión de las políticas estatales a largo plazo<sup>12</sup>**

### **4.2.1 Introducción**

El 30 de diciembre de 2015 se publicó el documento “Energía 2050 - Política Energética de Chile”, el cual fue sancionado como Política Energética Nacional y aprobado mediante el Decreto Supremo N° 148, con el objeto de propiciar un adecuado trabajo interministerial.

La PEN fue resultado de un proceso de planificación participativa, que tuvo una duración de más de un año y medio. Este proceso nació a partir de una de las metas de la Agenda de Energía, que apuntaba a desarrollar al año 2015 una política energética de largo plazo, validada por la sociedad chilena mediante un proceso participativo y regional.

La visión de la PEN apunta a que en el año 2050, el sector energético chileno se caracterice por su confiabilidad, pero sin afectar la competitividad de la economía, en consistencia con una adecuada sustentabilidad ambiental, eficiencia y cultura energética.

Dicha visión se sustenta en cuatro pilares –Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética-, que abordados en su conjunto permitirían alcanzar la visión de largo plazo de un sector energético sustentable en todas sus dimensiones.

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los pilares de la PEN.

### **4.2.2 Pilar 1: Seguridad y Calidad de Suministro**

El sistema energético debe ser robusto y resiliente, capaz de responder y anticiparse ante condiciones críticas. Para ello, el país deberá contar con planes actualizados de gestión de riesgos y emergencias energéticas que aseguren la resiliencia y confiabilidad del sistema energético, a fin de reducir la probabilidad de indisponibilidad prolongada por fuerza mayor.

A su vez, el rol de las integraciones energéticas internacionales es fundamental ya que otorga mayor flexibilidad y seguridad a los sistemas energéticos. La visión de largo plazo es que Chile se interconecte energéticamente con otros países sudamericanos.

---

<sup>12</sup> Informe de Seguimiento 2016, energía 2050. Ministerio de energía

### **4.2.3 Pilar 2: Energía como motor de desarrollo**

Los precios de la energía eléctrica son un factor preponderante para el desarrollo económico, puesto que Chile se encuentra entre aquellos países con precios más elevados de América Latina. Tomando esto en consideración, la PEN busca generar los cambios necesarios en aspectos regulatorios, de mercados y sociales, de manera que éstos sean propicios para la expansión de tecnologías de generación eléctrica de bajo costo y buen desempeño ambiental, incentivando la competencia en el suministro.

Para ello la PEN considera optimizar las tecnologías, incorporando la innovación en todos los ámbitos de la generación y distribución de la energía.

### **4.2.4 Pilar 3: Energía compatible con el medio ambiente**

El sector energético no puede dissociarse del cuidado del medioambiente, siendo fundamental implementar políticas que impulsen una matriz energética renovable y que permitan abordar los impactos medioambientales, locales y globales.

La PEN propenderá al aumento del porcentaje de energías renovables en la generación eléctrica (hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica, entre otras). El complemento de esta matriz renovable deberá utilizar al máximo la infraestructura de generación existente, contribuyendo a un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los nuevos desarrollos con tecnologías termoeléctricas bajas en emisiones y que sean costo eficiente, como el gas natural y la biomasa.

### **4.2.5 Pilar 4: Eficiencia y educación energética**

Uno de los objetivos apunta a desacoplar el crecimiento económico del país del crecimiento en el consumo energético, mediante una mayor eficiencia energética.

### **4.2.6 Principales metas de la PEN al año 2050**

En la PEN se establecieron las principales metas a ser implementadas algunas de las cuales se presentan a continuación.

- Chile se encuentre entre los 3 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico, a nivel residencial e industrial.
- Al menos el 70% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.
- El crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del producto

interno bruto.

- El 100% de las edificaciones nuevas cuentan con estándares OCDE de construcción eficiente, y cuentan con sistemas de control y gestión inteligente de la energía.

#### **4.2.7 La PEN y la interconexión energética**

Las interconexiones de electricidad y gas, entre otras, permiten optimizar los recursos energéticos de los países mejorando la seguridad de suministro, promoviendo la penetración de energías renovables y aumentando la competencia.

El Ministerio de Energía, con apoyo del Ministerio de Relaciones Exteriores, se encuentra trabajando en estrategias internacionales con diferentes países, estableciendo comisiones bilaterales y/o alianzas, propendiendo a la creación de un marco que facilite el intercambio eléctrico regional.

Concretamente, Chile realizó durante el año 2016 intercambios de electricidad y gas natural con Argentina, detallados a continuación:

- Exportación gas natural, a través de GNL Mejillones - gasoducto Norandino: 86.469.932 m<sup>3</sup>.
- Exportación gas natural, a través de GNL Quintero - gasoducto Gasandes: 274.575.763 m<sup>3</sup>.
- Exportación de energía eléctrica, a través de la línea Andes-Salta, propiedad de AES Gener: 102 GWh.

A esto se suma el desarrollo de un estudio liderado por la CNE, en coordinación con la Secretaría de Energía Eléctrica de Argentina, sobre factibilidad económica, técnica y regulatoria sobre alternativas de interconexión Chile - Argentina.

En el caso de Perú, existe voluntad política entre los gobiernos de Chile y Perú para el fomento de la interconexión eléctrica bilateral y regional, en particular en cuanto a un impulso para concretar un proyecto de interconexión entre Arica y Tacna.

#### **4.2.8 La PEN y el aumento de la competencia**

El 20 de julio de 2016 se publicó en el diario oficial la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de Transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Uno de los objetivos principales de dicha ley apunta a favorecer el

desarrollo de un mercado competitivo, que facilite el transporte de energía de fuentes limpias a los centros de consumo y que contribuya a disminuir los precios de la energía para los hogares y las empresas, posibilitando más competencia y la incorporación de nuevos actores.

También en julio del año 2016, se llevó a cabo uno de los procesos de licitación eléctrica, en el cual se recibieron ofertas de 84 proponentes, quienes subastaron 12.430 GWh/año de energía, equivalente a un tercio del consumo de los Clientes Regulados del SIC y SING. Los resultados mostraron que el precio promedio bajó en un 63% con respecto a la licitación del año 2013. Uno de los atributos más destacables del proceso fue la gran competencia, puesto que un 50% de los oferentes correspondieron a proyectos nuevos.

Sumado a ello, las ofertas superaron más de 7 veces el suministro licitado, alcanzando los 85.000 GWh.

#### **4.2.9 Eficiencia y Educación Energética**

En relación a la temática de Edificación Sustentable, el Ministerio de Energía ha llevado a cabo las siguientes medidas:

- Desarrollo de programa de rehabilitación energética de hospitales, implementado a través de la AChEE.
- Entre 2015 y 2016 se implementaron 24 proyectos. Los ahorros promedios se estimaron en 50% de ahorro en electricidad en los que incorporaron eficiencia energética en iluminación.
- Recambio de alumbrado público. Hasta la fecha se han instalado 39.678 luminarias en diferentes comunas del país. Otras 88.551 luminarias se encuentran en proceso de instalación, en 43 comunas.
- Programas de reconstrucción de viviendas con sistemas solares térmicos en Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Valparaíso, y para el caso de Atacama se utilizan también paneles fotovoltaicos.

### 4.3 Estado real de la generación renovable versus las obligaciones legales

Tabla 2. Generación renovable versus las obligaciones legales

Fuente: CDEC-SIC, Dirección de Peajes, Rodrigo Barbagelata, MEE-2016

Obligación - Inyección	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Obligación ERNC (GWh)	650	1.199	1.572	1.798	2.003	2.427	3.045
Inyecciones ERNC (GWh)	1.032	1.312	2.248	2.818	4.620	6.127	7.841
Hidráulica	534	696	803	1.014	1.184	1.368	704
Eólica	326	334	384	550	1.372	2.098	1.047
Biomasa	171	282	1.061	1.247	1.599	1.286	927
Solar	-	-	1	8	465	1.375	1.045
Precio transacciones (\$/KWh)	6,4	6,7	6,1	5,8	4,6	3,1	
Obligación/Inyección	63%	91%	70%	64%	43%	40%	39%

### 4.4 Análisis de la demanda esperada y de la demanda real (postergación de proyectos mineros)

#### 4.4.1 La visión de la minería y sus fuentes de abastecimiento eléctrico el año 2013<sup>13</sup>

Al año 2013, los proyectos mineros previstos a desarrollar en el Norte Chico, especialmente la Región de Atacama, se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 3. Proyectos mineros previstos a desarrollar en el Norte Chico. Año 2013

Fuente: Elaboración propia, en base a información de Corporación para el desarrollo de la Región de Atacama

Nº	Nombre del Proyecto	Empresa	Monto de la Inversión en MM USD	Demanda de Energía (GWh/año)
1	Caserones (Cu)	Minera Lumina Copper Chile	4.200	1.202
2	Volcán (Au)	Andina Minerals	800	302
3	Cerro Casale (Au, Cu, Ag)	Barrick Gold 75%; Kinross 25%	6.000	1.502
4	San Antonio (Cu)	Codelco - División Salvador	1.000	182
5	Caspiche (Au, Cu, Ag)	Exeter Resources	4.800	700
6	El Morro (Cu, Ag)	Goldcorp 70%; New Gold 30%	3.900	1.202
7	Lobo - Marte (Au)	Kinross Gold	800	302
8	Inca de Oro (Au, Cu, Ag, Mo)	PanAust IDO Ltda 66% Codelco 34%	800	302
9	Relincho (Cu, Mo)	Teck	4.500	1.202
10	Santo Domingo (Cu, Au, Fe)	Capstone (70%) - Kores (30%)	1.800	382
11	Pascua Lama	Barrick Gold	3.716	930
12	Agua de la falda. Mina Jerónimo	Meridian - Codelco	423	100
	Total en GWh		28.539	8.308
	<b>Total potencia a instalar MW</b>			<b>1.216</b>

La demanda de energía anual asociada a los mencionados proyectos mineros (8.308 GWh), junto con el rechazo a proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos (Barrancones, Castilla y

<sup>13</sup> Elaboración propia en base a estudio "Identificación del Potencial de Generación con ERNC en Atacama" de la Corporación para la Competitividad e Innovación de la Región de Atacama, 2013.

Punta Alcalde), hacía creer que, a partir del año 2015, habría estrechez en el abastecimiento eléctrico y muchos proyectos, especialmente mineros, deberían postergarse o cancelarse.

Por lo tanto, dadas las excelentes perspectivas de desarrollo minero que vislumbraban en el Norte Chico, el empleo de sus recursos renovables no convencionales se proyectaba como un aporte significativo para el abastecimiento eléctrico futuro.

Además, el Norte Chico presenta excelentes condiciones para el desarrollo de proyectos mediante energías renovables, en particular solar fotovoltaicos y eólicos.

#### 4.4.2 La realidad de los proyectos mineros en el Norte Chico al año 2017

La realidad del desarrollo de proyectos mineros en el Norte Chico no fue como estaba previsto. Debido al debilitamiento del precio de los commodities y otras razones, se paralizaron varias iniciativas. Los proyectos paralizados y las causas de la detención se detallan en el cuadro siguiente:

Tabla 4. Proyectos mineros detenidos en el Norte Chico. Año 2017

Fuente: Elaboración propia, en base a información de Corporación para el desarrollo de la Región de Atacama

N°	Nombre del Proyecto	Empresa	Monto de la Inversión en MM USD	Demanda de Energía (GWh/año)	Tipo del Obstáculo
1	Volcán (Au)	Andina Minerals	800	302	Reestructuración
2	Cerro Casale (Au, Cu, Ag)	Barrick Gold 75%; Kinross 25%	6.000	1.502	Judicialización
3	San Antonio (Cu)	Codelco - División Salvador	1.000	182	Inviabilidad financiera
4	Caspiche (Au, Cu, Ag)	Exeter Resources	4.800	700	Reestructuración
5	El Morro (Cu, Ag)	Goldcorp 70%; New Gold 30%	3.900	1.202	Reestructuración
6	Lobo - Marte (Au)	Kinross Gold	800	302	Alto costo
7	Inca de Oro (Au, Cu, Ag, Mo)	PanAust IDO Ltda 66% Codelco 34%	800	302	Alto costo
8	Relincho (Cu, Mo)	Teck	4.500	1.202	Reestructuración
9	Santo Domingo (Cu, Au, Fe)	Capstone (70%) - Kores (30%)	1.800	382	Inviabilidad financiera
10	Pascua Lama	Barrick Gold	3.716	930	Regulación ambiental
11	Agua de la falda. Mina Jerónimo	Meridian - Codelco	423	100	Reestructuración
Totales			28.539	7.106	
Total potencia estimada a instalar MW				1.040	

La paralización de Pascua Lama se asocia a problemas con sus permisos medioambientales y la de Relincho se asocia a su fusión con El Morro para formar el proyecto Nueva Unión.

#### 4.4.3 La minería en el Norte Chico, una mirada al futuro

Las últimas carteras catastradas han mostrado como Chile no queda fuera de la situación mundial imperante respecto al debilitamiento del precio de los commodities y cómo ha influido negativamente en la materialización o el avance de iniciativas mineras.

El último catastro de inversiones mineras incluye 37 iniciativas, con una disminución en la cartera inversional de alrededor de US\$ 28.082 millones respecto al año 2015.

Cabe destacar que el comportamiento actual de la cartera inversional es esperable considerando la etapa del ciclo de precios actual, volviendo a niveles similares de los años 2009 y 2010.

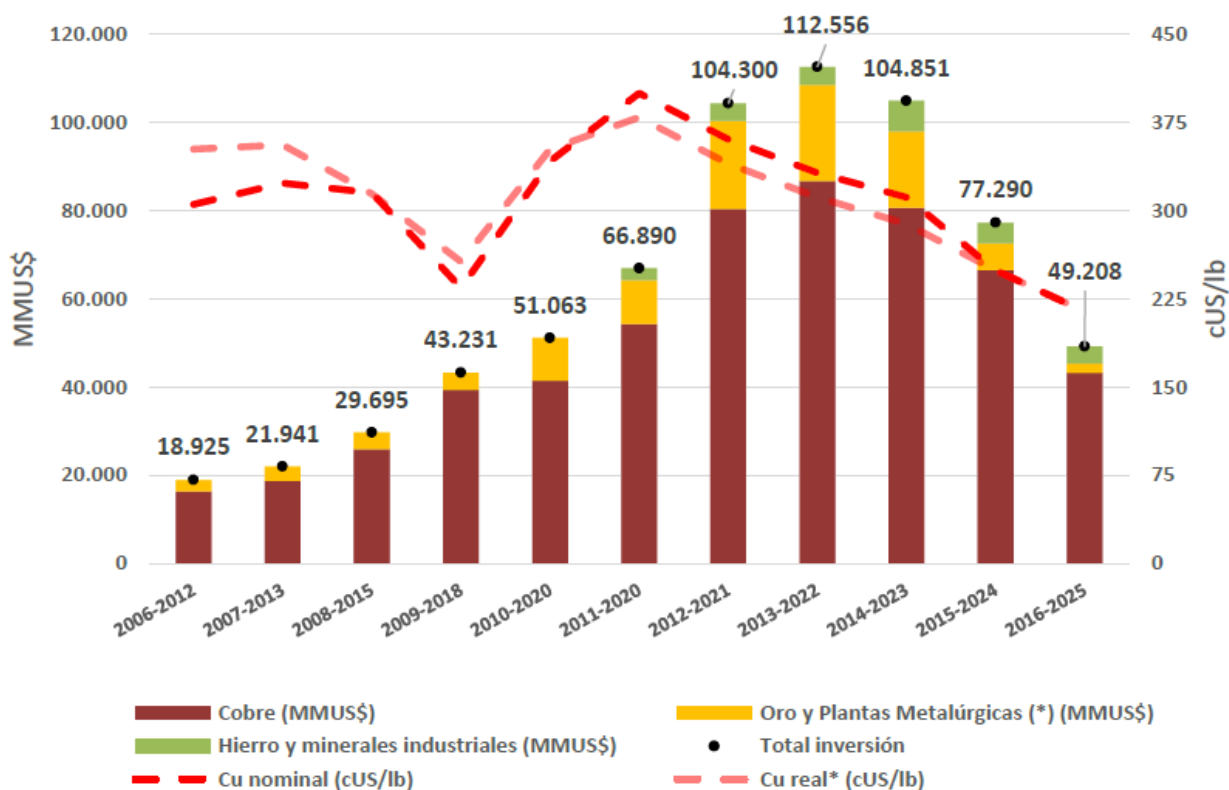
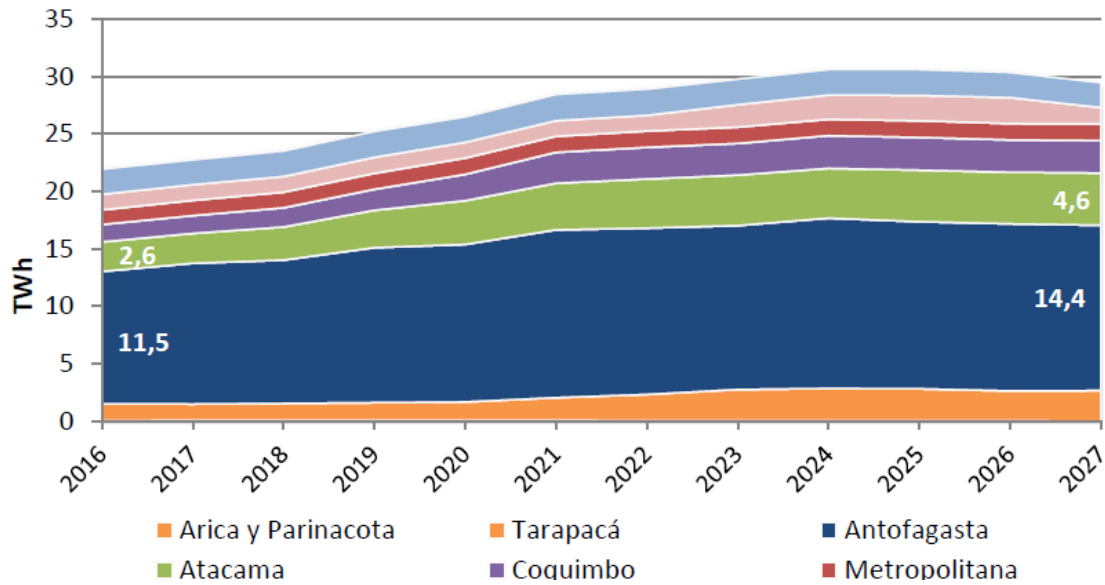


Figura 6. Carteras inversionales catastradas por Cochilco entre 2006 - 2016

Fuente: Inversión en la Minería Chilena, Cartera de Proyectos 2016 - 2025, COCHILCO



**Figura 7. Consumo eléctrico esperado de la minería entre los años 2016 y 2027 separado por regiones**

Fuente: Fuente Proyección de consumo de energía eléctrica en la minería del cobre, 2016-2027, COCHILCO

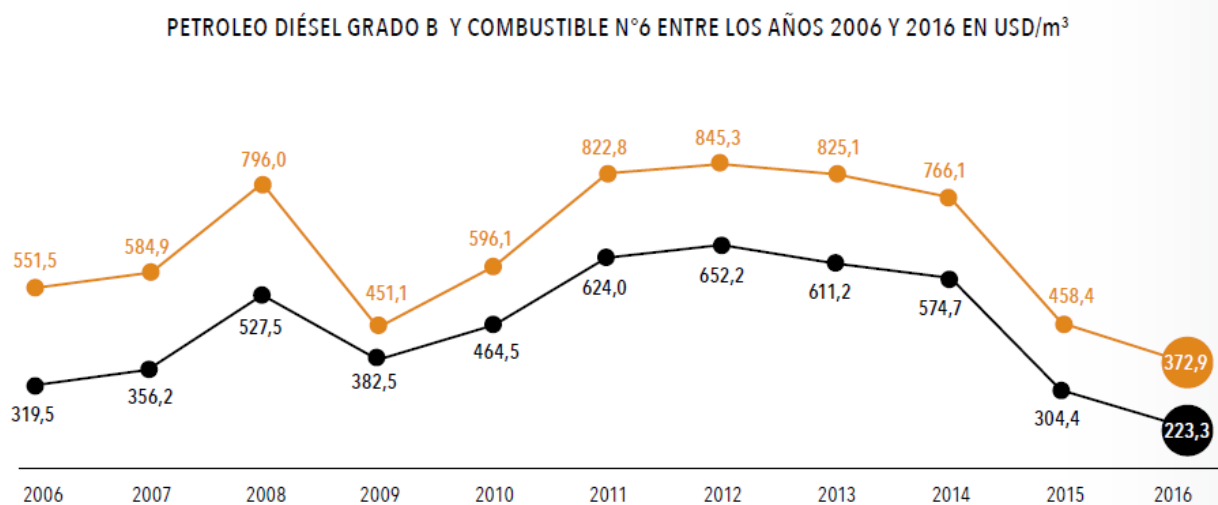
La Región de Atacama que en año 2016 representaba el 12% del consumo minero nacional de energía eléctrica, tendrá un importante aumento al 2027 de un 77% en el consumo de energía eléctrica consumiendo 4,6 TWh, lo que representaría el 15% del consumo minero de energía eléctrica el 2027.

La Región de Coquimbo, presentará también un importante incremento en el consumo minero de electricidad. El año 2027 llegaría a 2,8 TWh lo que significaría un incremento del 83,6 % respecto del consumo de la región el año 2016 y representaría un 9,6 % del total de la demanda de electricidad minera ese año.

## 4.5 Variaciones de los precios de los combustibles

### 4.5.1 Variaciones del precio del petróleo

Las variaciones del precio del petróleo grado B, entre los años 2006 y 2016, muestran una reducción del 30 %, de acuerdo a lo detallado en la Figura N° 8.

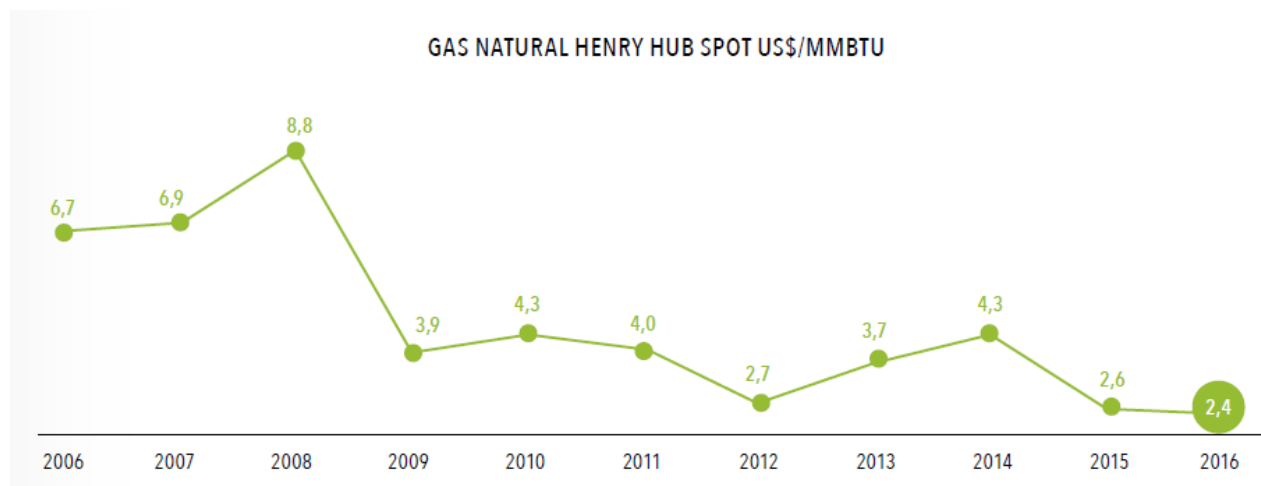


**Figura 8. Variaciones de los precios del Petróleo Grado B**

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2016, CNE.

#### 4.5.2 Variaciones del precio del GNL

Las variaciones del precio del gas natural, entre los años 2006 y 2016, muestran una reducción del 63 %, de acuerdo a lo detallado en la Figura N° 9.



**Figura 9. Variaciones de los precios del Gas Natural**

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2016, CNE.

### 4.5.3 Variaciones del precio del Carbón térmico

Las variaciones del precio del carbón, entre los años 2006 y 2016, muestran un incremento del 3,1 %, de acuerdo a lo detallado en la Figura N° 10.

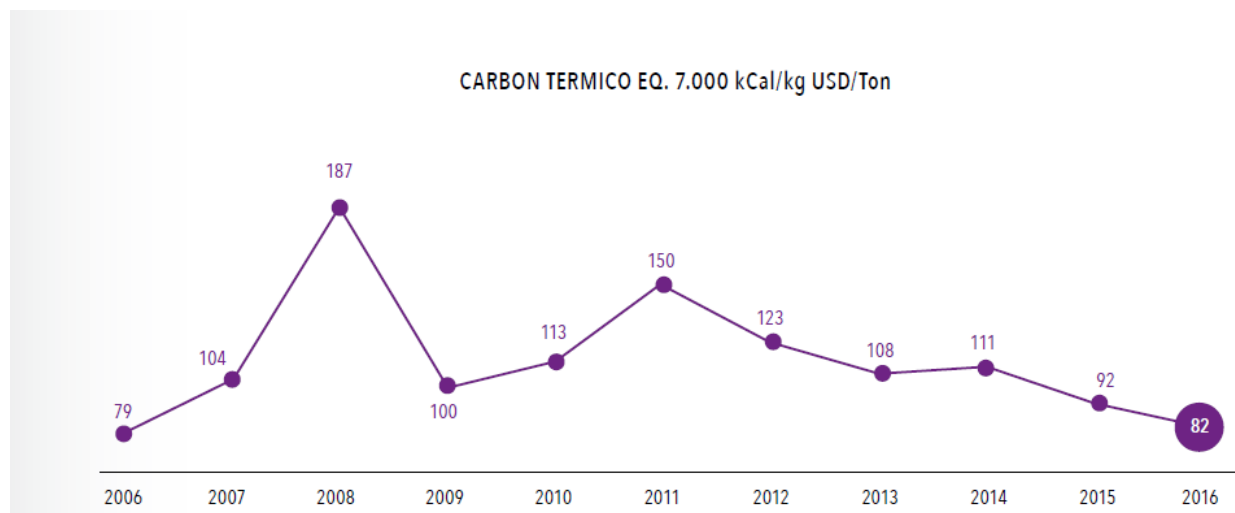


Figura 10. Variaciones de los precios del carbón

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2016, CNE.

## **5 AGENTES INVOLUCRADOS**

### **5.1 Generadores**

#### **5.1.1 Generadores existentes en la Tercera Región**

En la tercera región de Atacama existen un total de 17 empresas ERNC operando. La potencia instalada, de un total de 19 proyectos, asciende a 1.035 MW. Adicionalmente, en la Tercera Región se están construyendo 5 centrales generadoras, con una potencia instalada total de 298 MW.

De la misma forma, en la Tercera Región existen un total de 11 proyectos en proceso de aprobación ambiental por un total de 1.066 MW. Finalmente, en la Región de Atacama existen un total de 59 proyectos aprobados con una potencia a instalar de 5.792 MW

#### **5.1.2 Generadores existentes en la Cuarta Región**

En la cuarta región de Coquimbo existen un total de 23 generadores ERNC operando. La potencia instalada, de un total de 29 proyectos, asciende a 711 MW. Adicionalmente, en la Cuarta Región se está construyendo una central eólica, con una potencia instalada de 108 MW.

De la misma forma, en la Tercera Región existen un total de 2 proyectos en proceso de calificación ambiental por un total de 107 MW. Finalmente, en la Región de Coquimbo existen un total de 18 proyectos aprobados con una potencia a instalar de 1.658 MW.

#### **5.1.3 Generadores existentes en la Quinta Región**

En la quinta región de Valparaíso existen un total de 5 generadores ERNC operando. La potencia instalada, de un total de 5 proyectos, asciende a 7,1 MW. Adicionalmente, en la Quinta Región se están construyendo 3 centrales generadoras, con una potencia instalada total de 54 MW.

De la misma forma, en la Quinta Región existen un total de 5 proyectos en proceso de calificación ambiental por un total de 137 MW. Finalmente, en la Región de Valparaíso existen un total de 11 proyectos aprobados con una potencia a instalar de 350 MW.

#### **5.1.4 Resumen generadores ERNC en el Norte Chico**

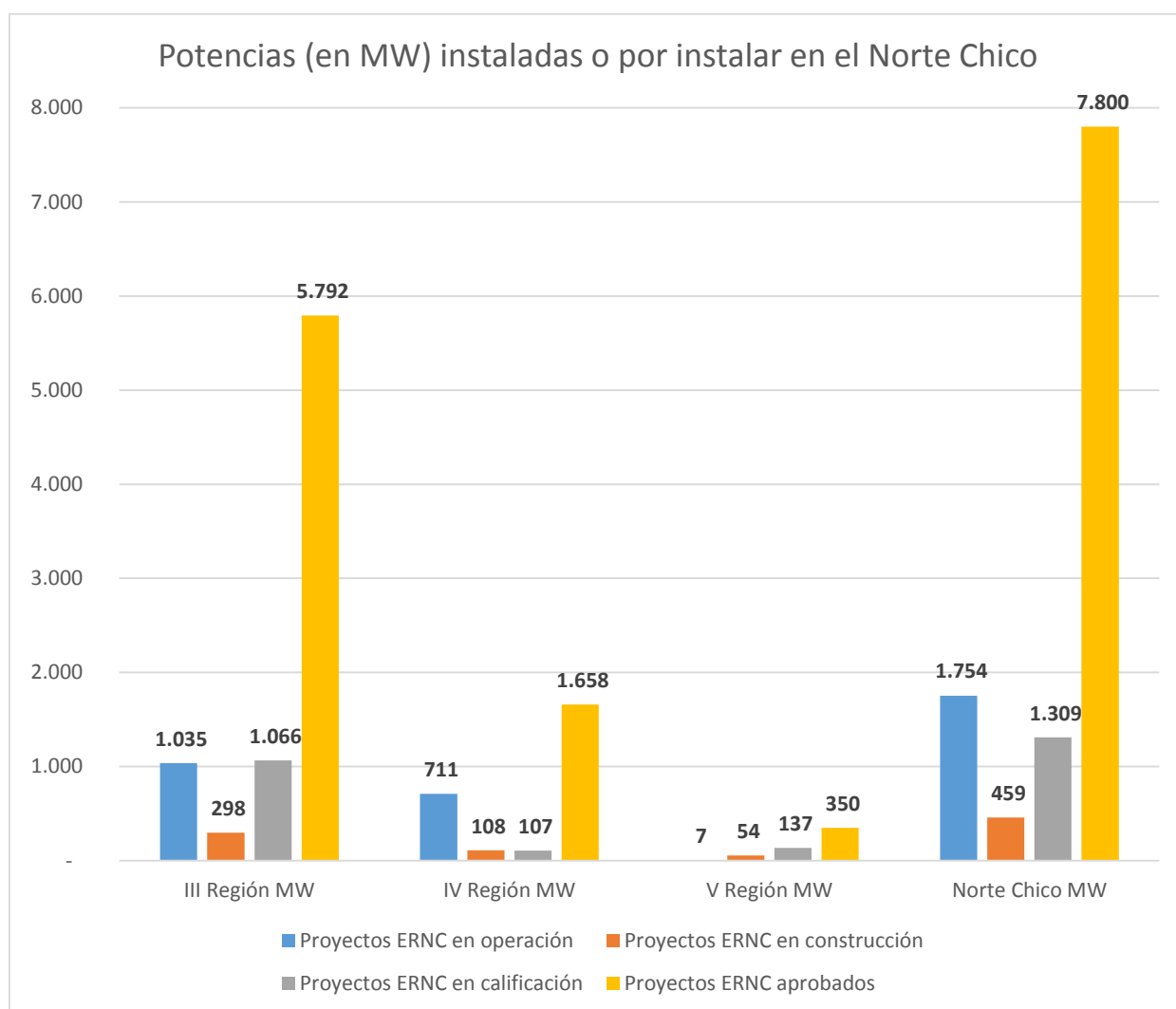
Los detalles de las cifras anteriores se entregan en las Tablas 16 ala 27 del Anexo 1.

La operación, construcción y eventual instalación de proyectos del tipo ERNC en el Norte Chico se entrega en la tabla 5.

**Tabla 5. Resumen estado de proyectos ERNC en el Norte Chico al 30 de marzo de 2017**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Estado del Proyectos ERNC en el Norte Chico	III Región MW	IV Región MW	V Región MW	Norte Chico MW
Proyectos ERNC en operación	1.035	711	7	1.754
Proyectos ERNC en construcción	298	108	54	459
Proyectos ERNC en calificación	1.066	107	137	1.309
Proyectos ERNC aprobados	5.792	1.658	350	7.800
<b>Totales en MW</b>	<b>8.191</b>	<b>2.584</b>	<b>547</b>	<b>11.322</b>



**Figura 11. Resumen estado de proyectos ERNC en el Norte Chico**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

## 5.2 Transmisores y nudos relevantes

A continuación se analizarán los sistemas de Transmisión que muestran congestiones en el Norte Chico, para lo cual debe tenerse presente la siguiente simbología:

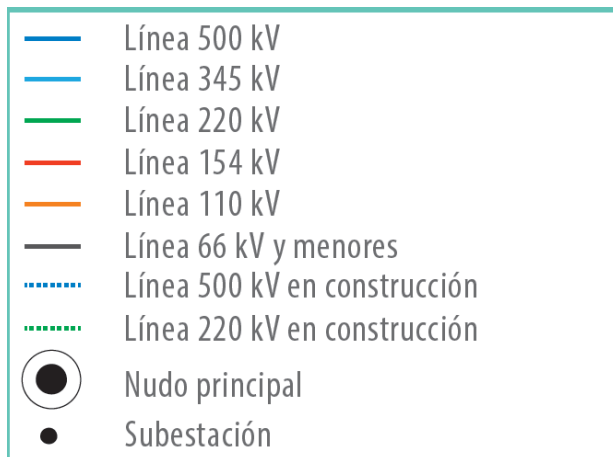


Figura 12. Simbología sistemas de Transmisión

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

### 5.2.1 Nudo Diego de Almagro, III Región

Este nudo está al norte de la Tercera Región, cercano a la II Región, y las líneas que confluyen a él se muestran en la Figura 13.



Figura 13. Nudo Diego de Almagro

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

A este nudo se conectan 7 empresas de Transmisión con un total de 856 kilómetros de líneas con capacidades de 23 KV, 110 KV y 220 KV.



#### 5.2.4 Nudo Maitencillo, III Región

Se ubica al sur del nudo Cardones y a él confluyen las líneas detalladas en la Figura 16.



Figura 16. Nudo Maitencillo

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

A este nudo confluyen 9 líneas, de 110 KV y 220 KV, pertenecientes a 4 compañías transmisoras, con un total de 695 kilómetros instalados.

#### 5.2.5 Nudo Punta Colorada, IV Región

Se ubica al sur del nudo Maitencillo y a él confluyen las líneas detalladas en la Figura 17.

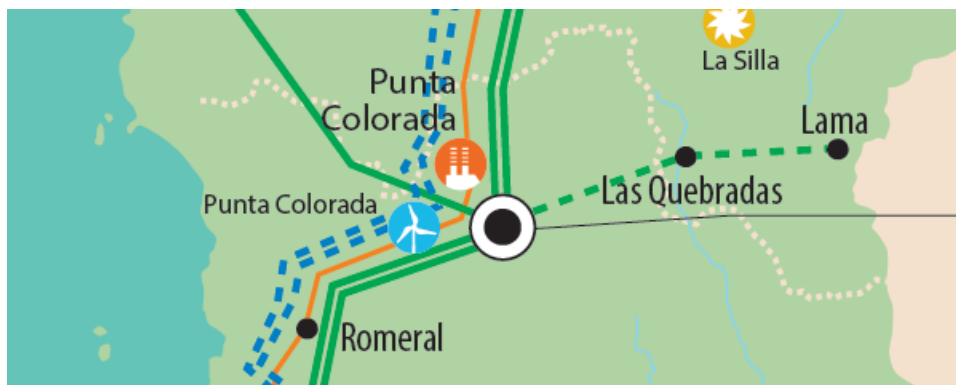


Figura 17. Nudo Punta Colorada

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

A este nudo confluyen 3 líneas, de 220 KV, pertenecientes a 2 compañías transmisoras, con un total de 290 kilómetros instalados.

### 5.2.6 Nudo Pan de Azúcar, IV Región

Se ubica al sur del nudo Punta Colorada y a él confluyen las líneas detalladas en la Figura 18.



Figura 18. Nudo Pan de Azúcar

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

A este nudo confluyen 14 líneas, de 66 KV, 110 KV y 220 KV, pertenecientes a 4 compañías transmisoras, con un total de 726 kilómetros instalados.

### 5.2.7 Nudo Las Palmas, IV Región

Se ubica al sur del nudo Pan de Azúcar y a él confluyen las líneas detalladas en la Figura 19.



Figura 19. Nudo Las Palmas

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

A este nudo confluyen 5 líneas, de 220 KV, pertenecientes a 5 compañías transmisoras, con

un total de 104 kilómetros instalados.

### 5.2.8 Nudo Los Vilos, IV Región

Se ubica al sur del nudo Las Palmas y a él confluyen las líneas detalladas en la Figura 20.

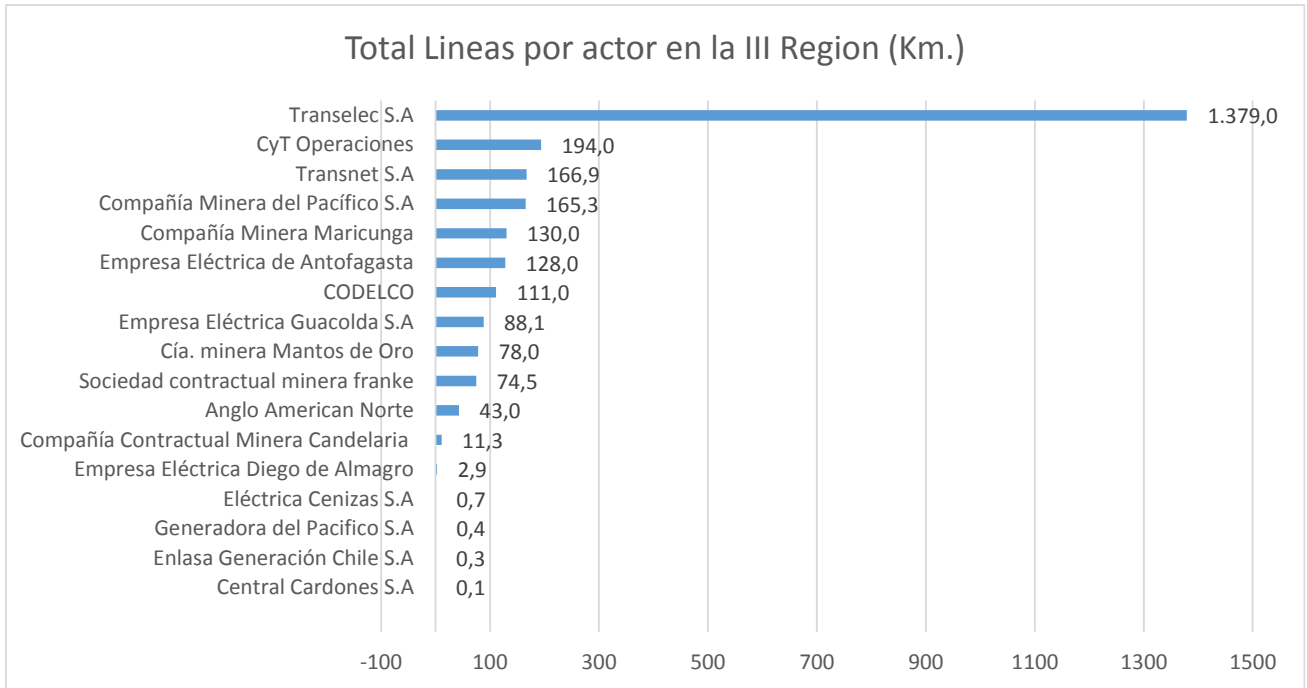


Figura 20. Nudo Los Vilos

Fuente Mapa-Coordinador Eléctrico Nacional enero 2017

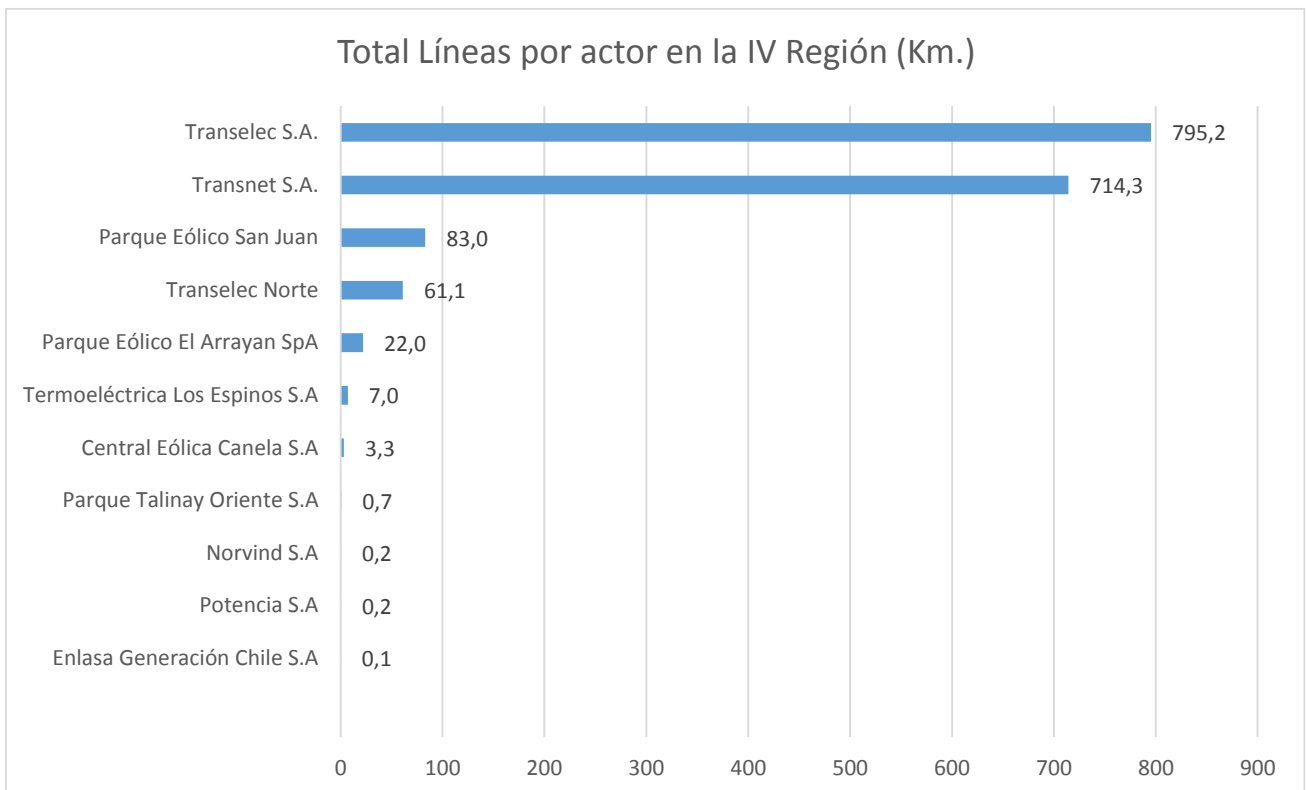
A este nudo confluyen 10 líneas, de entre 66 y 220 KV, pertenecientes a 4 compañías transmisoras, con un total de 566 kilómetros instalados. Las características de cada una de las líneas mencionadas en el capítulo 5.2 y sus respectivos propietarios se detallan en las tablas 28 a la 35 del Anexo 2.

### 5.2.9 Resumen Transmisión Tercera y Cuarta Regiones



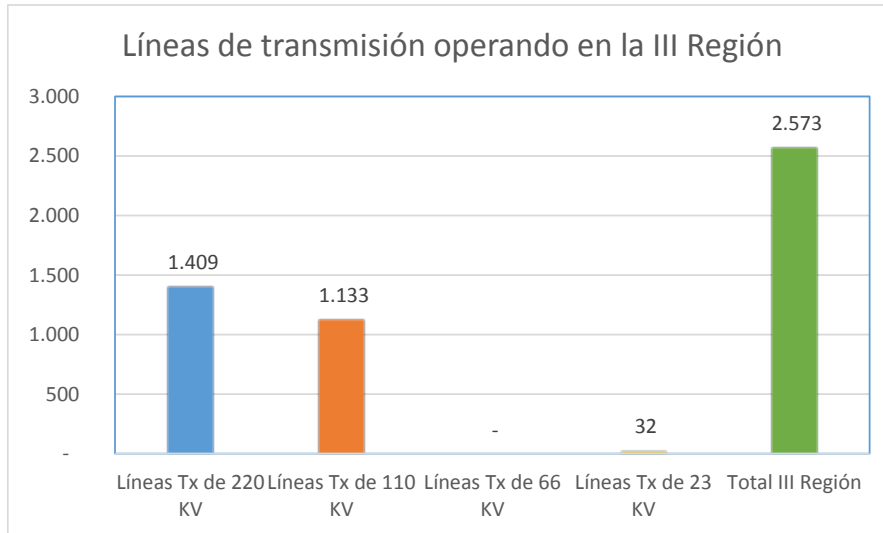
**Figura 21. Total Líneas por transmisor. III Región**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE



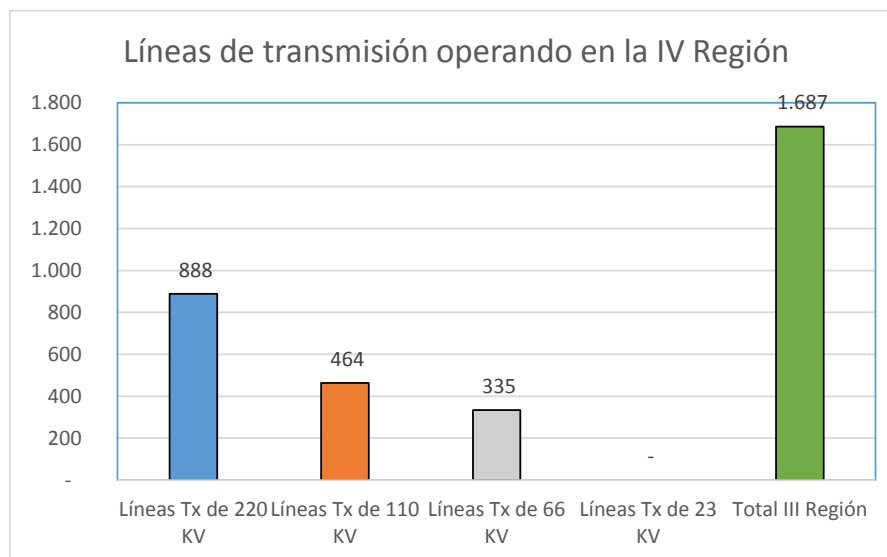
**Figura 22. Total líneas por transmisor. IV Región**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE



**Figura 23. Total Líneas de Transmisión operando en la III Región**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE



**Figura 24. Total de líneas de Transmisión operando en la IV Región**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

### 5.3 Líneas de Transmisión en construcción

#### 5.3.1 Líneas en construcción III Región

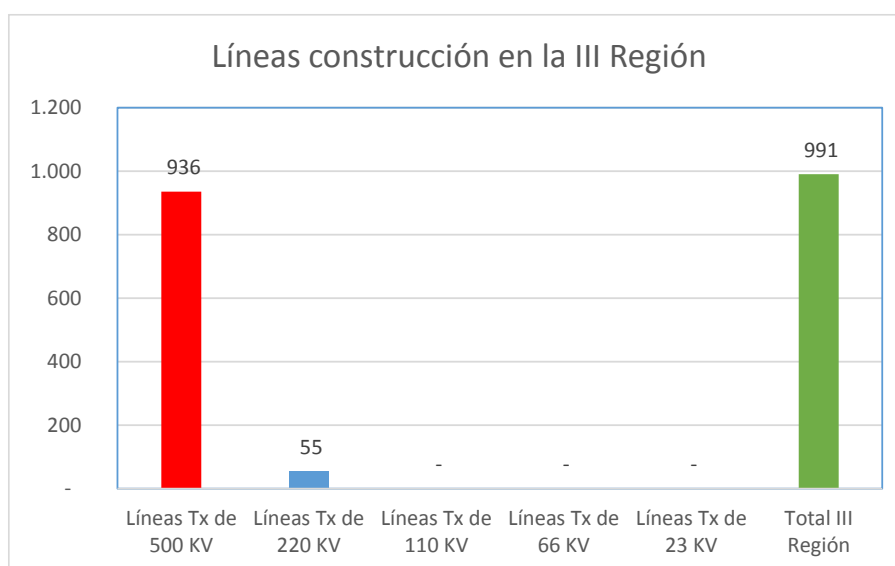
Las líneas en construcción en la III Región y sus características son las indicadas en la Tabla 6.

**Tabla 6. Líneas eléctricas en construcción en la III Región de Atacama**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre del Proyecto	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km	Punto de Conexión	Comuna
			Desde	Hasta						
1	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Nuevo sistema de transmisión en 500 kV (Mejillones - Cardones Tramo 1)	Cumbres	Cardones	500	2	1.500	190		Copiapó
2	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Nuevo sistema de transmisión en 500 kV (Mejillones - Cardones Tramo 2)	Los Changos	Cumbres	500	2	1.500	400		Mej., Antof., Taltal y D. Almagro
3	Línea de transmisión Cabo Leones S.A.	Línea de transmisión parques eólicos Cabo Leones - SE Maitencillo	Cabo Leones	Maitencillo	220	2	722	55	Línea Cabo Leones	Freirina
4	INTERCHILE S.A.	Nuevo sistema de transmisión en 500 kV (Cardones - Maitencillo)	Cardones	Maitencillo	500	2	1.500	134	SE Nueva Cardones	Copiapó
5	INTERCHILE S.A.	Nuevo sistema de transmisión en 500 kV (Maitencillo - Pan de Azúcar)	Maitencillo	Pan de Azúcar	500	2	1.500	212	SE Nueva Maitencillo	Freirina

Es decir, en la región se están construyendo un total de 991 kilómetros de líneas de potencias entre 220 KV y 500 KV. Lo anterior se ilustra a continuación:



**Figura 25. Líneas eléctricas en construcción en la III Región de Atacama**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

### 5.3.2 Líneas en construcción IV Región

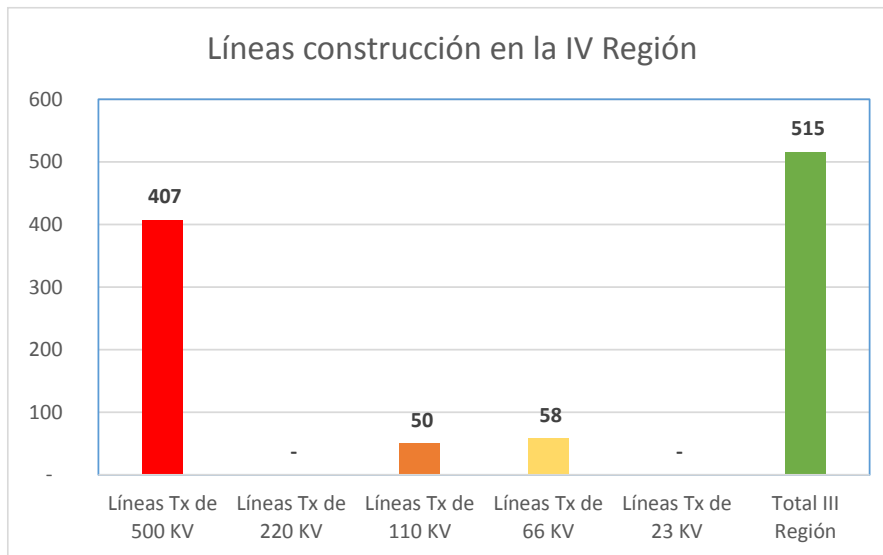
Por otra parte, en la IV región se están construyendo las líneas de Transmisión detalladas en la Tabla 7.

**Tabla 7. Líneas eléctricas en construcción en la IV Región de Coquimbo**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre del Proyecto	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km	Punto de Conexión	Comuna
			Desde	Hasta						
1	CGE	Aumento de capacidad	Choapa	Illapel	110	1	75	50	SE Choapa	Illapel
2	CGE	Aumento de capacidad	Illapel	Combarbalá	66	1	20	58	SE Illapel	Illapel
3	INTERCHILE S.A.	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV	Pan de Azucar	Polpaico	500	2	1.500	407		Coquimbo

Es decir, en la región se están construyendo un total de 515 kilómetros de líneas de potencias de 66 KV, 220 KV y 500 KV. Lo anterior se ilustra a continuación:



**Figura 26. Líneas eléctricas en construcción en la IV Región de Coquimbo**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

## 5.4 Clientes Libres

### 5.4.1 Clientes Libres III Región y fuentes de suministro

Los Clientes Libres de la III Región, sus suministradores de energía y la duración de los respectivos contratos, son los indicados en la Tabla 8.

**Tabla 8. Clientes Libres y fuentes de suministro en la III Región de Atacama**

Fuente CNE

N°	Razón social del suministrador	Razón social del Cliente	Comuna Cliente	Fecha Suscripción Contrato	Fecha Inicio Suministro	Fecha Término Suministro
1	AES Gener SA	Minera candelaria y minera ojos del salado	Tierra amarilla	25/04/2012	01/07/2012	31/12/2022
2	Chilquinta Energía SA	Compañía Explotadora de Minas SpA	Vallenar	21/12/2015	01/01/2016	31/12/2020
3	Colbún SA	Inacal SA	Copiapó	06/10/2016	01/11/2017	31/12/2027
4	Colbún SA	CODELCO	Diego de almagro	20/01/2010	01/03/2013	31/12/2029
5	Colbún SA	CODELCO	Diego de almagro	20/01/2010	01/01/2015	31/12/2044
6	Empresa E. Atacama SA	Agrocomercial AS Limitada	Vallenar	01/10/2016	01/01/2016	31/12/2016
7	Enel Generación Chile SA	Scm Minera Lumina Copper Chile	Copiapó	22/06/2010	22/06/2010	31/12/2022
8	Guacolda Energía SA	Empresa Nacional de Minería	Copiapó	25/01/2008	01/01/2008	31/12/2020
9	Guacolda Energía SA	Compañía Minera Paso San Francisco	Copiapó	31/12/2014	01/01/2015	31/12/2015
10	Guacolda Energía SA	Compañía Minera Maricunga	Copiapó	28/02/2012	01/11/2014	31/03/2025
11	Guacolda Energía SA	Compañía Minera Mantos de Oro	Copiapó	03/02/2012	01/04/2012	31/03/2022
12	Guacolda Energía SA	Mantos Copper	Chanaral	26/07/2012	01/01/2014	31/12/2023
13	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	Huasco	28/09/2012	01/01/2016	31/12/2027
14	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	Tierra amarilla	28/09/2012	01/01/2016	31/12/2027
15	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	Caldera	28/09/2012	01/01/2016	31/12/2027
16	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	Huasco	29/01/2014	01/01/2014	31/12/2017
17	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	Caldera	29/01/2014	01/01/2014	31/12/2017
18	Guacolda Energía SA	Sociedad Punta del Cobre	Tierra amarilla	16/05/2012	01/08/2012	31/03/2022
19	Guacolda Energía SA	Atacama Kozan	Tierra amarilla	10/03/2016	01/04/2016	31/03/2020

Es decir, los 19 Clientes Libres han suscrito contratos de suministro de energía con generadores convencionales.

#### 5.4.2 Clientes Libres IV Región y fuentes de suministro

Los Clientes Libres de las IV Región, sus suministradores de energía y la duración de los respectivos contratos son los indicados en la Tabla 9.

**Tabla 9. Clientes Libres y fuentes de suministro en la IV Región de Coquimbo**

Fuente CNE

N°	Razón social del suministrador	Razón social del Cliente	Comuna Cliente	Fecha Suscripción Contrato	Fecha Inicio Suministro	Fecha Término Suministro
1	Barrick generación	Cia Minera Nevada	La higuera	30/03/2009		30/09/2012
2	Compañía de fuerza electrica SA	Compañía minera teck carmen de andacollo	Coquimbo	01/07/2013	01/07/2013	30/06/2014
3	Conejo Solar SpA	Mminera los pelambres	Salamanca	26/10/2011	22/10/2016	31/12/2037
4	Enel Generación Chile SA	Compañía minera teck carmen de andacollo	Andacollo	20/11/2007	01/07/2009	31/12/2017
5	Enel Generación Chile SA	Campos del Norte SA	Coquimbo	29/12/2016	01/04/2017	31/03/2021
6	Gas sur s.a.	Compañía nacional de fuerza electrica SA	Andacollo	01/06/2016	01/06/2016	30/05/2017
7	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	La serena	28/09/2012	01/01/2016	31/12/2027
8	Guacolda Energía SA	Compañía Minera del Pacífico	La serena	29/01/2014	01/01/2014	31/12/2017
9	Kdm energia SA	Minera altos de punitaqui limitada	Punitaqui	29/08/2012	01/09/2012	31/08/2019
10	Kdm energia SA	Sociedad Contractual Minera Tres Valles	Salamanca	30/05/2014	01/06/2014	31/05/2024
11	Parque Eólico El Arrayán SpA	Minera los pelambres	Salamanca	27/10/2011	04/07/2014	04/07/2034
12	Sociedad Generadora Austral SA	Empresa Nacional de Minería	Ovalle	01/04/2016	01/04/2016	31/03/2020

Es decir, de los 12 Clientes Libres que han suscrito contratos de suministro de energía, 3 de ellos corresponden a fuentes de ERNC (Barrick Generación, Conejo Solar SpA y Parque

Eólico El Arrayán SpA).

### 5.4.3 Clientes Libres resto del país que contrataron con generadores ERNC del Norte Chico

Respecto del negocio de comercialización de energía, algunos generadores ERNC tendrían desventajas frente a otros generadores ERNC dependiendo de donde se ubiquen sus puntos de retiro. En efecto, aquellos que tienen contratos con Clientes Libres de la III y IV regiones retiran a CMg bajos. En cambio aquellos que retiran en la zona Centro - Sur lo hacen a CMg más altos. El detalle es el siguiente:

Tabla 10. Clientes Libres de generadores ERNC del Norte Chico

Fuente CNE

N°	Razón social del suministrador	Nombre del proyecto	Ubicación Geográfica	Razón social del Cliente	Región Cliente	Comuna Cliente	Fecha Suscripción Contrato	Fecha Inicio Suministro	Fecha Término Suministro
1	Parque Eólico San Juan S.A. (LAP)	Parque Eólico San Juan	III Región	Metro S.A.	Región Metropolitana	Santiago	19/05/2016	01/04/2017	31/03/2032
2	El Romero SpA	El Romero	III Región	Inversiones y Servicios Dataluna Ltda.	Región Metropolitana	Quilicura		01/01/2017	
3	Almeyda Solar SpA (Enel Green Power)	Parque FV Diego de Almagro	III Región	Enel Distribución Chile S.A.	Región Metropolitana	Santiago	22/01/2014	01/01/2015	31/12/2029
4	Conejo Solar SpA	Proyecto Solar Conejo	III Región	Minera Los Pelambres	IV Región	Salamanca	26/10/2011	22/10/2016	31/12/2037
5	Javiera SpA	Javiera	III Región	Minera Los Pelambres	V Región	Quillota	01/09/2014	22/06/2015	21/06/2040
6	Barrick Generación	Parque Eólico Punta Colorada.	IV Región	Cia Minera Nevada	IV Región	La Higuera	30/03/2009		30/09/2012
7	Hidroeléctrica Puclaro S.A.	Puclaro	IV Región	Sociedad Industrial Pizarreño SA	Región Metropolitana	Maipu	23/03/2016	01/03/2016	31/03/2020
8	Parque Eólico El Arrayán SpA	Parque Eólico El Arrayán	IV Región	Minera Los Pelambres	IV Región	Salamanca	27/10/2011	04/07/2014	04/07/2034

Es decir, estarían en una situación desventajosa los generadores ERNC: Parque Eólico San Juan S.A. (LAP), El Romero SpA, Almeyda Solar SpA (Enel Green Power), Javiera SpA e Hidroeléctrica Puclaro S.A. En efecto, ellos inyectarían a CMg bajos y retirarían a CMg más altos. En cambio Conejo Solar, por ejemplo, inyecta su producción en III Región (a costos bajos) pero retira en la IV región también a CMg bajos, por lo que su resultado comercial dependerá del precio de venta pactado con su Cliente Libre.

## **6 IMPACTOS ACTUALES**

### **6.1 Análisis de los CMg en la zona**

#### **6.1.1 Generalidades**

Un sistema de Transmisión eficiente debe entregar lo siguiente:

- Señales de corto plazo a los participantes (generadores y consumidores) del mercado respecto del costo de la energía. Es decir, debe indicar cuánto cuesta la energía en cada sitio si hay Transmisión. Se entrega señales de corto plazo al mantener un sistema de tarificación de costo marginal por barras. O sea, el costo marginal en cada punto del sistema de Transmisión refleja si hay una sobreoferta (es decir es cero si hay vertimiento de energía) o si hay déficit (es igual al costo de falla si no es posible abastecer la demanda).
- Señales de localización a inversiones en generación y demanda. Ello implica ser capaz de proyectar los CMg de los próximos años a lo largo del sistema de Transmisión y orientar que la generación se conecte en los puntos de mayor CMg y la demanda en los de menor CMg.
- Señales de cuando efectuar inversiones, o sea identificar congestiones y dar señales a tiempo para evaluar inversiones en Transmisión. Ello significa identificar congestiones futuras mediante estudios de planificación y por lo tanto si los ingresos tarifarios aumentan mucho en un tramo es una señal clara que se requiere aumentar la capacidad del tramo mediante una obra de expansión (inversión).

#### **6.1.2 Nudo Diego de Almagro, III Región**

Este nudo muestra una sobre oferta de energía. En efecto, se tuvieron CMg 0, durante 249 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio fue de 45 USD / MWh.

#### **6.1.3 Nudo Carrera Pinto, III Región**

Esta barra muestra una sobre oferta de energía. En efecto, se tuvieron CMg igual a 0, durante 249 horas del mes. El costo marginal promedio fue de 44 USD / MWh.

#### **6.1.4 Nudo Cardones, III Región**

Esta barra muestra una sobre oferta de energía. En efecto, se tuvieron CMg igual a 0, durante 233 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio durante el mes

fue de 45 USD / MWh.

#### **6.1.5 Nudo Maitencillo, III Región**

Esta barra muestra una sobre oferta de energía. Se tuvieron CMg igual a 0, durante 233 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio del mismo mes fue de 44 USD / MWh.

#### **6.1.6 Nudo Punta Colorada, IV Región**

Esta barra muestra una relativa sobre oferta de energía. Se tuvieron CMg igual a 0, durante 189 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio fue de 49 USD / MWh.

#### **6.1.7 Nudo Pan de Azúcar, IV Región**

Esta barra muestra una sobre oferta menor de energía. Se tuvieron CMg igual a 0 durante 77 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio fue de 65 USD / MWh.

#### **6.1.8 Nudo Las Palmas, IV Región**

Esta barra muestra una sobre oferta menor de energía. Se tuvieron CMg igual a 0 durante 80 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio fue de 66 USD / MWh.

#### **6.1.9 Nudo Los Vilos, IV Región**

Esta barra prácticamente no muestra una sobre oferta de energía. Sólo se tuvieron CMg igual a 0 durante 9 horas del mes de marzo de 2017. El costo marginal promedio fue de 77 USD / MWh.

Los respaldos de cada uno de los valores y barras se adjuntan mediante las Figuras 43 a la 50 del Anexo 3 del presente documento.

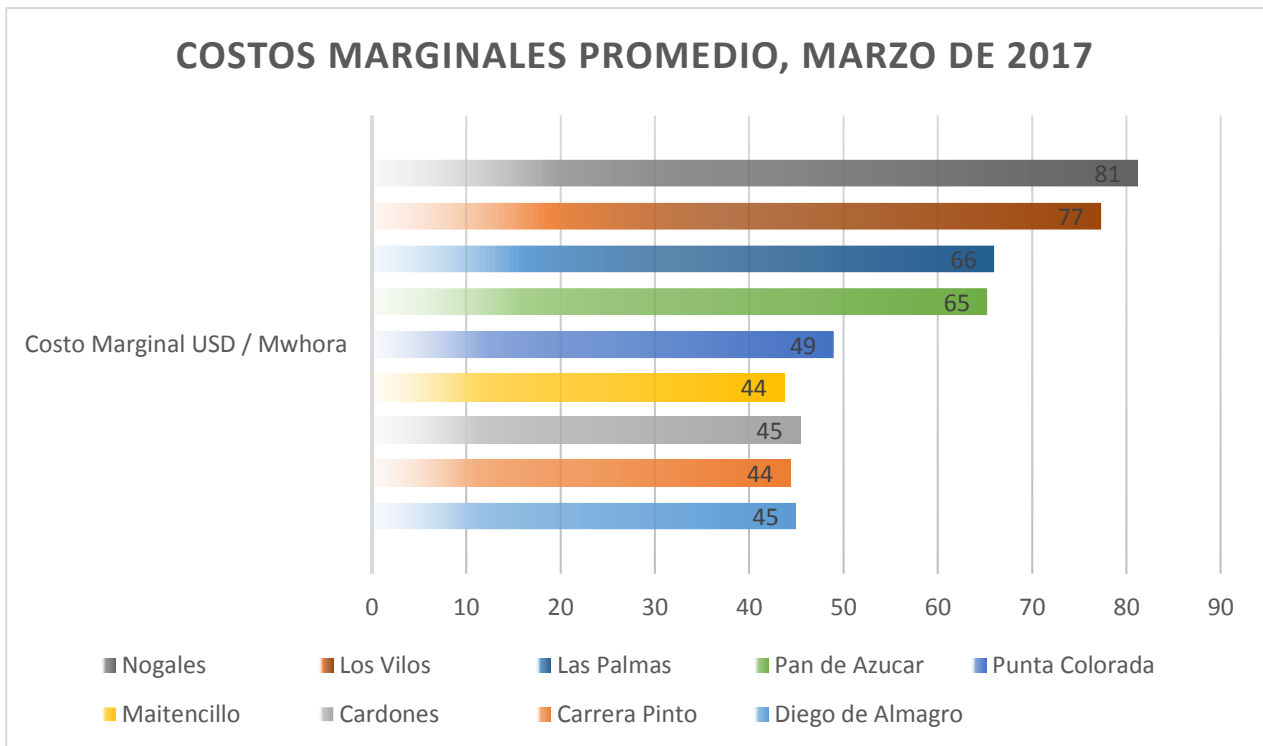
#### **6.1.10 Resumen CMg**

A continuación se tabulan los CMg promedio registrados por el Coordinador Nacional durante el mes de marzo de 2017:

**Tabla 11. CMg Promedio Norte Chico Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional

Barra	Costo Marginal USD / Mwhora
Diego de Almagro	45
Carrera Pinto	44
Cardones	45
Maitencillo	44
Punta Colorada	49
Pan de Azucar	65
Las Palmas	66
Los Vilos	77
Nogales	81



**Figura 27. CMg Promedio. Marzo de 2017**

Fuente [https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl/Modulos/CMg/CDEC\\_CMgBarras.aspx](https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgBarras.aspx)

## 6.2 Análisis de las restricciones en Transmisión

### 6.2.1 Norma Técnica (NT)

En el Artículo 6-28 de la NT establece la obligación de realizar un estudio anual que determine las restricciones en el sistema de Transmisión de acuerdo a los escenarios de contingencias más críticas que establezca la Dirección de Operación (DO) de los CDEC

respectivos. Este estudio debe determinar las restricciones por las líneas de Transmisión que la DO identifique como críticas de manera que al ocurrir una contingencia el sistema cumpla con los estándares de seguridad y calidad de servicio que establece la NT. Para estos efectos se evalúan las contingencias simples probables de ocurrir y de severidad creciente.

Las restricciones que se definen en el estudio, corresponden a la máxima potencia que se puede transmitir por las líneas de Transmisión que la DO identifique como críticas que permitan garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas anteriormente, y en los escenarios analizados, se verifique a lo menos que:

- Los generadores no pierden sincronismo,
- No hay riesgo de colapso de tensión,
- No hay inestabilidad de frecuencia, y
- Se cumple con los estándares para el comportamiento dinámico de tensión, frecuencia y oscilatorio.

## 6.2.2 Conclusiones del estudio para la Zona Norte

A continuación se presenta el resumen de las restricciones de la Zona Norte.

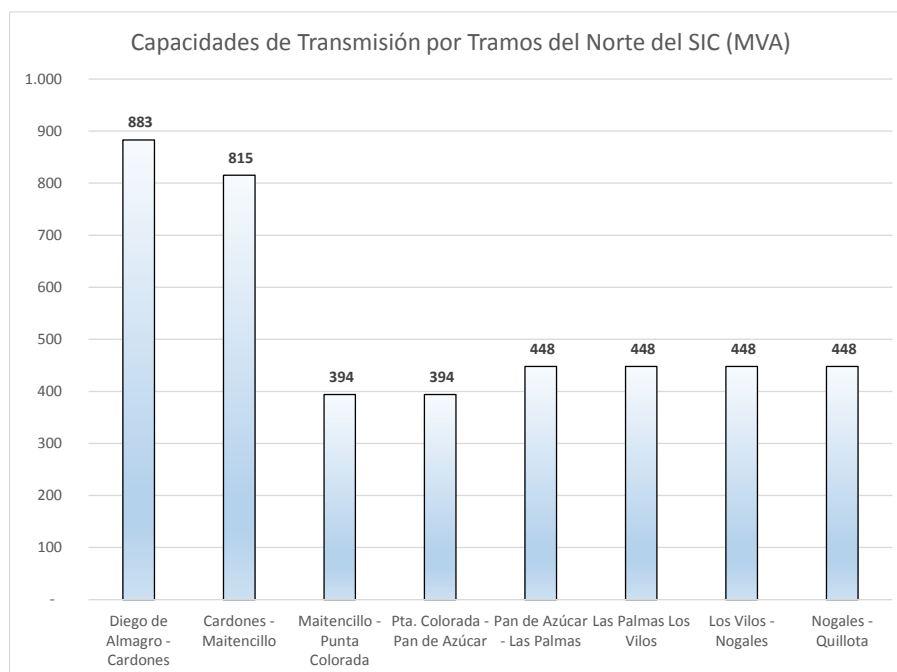
**Tabla 12. Restricciones por tramos líneas 220 KV Norte Chico**

Fuente: Elaboración propia basada en Informe Final Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, CDEC SIC, Agosto de 2016

Tramo	SSEE		Capacidad térmica	Capacidad TTCC MVA		Límite tramo	Causa	Total MVA
	Origen	Destino	MVA	Origen	Destino	MVA		
Diego de Almagro - Cardones C1	D. Almagro	Cardones	343	366	366	343	Conductor	883
Diego de Almagro - Carrera Pinto C2	D. Almagro	C. Pinto	343	366	366	343	Conductor	
Carrera Pinto - Cardones C2	C. Pinto	Cardones	343	366	366	343	Conductor	
Diego de Almagro - Carrera Pinto C1	D. Almagro	C. Pinto	197	274	274	197	Conductor	
Carrera Pinto - San Andrés C1	C. Pinto	San Andrés	197	274	274	197	Conductor	
San Andrés - Cardones C1	San Andrés	Cardones	197	274	274	197	Conductor	
Cardones - Maitencillo L1	Cardones	Maitencillo	267	549	549	267	Conductor	815
Cardones - Maitencillo L2	Cardones	Maitencillo	290	274	274	274	TTCC	
Cardones - Maitencillo L3	Cardones	Maitencillo	290	274	274	274	TTCC	
Maitencillo - Don Héctor C1 y C2	Maitencillo	Don Héctor	394	548	1.098	394	Conductor	394
Don Héctor - Pta. Colorada C1 y C2	Don Héctor	P. Colorada	394	548	1.098	394	Conductor	
Pta. Colorada - Pan de Azúcar	P. Colorada	P. Azúcar	394	548	1.098	394	Conductor	394
Pan de Azúcar - Don Goyo	P. Azúcar	Don Goyo	224	304	549	224	Conductor	448
Don Goyo - Las Palmas	Don Goyo	Las Palmas	224	549	304	224	Conductor	
Pan de Azúcar - La Cebada	P. Azúcar	La Cebada	224	457	549	224	Conductor	
La Cebada - Las Palmas	La Cebada	Las Palmas	224	549	457	224	Conductor	
Las Palmas Los Vilos C1 y C2	Las Palmas	Los Vilos	448	1.098	1.098	448	Conductor	448
Los Vilos - Nogales C1 y C2	Nogales	Los Vilos	448	2.744	1.098	448	Conductor	448
Nogales - Quillota C1 y C2	Nogales	Quillota	448	1.098	2.744	448	Conductor	448

Es decir, la zona norte del SIC presenta restricciones de Transmisión para transferencias

superiores a las capacidades térmicas de las líneas. La información anterior se muestra en la Figura 28.



**Figura 28. Capacidades de Transmisión por Tramos del Norte del SIC (MVA)**

Fuente: Elaboración propia basada en Informe Final Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, CDEC SIC, Agosto de 2016

La Figura 28 muestra un “cuello de botella” de Transmisión en las líneas Maitencillo – Punta Colorada, Punta Colorada - Pan de Azúcar, Pan de Azúcar – Las Palmas y Las Palmas – Los Vilos. A ello se suma el hecho de que la Central Guacolda inyecta su energía en el nudo Maitencillo. De la misma forma, en el nudo Punta Colorada inyecta la central eólica San Juan. Finalmente, en el nudo Pan de Azúcar inyectan su energía varias centrales solares e hidráulicas.

### **6.3 Inflexibilidad operacional de las centrales a carbón de la zona, Cycling y mercados aislados<sup>14</sup>**

#### **6.3.1 La problemática entre las generadoras ERNC y los MT de centrales térmicas**

Los valores de los MT y Tiempo de Estabilización (en adelante TE) de la Central Guacolda han tomado relevancia debido a que los excedentes horarios de potencia existentes en la zona norte del SIC, que podrían transmitirse hacia el sur, están restringidos por la capacidad

<sup>14</sup> Fuente: Dictamen N° 5-2016, Panel de Expertos

de Transmisión del sistema de 220 kV. En estos casos a la central Guacolda se le instruye reducir su generación al MT, cuyo valor, por lo tanto, es determinante en la cantidad de energía renovable que se deja de generar en la zona, de tal manera que si dicho MT es menor, también será menor la energía de bajo costo variable que no se genera.

Por otra parte, el mandato legal establece la necesidad de operar en forma segura y al mínimo costo. La definición de un nuevo TE para la Central Guacolda podría exponer a sus unidades a exigencias y rupturas de materiales, inestabilidad en los ciclos térmicos o desconexiones que pueden afectar gravemente el sistema.

### **6.3.2 La Central Guacolda**

Empresa Eléctrica Guacolda inició sus operaciones el 2 de abril de 1992, como respuesta a la necesidad de proveer de energía al Norte Chico del país. El complejo cuenta hoy con cinco unidades que aportan 760 MW al SIC (SIC). Cada unidad es de 152 MW. Además, cuenta con cinco plantas desalinizadoras de agua de mar para sus procesos, liberando el recurso hídrico del valle del Huasco.

Las unidades generadoras 1 y 2 fueron puestas en servicio con un MT de 50 MW, utilizando carbón de bajo poder calorífico (sub-bituminoso Pecket), y un MT de 90 MW para carbones bituminosos. En el año 2000, el sistema de evaluación ambiental aprobó el proyecto “Flexibilidad operacional para el uso de Mezclas de carbón y Petcoke U1 y U2”, en el que ajustó la condición de MT a 75 MW.

En el año 2009 y 2010, las unidades 3 y 4, respectivamente, fueron puestas en servicio con un MT de 75 MW, para carbones sub-bituminosos, bituminosos y Petcoke (unidad 3) y carbones sub-bituminosos Pecket y bituminosos (unidad 4).

Con el objetivo de flexibilizar las características de operación, en septiembre del año 2014, el especialista en combustión Alstom realizó una revisión de parámetros operacionales, concluyendo que se podían mejorar las lógicas de control en combustión y realizar ajustes en el sistema de pulverización. Estas modificaciones se realizaron entre septiembre de 2014 y septiembre de 2015.

En septiembre de 2015 se informó oficialmente los nuevos parámetros de las unidades 1, 2 y 4 de Guacolda; y, en noviembre de 2015, los de la unidad 3.

Los parámetros indicados son consistentes con los de las demás centrales termoeléctricas

del SIC y SING, ya que ellos se sitúan dentro del rango de los valores de las otras centrales de características similares, e incluso por debajo de muchas de ellas.

Por otra parte, Guacolda ha señalado que en los últimos años ha existido un crecimiento significativo de las energías renovables, las que considera necesaria dentro de la matriz energética del país, pero que no han contado con un correspondiente crecimiento de las instalaciones de Transmisión en la zona y esa sería la causa real del problema de vertimiento solar y no los MT de Guacolda.

Según Guacolda, las decisiones de inversión y los riesgos de restricciones, son de responsabilidad de cada inversionista, los que tomaron sus decisiones de instalarse en la región con pleno conocimiento de las restricciones de Transmisión que existían en la zona norte del SIC.

Guacolda ha sostenido además, que hoy existe un exceso de oferta de generación renovable que no tiene colocación en el sistema y que origina una caída del costo marginal en el Norte Chico. Según Guacolda, los generadores ERNC sólo pretenden mejorar su inestable situación financiera a costa de reducir la seguridad de servicio del sistema.

Guacolda ha apoyado las soluciones para las restricciones de Transmisión existentes, instalando y liderando el diseño y la instalación de sistemas de desconexión automática de generación, en beneficio de todos los actores en la zona.

Finalmente, la Central Termoeléctrica Guacolda ha informado como valores para los parámetros de MT y TE para sus unidades lo indicado en la Tabla 13

Tabla 13. Mínimos Técnicos y Tiempos Estabilización Central Guacolda

Fuente: Dictamen N° 5-2016, Panel de Expertos

<b>Unidad</b>	<b>Mínimo Técnico (MT) MW</b>	<b>Tiempo de Estabilización (TE) en horas</b>
Unidad 1	60	2
Unidad 2	60	2
Unidad 3	60	2
Unidad 4	60	2
Unidad 5	60	2

### **6.3.3 La posición del CDEC SIC**

De acuerdo al artículo 36 del Decreto Supremo N° 291 del Ministerio de Economía, Fomento

y Reconstrucción que aprueba el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, la programación de la operación de corto, mediano y largo plazo de los sistemas eléctricos debe ser realizada por las direcciones de operación de los CDEC.

Para la confección de las señaladas programaciones se utilizan, entre otros antecedentes, los datos técnicos de las instalaciones proporcionados por las empresas sujetas a coordinación, entre los cuales figuran los MT y TE de las unidades de generación.

El CDEC SIC rechazó, con fecha 4 de julio de 2016, las solicitudes de empresas generadoras ERNC de corregir, para efectos de la programación diaria y semanal del SIC, los parámetros de MT y TE de las unidades de generación de la Central Termoeléctrica Guacolda.

El CDEC SIC indicó que dichos valores de MT y TE son fiables y documentados, lo que se refuerza al compararlos con los valores de MT de las restantes centrales térmicas del tipo vapor-carbón del SIC y SING, pues los de la Central Guacolda estarían entre los más bajos.

Ha indicado que la seguridad de servicio, cuyo resguardo es obligación primordial del CDEC, se define en el artículo 225, letra t) de la LGSE como la “capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y servicios complementarios”.

El CDEC SIC ha señalado que ha cumplido su deber normativo de coordinar el sistema resguardando la seguridad del suministro. La operación económica del sistema es una obligación subordinada a la seguridad del suministro.

EL CDEC SIC indicó que no puede utilizar para la Central Guacolda, y menos imponer por la vía de la programación, parámetros de operación que difieren de los que han sido informados por dicho generador, sobre la base de las recomendaciones dadas por su fabricante, pues de lo contrario podría afectar la operación de la Central Guacolda, con consecuencias negativas en la operación segura y económica del sistema eléctrico en su conjunto.

#### **6.3.4 La posición de los generadores ERNC ubicados en el Norte Chico**

##### Enel Green Power (EGP)

Ha señalado que valores de MT sobredimensionados contradicen lo estipulado en la PEN,

que propende a que al año 2035 más de un 60% de la generación eléctrica provenga de energías renovables, monto que se amplía al 70% para el 2050, lo que implica que se deben adoptar medidas para reducir barreras para mejorar la competitividad de las fuentes renovables.

Asimismo, ha indicado que como consecuencia del vertimiento o recorte de producción de ERNC eficiente, estas fuentes de energía estarían enfrentando una barrera de entrada al mercado de la generación eléctrica.

De seguir considerándose los parámetros de MT y TE declarados por la Central Guacolda en la programación de la operación del SIC, se generarían efectos perjudiciales de carácter sistémico, y también de afectación a otros agentes de generación, a saber: (i) infracción de disposiciones legales y reglamentarias y pérdida de eficiencia que inhibiría la entrada de nuevos proyectos eficientes de ERNC; (ii) puesta en entredicho del cumplimiento de las metas de penetración de energías renovables en la futura matriz eléctrica, definidas en la PEN; (iii) incremento de la magnitud de los perjuicios patrimoniales de las empresas ERNC, al no poder inyectar en la zona norte del SIC su producción, e incremento del costo operacional del SIC, al usar parámetros sobredimensionados e ineficientes; y, (iv) negativa señal económica de incertidumbre para los potenciales participantes en las próximas licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, cuyas ofertas se basen en proyectos de ERNC.

EGP solicitó al Panel de Consultores que, en lo referido al MT de las unidades generadoras de la Central Guacolda, y en el marco de la programación de la operación del SIC, la Dirección de Operación del CDEC-SIC rechace considerar el MT actualmente informado por dicha central para sus cinco unidades generadoras (60 MW), disponiendo en reemplazo del mismo un MT de 50 MW para cada una de dichas cinco unidades.

### First Solar (FS)

FS es propietaria de un parque de generación solar fotovoltaico, emplazado en las cercanías de la ciudad de Copiapó, y habría debido enfrentar la situación de no poder inyectar su producción al sistema debido, en parte, al nivel de MT de las unidades de la Central Guacolda.

Señaló que todas las empresas de ERNC se encuentran en un escenario común, pero con ciertas diferencias pues FS no gozaría de una posición consolidada en el segmento de

generación, por lo que aspectos como el financiamiento y la materialización de los objetivos económicos trazados, son fundamentales para su estabilidad y proyección.

Sostiene que las restricciones que las empresas ERNC han enfrentado para inyectar su producción al norte del SIC implica la pérdida de energía eléctrica eficiente, disponible y de bajo costo, generando perjuicios económicos tanto a las empresas ERNC como al sistema eléctrico en su conjunto, pues impide la operación más económica posible respetándose el nivel de confiabilidad prefijada.

Dicha situación puede afectar la sustentabilidad económica de nuevos entrantes, como es su caso, y, por otro lado, entregar señales al mercado que inhiban una mayor penetración de ERNC. Todo ello, contraviniendo los objetivos de la Política Energética impulsada por las autoridades sectoriales del país y que el CDEC SIC también debe propender a cumplir.

A su juicio, lo que está ocurriendo en la zona norte del SIC es un desplazamiento de generación de tecnología más eficiente (de base) y económica que aquella generada por las unidades de la Central Guacolda, como consecuencia de los parámetros operacionales informados por ésta, y respecto de los cuales existen serios y fundados cuestionamientos sobre su respaldo y fiabilidad.

Bajo esta lógica si persistiese la negativa de parte del CDEC SIC a corregir dichos parámetros, el operador del SIC estaría desatendiendo el mandato de optimización económica con respeto al nivel de confiabilidad prefijada, causando perjuicios patrimoniales a las empresas entrantes de ERNC y creando una barrera artificial a nuevas inversiones en tecnología de generación de base eficiente, como son las tecnologías solar-fotovoltaica y eólica.

Adicionalmente, sostiene que la reducción ocasionada en gran parte por el reporte de un MT alto de las unidades generadoras de la Central Guacolda, representa un impacto relevante sobre los resultados económicos de las empresas de ERNC y, en consecuencia, se puede perjudicar el financiamiento de proyectos para esa zona, producto del aumento del costo del crédito y por la dificultad en la obtención de otorgamiento de garantías. En esta línea, ha sostenido que si las condiciones de operación del SIC no se ajustan a las razonablemente esperadas bajo una operación que optimiza el despacho eficiente de centrales, peligraría el financiamiento de proyectos bajo la modalidad de Project Finance.

Acciona Energía

Acciona afirma que los MT de Guacolda afectarán la operación de sus centrales: Parque Eólico Punta Palmeras y El Romero Solar.

Para Punta Palmeras las pérdidas por reducciones asociadas a congestiones de líneas, entre 2014 y hasta lo que va del año 2016, ascenderían a 6.872 GWh. De estas pérdidas prácticamente la totalidad correspondería al hecho de que las unidades de Guacolda operen con un MT de 60 MW. Indica que si el MT fuera determinado, a modo de ejemplo, en 50 MW, dichas pérdidas, tanto físicas como económicas, se habrían visto reducidas.

Para El Romero Solar, Acciona estima que de seguir manteniéndose el MT de las unidades de Guacolda en 60 MW, las pérdidas estarían en un rango de entre 49,4 GWh/año a 148,2 GWh/año. Señala que estas reducciones contemplan no solo la operación de la Central Guacolda a MT sino también la oferta/demanda de la zona, Transmisión, hidrología, entre otras. Indica que si el MT fuera determinado, a modo de ejemplo, en 50 MW, las pérdidas físicas asociadas a El Romero Solar, con certeza se reducirán.

Según Acciona un parámetro de MT sobredimensionado tiene como consecuencias: (i) una operación económica sub-óptima del SIC por desplazamiento del despacho económico de carga, particularmente desplazando ERNC; (ii) una menor competitividad de fuentes ERNC; y, (iii) una menor cantidad de atributos ERNC disponibles.

#### Amanecer Solar (AS)

AS señala que las decisiones del CDEC SIC tienen efectos que se extienden a varias plantas de generación de energía eléctrica en base a energía solar, pues la determinación de los MT y TE de Guacolda tienen un impacto directo en limitar la capacidad de evacuación de energía de las centrales que interconectan al norte del tramo comprendido por las subestaciones Maitencillo y Nogales, entre los cuales se encuentra la central Amanecer, propiedad de Amanecer Solar.

#### Javiera (Sun Edison)

Javiera también considera que las decisiones del CDEC SIC tienen efectos que se extienden a varias plantas de generación de energía eléctrica en base a energía solar, pues la determinación de los MT y TE de Guacolda tienen un efecto directo en limitar la capacidad de evacuación de energía de las centrales que interconectan al norte del tramo comprendido por las subestaciones Maitencillo y Nogales, entre los cuales se encuentra la central Javiera.

### **6.3.5 Cycling**

Hoy en día, los sistemas eléctricos a nivel mundial experimentan profundos cambios en la forma tradicional en que son operados, debido a la creciente penetración de las ERNC.

Un aspecto inherente en las inyecciones de energía de las fuentes ERNC, en especial las solares y eólicas, es la variabilidad e incertidumbre de sus recursos energéticos primarios que impactan directamente en la operación del sistema, en especial en las unidades termoeléctricas convencionales. Esto implica un mayor número de ciclos de encendido/apagado durante las noches y detenciones durante el día (Cycling), lo que podría traducirse en un aumento de los costos variables no combustibles para estas plantas.

Este fenómeno de Cycling de las unidades termoeléctricas genera que las unidades deben encenderse en la noche (a partir de las 20:00 horas app.) para compensar la rampa de bajada de las inyecciones de las ERNC (solares y eólicas) y permanecer apagada durante el día.

Además, tal como se indicó en los puntos anteriores, debido a los ciclos de operación de las centrales a carbón, éstas se ven obligadas a operar a MT cuando las inyecciones de las ERNC son máximas para brindar seguridad operacional, sobre todo en la parte norte del SIC, tal como se muestra en la Figura 29.

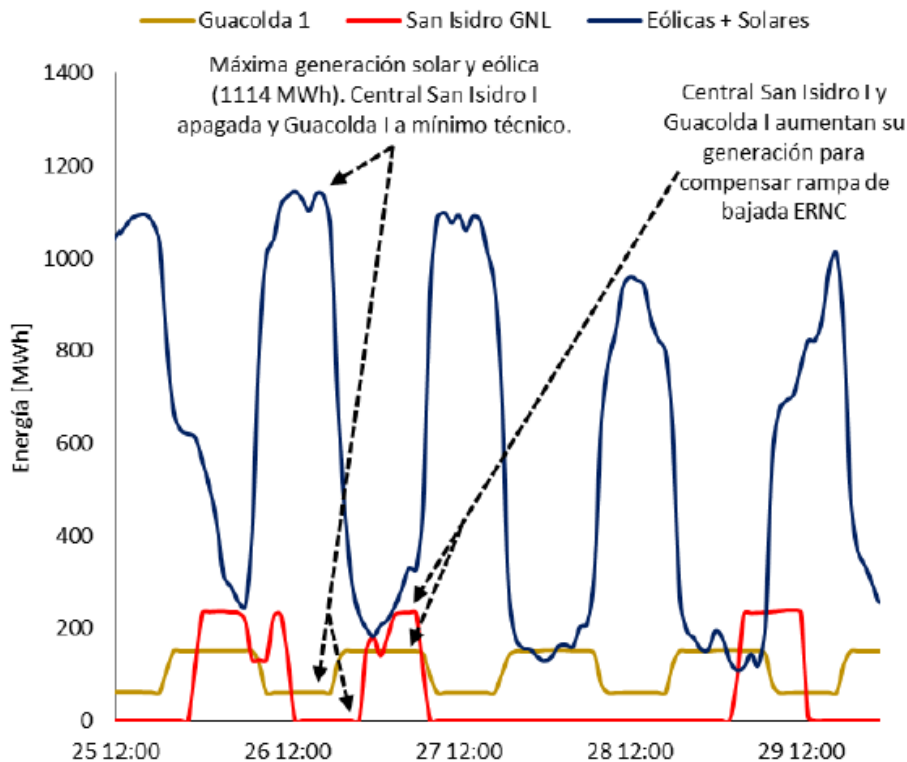


Figura 29. Cycling de las centrales San Isidro I (GNL) y Guacolda en la operación del SIC entre el 25 y 29 de octubre de 2016

Fuente: Reporte Mensual Sector Eléctrico, Noviembre 2016, Systeem

Los mínimos técnicos de las unidades termoeléctricas afectan directamente a las ERNC en zonas congestionadas, puesto que podrían tener un mayor despacho.

Además de las centrales de embalses, se prevé que las centrales termoeléctricas también deberán compensar la variabilidad de las inyecciones de las fuentes ERNC mediante aumento / reducción de su generación, o incluso llegando a encenderse y a apagarse varias veces (Cycling).

Lo anterior trae como consecuencia una merma en los ingresos por energía y un aumento de los mantenimientos de dichas tecnologías, incrementando sus costos.

Actualmente, la Ley Eléctrica no considera explícitamente la remuneración del Cycling como un servicio complementario o con otro mecanismo, a diferencia de lo que ocurre en otros mercados internacionales tales como el de California (EEUU) y España.

En Chile aún debe resolverse cómo reconocer este servicio, siendo la autoridad la encargada de preocuparse hoy por este fenómeno, el que sin duda se irá incrementando de manera

rápida a medida que se van incorporando fuentes ERNC a la matriz energética.

#### 6.4 Mercados aislados

Los mercados aislados se producen al desacoplarse el sistema de Transmisión. En efecto, cuando no hay líneas saturadas, los CMg, en general, dependen de solo una central que entrega la unidad marginal de energía. Sin embargo, cuando existen líneas saturadas, existen zonas desacopladas. En cada una de estas zonas existe una central que marca el CMg en la zona. Lo anterior se grafica en la Figura 30.

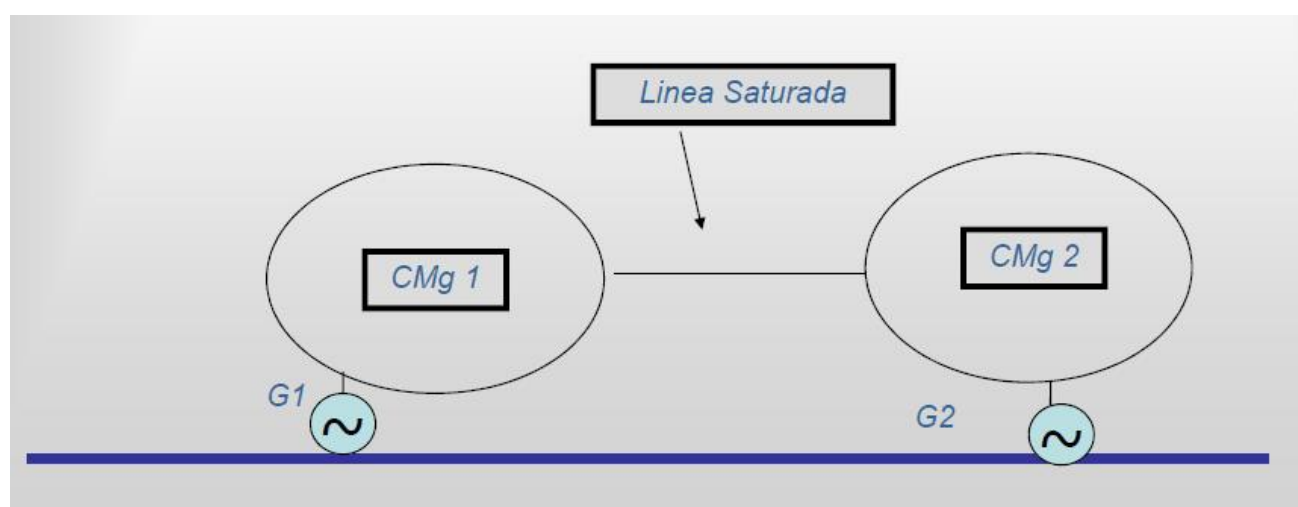


Figura 30. CMg en zonas conectadas por líneas saturadas

Fuente: Apuntes R. Barbagelata, Industria Eléctrica II, MEE

Tal como se indicó antes, el Norte Chico tiene carencias de Transmisión y las líneas con mayor desacople durante el año 2016 son las indicadas en la Tabla 14.

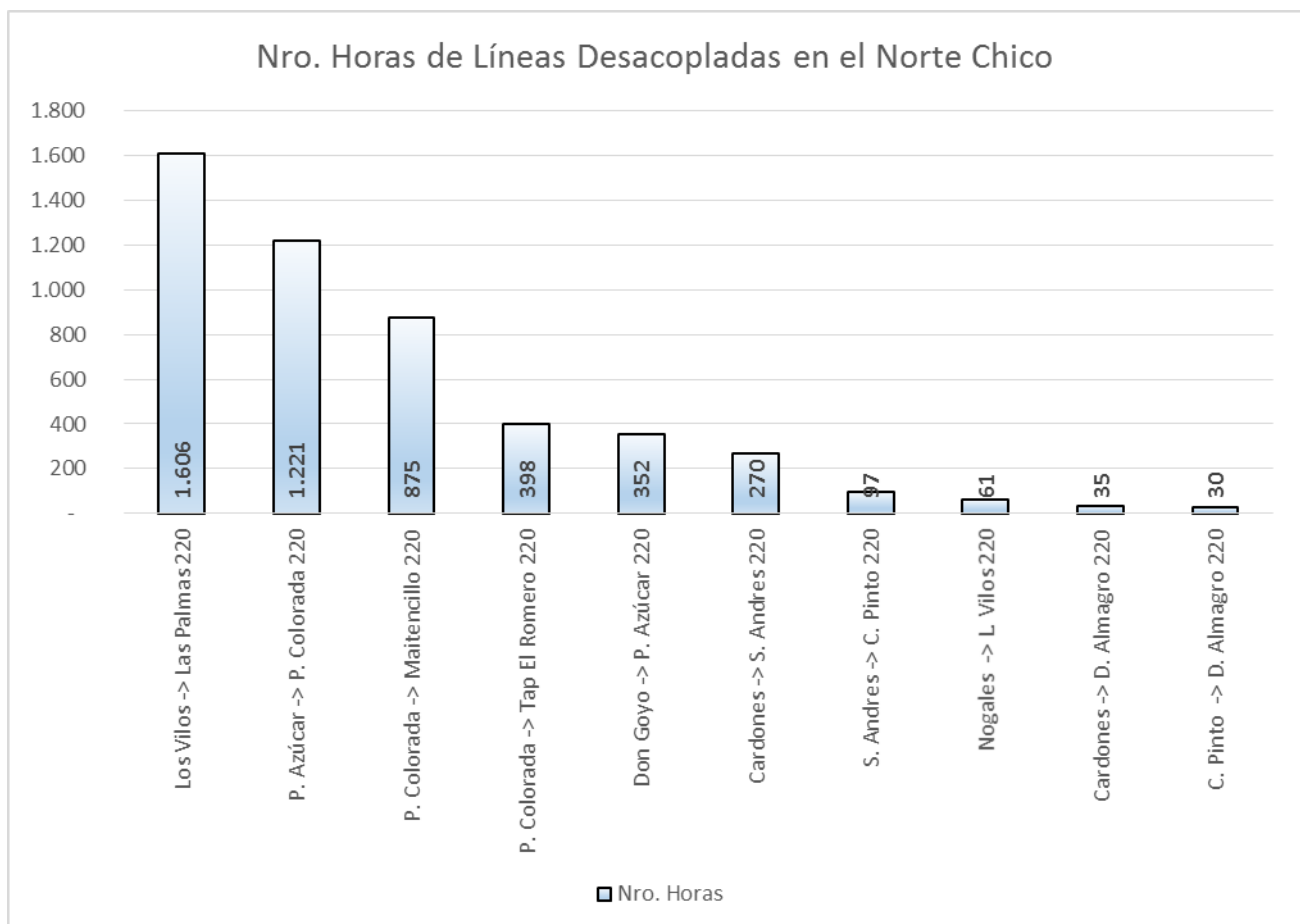
**Tabla 14. Horas de líneas desacopladas entre mayo 2016 - Mayo 2017 (Norte Chico)**

Fuente: Elaboración propia a partir de información obtenida de [https://cmg-](https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgDesacoples.aspx)

[sic.coordinadorelectrico.cl/Modulos/CMg/CDEC\\_CMgDesacoples.aspx](https://cmg-sic.coordinadorelectrico.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgDesacoples.aspx)

Línea	Cantidad Veces	Nro. Horas
Los Vilos -> Las Palmas 220	4	1.606
P. Azúcar -> P. Colorada 220	2	1.221
P. Colorada -> Maitencillo 220	9	875
P. Colorada -> Tap El Romero 220	10	398
Don Goyo -> P. Azúcar 220	2	352
Cardones -> S. Andres 220	9	270
S. Andres -> C. Pinto 220	3	97
Nogales -> L. Vilos 220	1	61
Cardones -> D. Almagro 220	1	35
C. Pinto -> D. Almagro 220	2	30

Lo anterior, se grafica en la Figura 31.



**Figura 31. Horas de líneas desacopladas entre mayo 2016 - Mayo 2017 (Norte Chico)**

Por lo antes indicado, como son la insuficiente capacidad de Transmisión y el importante aporte ERNC durante el día, se generan mercados aislados (no conectados a través de un sistema de Transmisión).

A lo anterior se suma el hecho que la Central Termoeléctrica Guacolda no puede dejar de operar (durante el día opera a MT) para abastecer la demanda en las noches, una vez que las ERNC no aportan energía al sistema.

Es decir, durante el día, al ser máxima la generación con ERNC y dada la operación de Guacolda a MT, se saturan las líneas de Transmisión indicadas en la Tabla 14. Los CMg son 0 durante ciertas horas del día. Como Guacolda se ve obligada a operar, el resto de generadores que realizan retiros para sus clientes en la zona deben financiar su operación a prorrata de ellos. En este caso corresponde cubrir los costos incurridos por dicha central de acuerdo a lo siguiente:

Pago por mínimo técnico:  $MT \times \text{horas} \times (CV_{\text{Guacolda}} - CMg)$ .

## **6.5 Descripción y análisis de los problemas financieros**

### **6.5.1 Introducción**

Durante los últimos 2 años se han generado cambios en las condiciones del mercado, con un nivel de crecimiento reducido en la demanda a nivel industrial y en el sector minero, y una baja considerable en los precios de energía. Al mismo tiempo, la reducción de demanda ha supuesto también una reducción en la oferta de contratos de compra de energía por parte de los Clientes Libres.

Estos cambios han implicado un aumento en la percepción de riesgos asociados. Los bancos e instituciones financieras se han vuelto más reticentes y han restablecido exigencias y condiciones más rigurosas para el otorgamiento de financiamiento.

Actualmente los bancos sólo financiarían proyectos ERNC cuando existe un contrato firmado entre el generador y el comprador (sea este un Cliente Libre o Distribuidora).

### **6.5.2 Descripción de los problemas financieros que enfrentan los generadores ERNC del Norte Chico**

Los generadores ERNC han visto reducidos sus ingresos dados los bajos CMg comparados con los existentes en el pasado. Además, tanto las limitaciones de Transmisión como la operación de centrales térmicas a mínimos técnicos han limitado la capacidad de evacuación de energía de las centrales.

Al margen de la gestión de comercialización que cada empresa desarrolle, los bajos CMg y la limitación de las inyecciones de energía han generado que los ingresos por venta de energía de los generadores ERNC al sistema, sean menores que los esperados.

El escenario anterior habría significado que varios generadores ERNC enfrenten una situación financiera compleja pues sus flujos no les permiten cubrir sus obligaciones (como son los intereses de la deuda).

Lo anterior, es crítico para aquellas empresas que sólo venden su producción en el MS. También es complejo para aquellas generadoras ERNC del norte que tienen contratos con empresas distribuidoras en la zona centro. Lo anterior, porque al momento de la congestión, el precio al que las centrales del norte inyectan su energía es bastante menor que el precio al que la retirarán en la zona centro, lo que origina pérdidas económicas inmediatas y disminución de los ingresos de esas empresas a un nivel tal que podrían no ser capaces de cubrir sus deudas.

Los generadores ERNC más afectados son los solares, dado que las horas de congestión son justo aquellas en las que estas plantas operan: en el día.

Sin perjuicio de lo anterior, por el momento, no se conocen declaraciones de quiebra de empresas asociadas a proyectos ERNC. En el mercado se ha visto bastante movimiento de venta de proyectos pero esto se debería fundamentalmente por un problema de sponsors y no de los proyectos (como los casos de Sun Edison y Abengoa).

### **6.5.3 Descripción de los problemas que han tenido los bancos que financiaron los proyectos ERNC**

Los bancos tendrían el convencimiento de que las congestiones de Transmisión se van a resolver una vez que entren en servicio las líneas de 500 kV en construcción.

Por lo tanto, lo que los bancos están haciendo, es renegociar las condiciones de los créditos otorgados como plazos y otorgando periodos de gracia para el pago de los intereses. Los dueños de los proyectos sólo estarían pagando los intereses de la deuda.

En caso de quiebra de un generador, todos los activos estarían prendados a los bancos por lo que tomarían el control de los mismos.

El problema que enfrentarían los bancos es que financiaron activos que hoy valen menos de la mitad que hace 4 años debido a la sostenida reducción de los precios del equipamiento ERNC.

Los bancos desarrollan procesos competitivos antes del remate. Es posible que durante el proceso competitivo los interesados en los activos oferten precios que no cubren el valor de la deuda. En ese caso, el banco debe hacer la pérdida.

Los bancos que habrían financiado más proyectos solares en el Norte Chico serían ITAU, CORPBANCA, Consorcio, Security y BCI.

## **6.6 Descripción y análisis de los problemas desde la mirada de los Consultores**

### **6.6.1 Causas de la sobre instalación de ERNC según Consultores**

Se buscó la opinión de consultoras especializadas en el campo de los estudios técnicos y económicos del sector energético. Las conclusiones de dichos consultores, para explicar la sobreoferta de ERNC en el norte Chico, son las siguientes:

- Desarrollo y avance de la tecnología solar fotovoltaica con la consecuente baja de precios.
- Eliminación de los subsidios en EE.UU. y Europa lo que generó disponibilidad equipos asociados a las energías renovables.
- Altos índices de irradiación solar existentes en Norte de Chile.
- La judicialización y el rechazo social de los grandes proyectos promovieron como vía de crecimiento los proyectos ERNC.
- Altos CMg del SIC. A los niveles de precios registrados entre los años 2007 a 2015, los proyectos de generación basados en tecnologías ERNC se pagaban muy rápido, lo que incentivó a muchos inversionistas a invertir en dichas tecnologías, dada además la cero oposición de las comunidades locales.
- Bajo crecimiento de la demanda eléctrica. En el Norte Chico la situación fue

especialmente grave debido a la postergación de varios proyectos mineros.

- El Norte Chico tiene restricciones de Transmisión de energía. Lo anterior debido a que las líneas de Transmisión no poseen la capacidad necesaria para transportar la energía hacia otros centros de consumo.
- A los inversionistas extranjeros les da confianza invertir en ERNC en Chile, pues son proyectos fomentados por el gobierno.

### **6.6.2 Riesgos para el desarrollo de proyectos ERNC en el norte del SIC informados por SYSTEP en Febrero de 2014<sup>15</sup>**

*El informe señala que “La cancelación de proyectos importantes de generación térmica convencional en los últimos años en el SIC norte, el crecimiento de la demanda industrial y las restricciones de Transmisión que limitan la importación de energía más económica desde el sur, están contribuyendo a una falta de suministro eléctrico eficiente en dicha zona. Estas condiciones anticipan una situación futura de altos CMg en la zona norte respecto del resto del sistema.*

*Esto ha generado gran interés por desarrollar proyectos de generación solares y eólicos en la zona.*

*Dada la ausencia de energía económica, algunos proyectos mineros en carpeta han atrasado o suspendido su puesta en marcha, lo cual ha ralentizado las expectativas de crecimiento de demanda en el norte del SIC.*

*Por otra parte, Endesa ha señalado que la central Taltal cerrará sus dos ciclos (125 MW adicionales) e iniciará su operación a gas a mediados del 2016, lo que reemplazaría la actual oferta de generación diésel por generación más eficiente.*

*En este nuevo contexto, si efectivamente se concretan los proyectos ERNC en carpeta podría existir una sobreoferta de generación en el SIC norte, convirtiéndose potencialmente la zona en un exportador de energía hacia el centro-sur. En este posible escenario, las restricciones del sistema de Transmisión podrían limitar las transferencias de energía hacia el sur, provocando un mercado local en el norte del SIC.*

*Antes que entren en servicio las nuevas obras de Transmisión troncal, si se desarrolla en la zona un número importante de proyectos ERNC, y a la vez se mantienen postergados*

---

<sup>15</sup> Fuente, Reporte Mensual del Sector Eléctrico, Febrero 2014, Systeem.

*nuevos proyectos mineros, es posible que se produzcan desacoples de precio entre el SIC norte y el resto del sistema. Esto podría provocar precios spot bajos en las horas en que la generación ERNC sea coincidente y precios mayores cuando ésta no esté disponible.*

*Ante la posibilidad de ocurrencia de un escenario como el descrito, es recomendable que los inversionistas en ERNC identifiquen y evalúen estas fuentes de riesgo, ya que las restricciones de Transmisión podrían empujar a la baja los CMg, de forma contraria a lo que se preveía hasta hace sólo meses, además de potencialmente limitar los despachos de estas centrales. Los inversionistas deben analizar el equilibrio entre el crecimiento de la demanda y los nuevos proyectos de generación a desarrollar, o de lo contrario un exceso de oferta en la zona podría llevar a una canibalización entre proyectos, incluso después de las ampliaciones de Transmisión troncal.*

*Por esta misma razón, también es importante que los desarrolladores sean cuidadosos en sus estrategias comerciales ya que, por una parte, una sobreoferta de generación podría bajar los precios spot en las barras de generación por debajo de lo sostenible para los proyectos, y, por otra parte, las restricciones de Transmisión podrían provocar desbalances entre las inyecciones y retiros de los generadores.*

Cuando el mercado esperaba el desistimiento de la construcción de proyectos ERNC en Norte Chico, la realidad mostró que pocos generadores desistieron de sus proyectos generando la sobre oferta actual.

Es decir, es esperable que al no existir líneas de Transmisión suficientes, los generadores deberían haber optado por no invertir, lo cual no ocurrió.

## **7 EVOLUCIÓN EN LOS PRÓXIMOS AÑOS**

### **7.1 Futuros proyectos anunciados**

#### **7.1.1 Proyectos futuros III Región**

En la III Región de Atacama, están ambientalmente aprobados la instalación de 498 MW asociados a proyectos eólicos, 240 MW asociados a proyectos de concentración solar y 5.054 MW asociados a proyectos de tecnología solar fotovoltaica.

De la misma forma, se encuentran en proceso de evaluación ambiental un total de 1.066 MW asociados a proyectos de tecnología fotovoltaica.

Finalmente, se encuentran en construcción un total de 298 MW, 116 MW correspondientes a proyectos de tecnología eólica y 182 MW correspondientes proyectos de tecnología solar fotovoltaica.

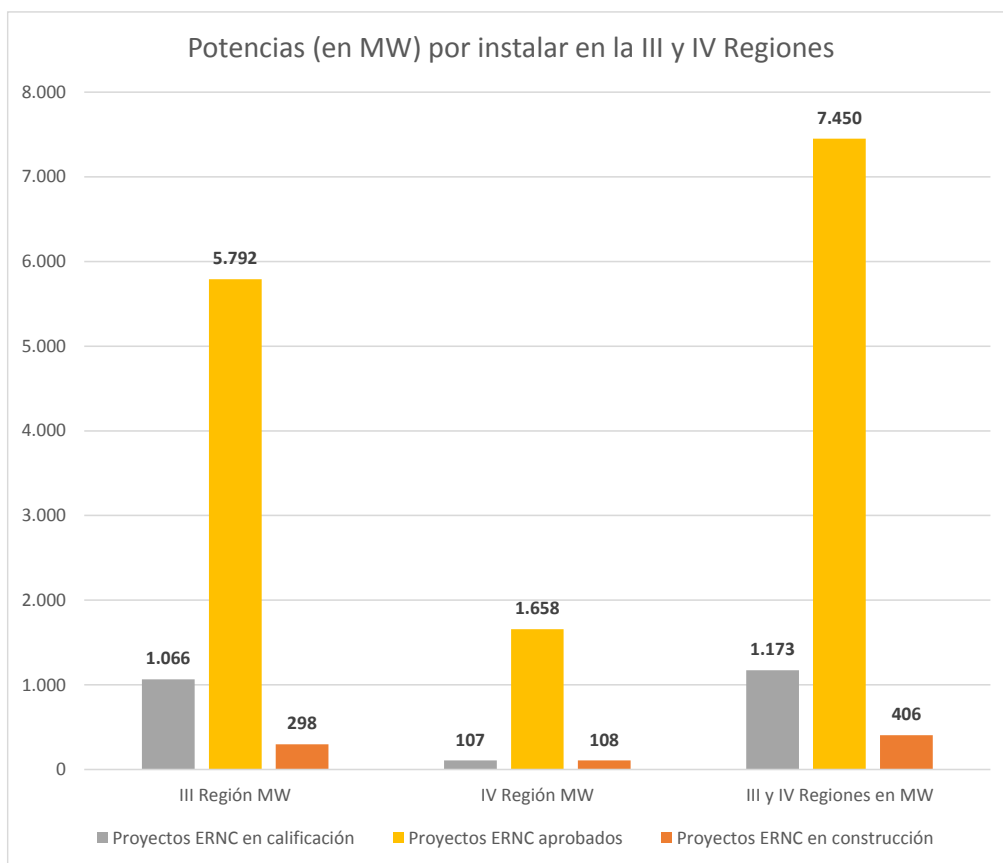
#### **7.1.2 Proyectos futuros IV Región**

En la IV Región de Coquimbo están ambientalmente aprobados la instalación de 1.170 MW asociados a proyectos eólicos, 477 MW asociados a proyectos de tecnología solar fotovoltaica y 11 MW asociados a proyectos mini hidro.

De la misma forma, se encuentran en proceso de evaluación ambiental un total de 107 MW asociados a proyectos de tecnología fotovoltaica.

Finalmente, se encuentran en construcción un total de 108 MW correspondientes a proyectos de tecnología eólica.

Lo anterior se resume en la Figura 32.



**Figura 32. Proyectos ERNC futuros anunciados a desarrollar en la III y IV Regiones**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Es decir, a la fecha hay anunciados un total de 9.029 MW asociados a proyectos ERNC en la III Región y en la IV Región.

## 7.2 Potencial ERNC en el Norte Chico

Este capítulo contiene una estimación de los potenciales de energía eólica, solar fotovoltaica, termoeléctrica de concentración solar e hidráulica en cauces naturales, para aplicaciones orientadas a su integración al mercado eléctrico nacional. No se incluyen proyectos orientados al autoconsumo o fotovoltaicos en zonas urbanas (generación distribuida).

La metodología utilizada se basa en los resultados de modelaciones numéricas de procesos meteorológicos e hidrológicos, a los cuales se aplican restricciones territoriales, lo que en conjunto permite identificar las zonas del territorio con factibilidad de acoger tecnologías de conversión de las fuentes energéticas evaluadas. En la definición de los parámetros relacionados con las restricciones territoriales y con las características de las tecnologías, se han tomado en consideración los antecedentes de dominio público de los proyectos de

inversión en energías renovables operativos, en desarrollo o evaluación en el país.

En consideración al tamaño significativo de la cartera de proyectos eólicos de dominio público (sometidos al SEIA hasta fines de 2012), el potencial eólico se desagregó en el disponible en las zonas no cubiertas por dicha cartera, y en el asociado a los proyectos de la cartera. Este último fue evaluado de acuerdo a las características declaradas al SEIA por los titulares de los proyectos. No se discriminaron los proyectos de conocimiento público en la evaluación de los potenciales de energía solar ya que la magnitud del potencial estimado torna irrelevante su diferenciación.

Los resultados obtenidos señalan un potencial de: 14.576 MW para energía eólica, 1.058.662 MW para el caso solar – PV y 406.083 MW para el caso solar - CSP.

Asumiendo la incompatibilidad de desarrollar más de un tipo de proyecto sobre el mismo territorio, se evaluó el potencial total sin superposición entre energías renovables. Ello con la finalidad de contar con una estimación del potencial para el conjunto de las fuentes de energía analizadas que no se traduzca en una doble contabilidad de zonas de elevado potencial.

Las áreas cubiertas por el potencial disponible eólico y por la cartera de proyectos eólicos de dominio público se consideraron restrictivas para el desarrollo solar - CSP, y esas áreas más las vinculadas al potencial CSP como restricciones al desarrollo PV. La tabla 15 resume los resultados obtenidos en el análisis:

Tabla 15. Potencial disponible de energías renovables

Fuente: Energías Renovables en Chile. El Potencial eólico, solar y hidroeléctrico de Arica a Chiloé, Ministerio de Energía.

Región	Potencial disponible					
	Termoeléctrico de concentración solar (CSP)		Solar fotovoltaico (PV) con seguimiento de 1 eje		Eólico	
	MW	fp	MW	fp	MW	fp
De Antofagasta	390.476	0,53	883.651	0,33	14.101	0,36
De Atacama	15.607	0,51	171.707	0,34	86	0,34
De Coquimbo	-		3.240	0,31	389	0,36
De Valparaíso	-		64	0,30	-	-
Totales	406.083		1.058.662		14.576	

Como se desprende de los resultados obtenidos, Chile tiene zonas donde las energías renovables presentan condiciones privilegiadas, y su gran potencial supera con creces el crecimiento de la demanda eléctrica nacional proyectada para las próximas décadas. El aprovechamiento de una fracción significativa de ese potencial plantea interesantes desafíos.

Entre ellos están los relacionados con la expansión de los sistemas de Transmisión y con el manejo de la variabilidad de la producción renovable.

Aun cuando existe amplia experiencia nacional en el manejo de la variabilidad hidrológica estacional e interanual, la variabilidad diaria y horaria inherente a la producción eólica y solar - PV plantea nuevos desafíos para la gestión de los sistemas eléctricos, dando lugar en la actualidad a diversas visiones respecto del impacto que pudiese tener sobre la seguridad y los costos operacionales de los sistemas eléctricos.

### **7.3 Efectos esperados al mejorar las instalaciones de Transmisión en el Norte Chico**

#### **7.3.1 Detalle de las obras de interconexión SIC-SING y de reforzamiento mediante línea Cardones - Polpaico**

A) Nombre del Proyecto: “Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 2 x 500 kV”, “Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2 x 500 kV” y “Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2 x 500 kV”.

Empresa Titular: Interchile S.A.

El sistema “Cardones- Polpaico 500 kV” está compuesto por tres tramos.

Primer Tramo: Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2 x 500 kV.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV, entre la Subestación Cardones y la Subestación Maitencillo, de una longitud aproximada de 132,4 km, en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1.500 MVA. El proyecto incluye la construcción de la Subestación Nueva Cardones.

Segundo Tramo: Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2 x 500 kV. El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV entre la Subestación Maitencillo y la Subestación Pan de Azúcar, de una longitud aproximada de 209,2 km, en estructuras para

doble circuito, con una capacidad de 1.500 MVA. El proyecto incluye la construcción de la Subestación Nueva Maitencillo.

Tercer Tramo: Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2 x 500 kV Esta obra consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV entre la Subestación Pan de Azúcar y la Subestación Polpaico, de una longitud aproximada de 401,8 km, en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1.500 MVA. El proyecto incluye la construcción de la Subestación Nueva Pan de Azúcar. La capacidad de diseño de las líneas por circuito es de 1.700 MVA a 35°C con sol.

B) Nombre del Proyecto: Interconexión SIC SING.

Empresa Titular: Transmisora Eléctrica del Norte.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea en 500 kV, doble circuito de 590 km de largo. Posee 3 Subestaciones: Los Changos, Cumbre, Ampliación Nueva Cardones. Pasa por 5 comunas en las Regiones de Antofagasta y Atacama e involucra la construcción de 1.350 torres de alta tensión.

### **7.3.2 Programa de puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y del reforzamiento mediante línea Cardones - Polpaico**

A) Nombre del Proyecto: “Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 2 x 500 kV”, “Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2 x 500 kV” y “Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV”.

Las fechas de entrada en operación de los tramos son los siguientes:

- Tramo 1: 02-12-2017
- Tramo 2: 26-12-2017
- Tramo 3: 16-01-2018

Sin embargo, el proyecto presenta atraso importante en la etapa de construcción de las obras civiles de los tramos de línea, principalmente en el Tramo 3.

La gestión ambiental (para los 3 proyectos) presenta un retraso relacionado a la obtención de los Permisos Ambientales Sectoriales, lo cual podría afectar el avance en construcción.

## B) Interconexión SIC SING.

- Avance Global Proyecto 85%.
- Avance Construcción Línea de Transmisión 77%.
- Avance Construcción Subestaciones 52%.

La fecha de puesta en servicio, según decreto N° 158 de 2015, corresponde al 31 de Diciembre 2017. La CNE recientemente confirmó<sup>16</sup> que en la segunda quincena de octubre de 2017 comenzará la energización de la línea que interconectará el SING con el SIC, a través de las obras que realiza TEN.

### **7.3.3 Efectos en el Norte Chico producto de la puesta en servicio de las líneas de 500 KV**

El Coordinador Eléctrico Nacional analizó escenarios para la puesta en servicio de las nuevas líneas de 500 KV, considerando un despacho económico supeditado a las restricciones técnicas que permitan operar con la adecuada seguridad y calidad de servicio.

Caso 1: Operación independiente de los sistemas SIC y SING.

Caso 2: Operación interconectada de los Sistemas SIC y SING. Considera en servicio el enlace de Transelec (Los Changos – Kapatur 220 kV), en servicio el Proyecto de TEN (Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) y el Proyecto de Interchile desarrollado sólo entre Cardones y Nueva Cardones.

Caso 3: Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING. Considera en servicio el enlace de Transelec (Los Changos – Kapatur 220 kV), en servicio el Proyecto de TEN (Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) y el Proyecto de Interchile desarrollado hasta Pan de Azúcar por el sur.

Caso 4: Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING. Considera en servicio el enlace de Transelec (Los Changos – Kapatur 220 kV), el Proyecto de TEN (Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) y el Proyecto de Interchile desarrollado hasta Polpaico.

Los resultados son los siguientes:

## A) Caso 1. Operación independiente de los sistemas SIC y SING

---

<sup>16</sup><http://www.revistaei.cl/2017/04/10/cne-octubre-comenzara-energizacion-linea-interconecta-sing-sic/#>

Este caso corresponde a la operación que se da actualmente y por tanto se mantienen los criterios de operación y las limitaciones de Transmisión existentes en cada sistema.

La operación de los sistemas SIC y SING de forma independiente tal como se da actualmente, mantendría todos los criterios de operación y de transferencias existentes. La zona al sur de S/E Pan de Azúcar mantendría las congestiones diarias.

Los flujos de potencia para el caso 1 se detallan en la Figura 33.

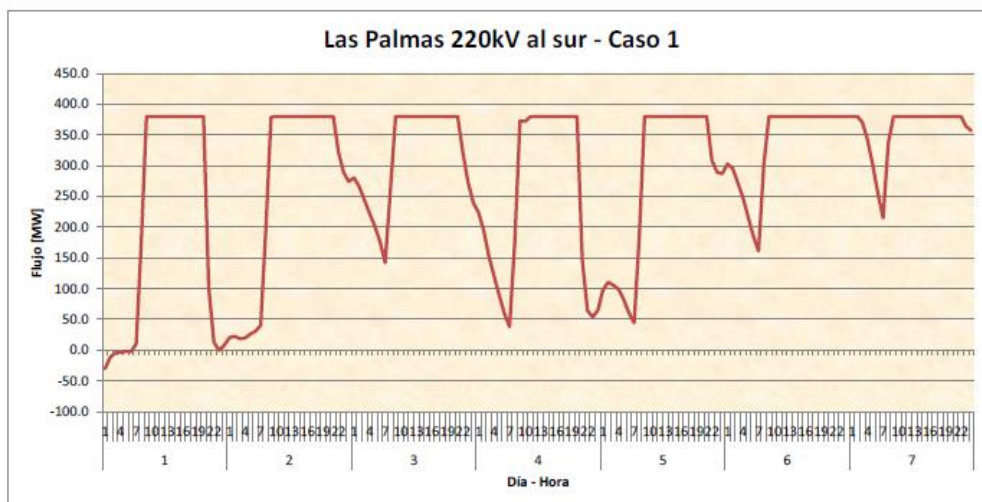
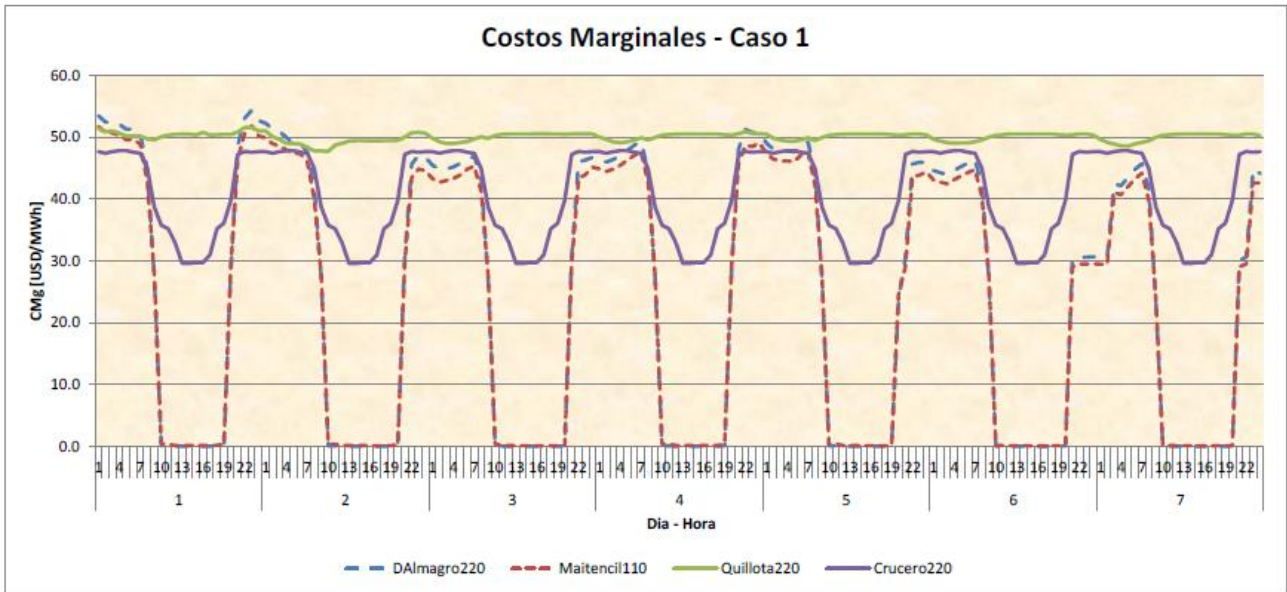


Figura 33. Flujos de Potencia. Caso 1

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

Los CMg para el caso 1 se detallan en la Figura 34:

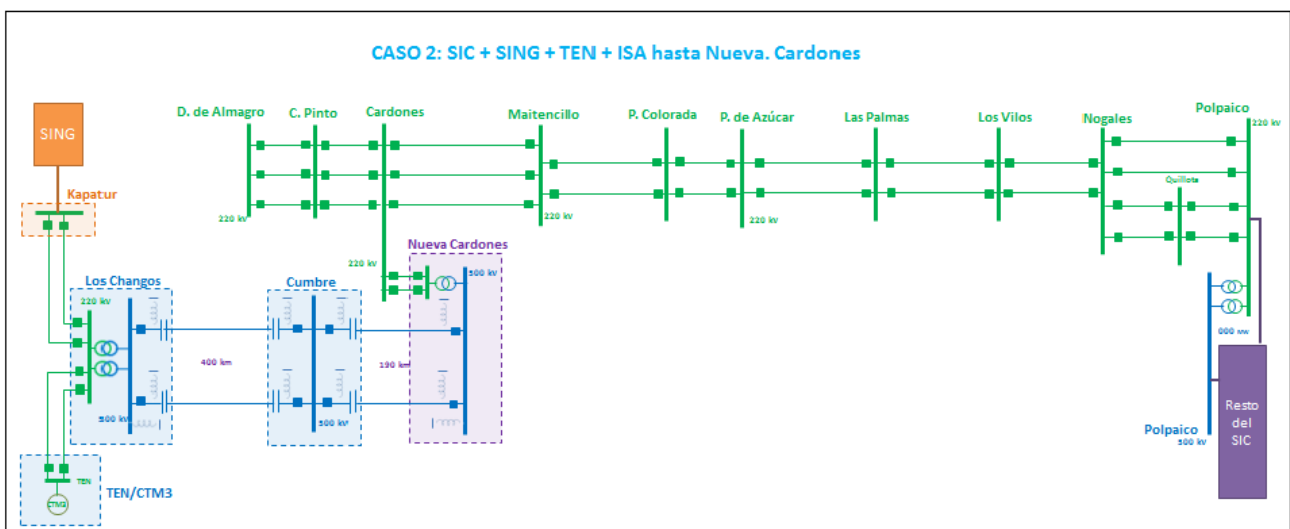


**Figura 34. CMg. Caso 1**

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

El vertimiento de ERNC alcanzaría a 42,2 GWh / semana.

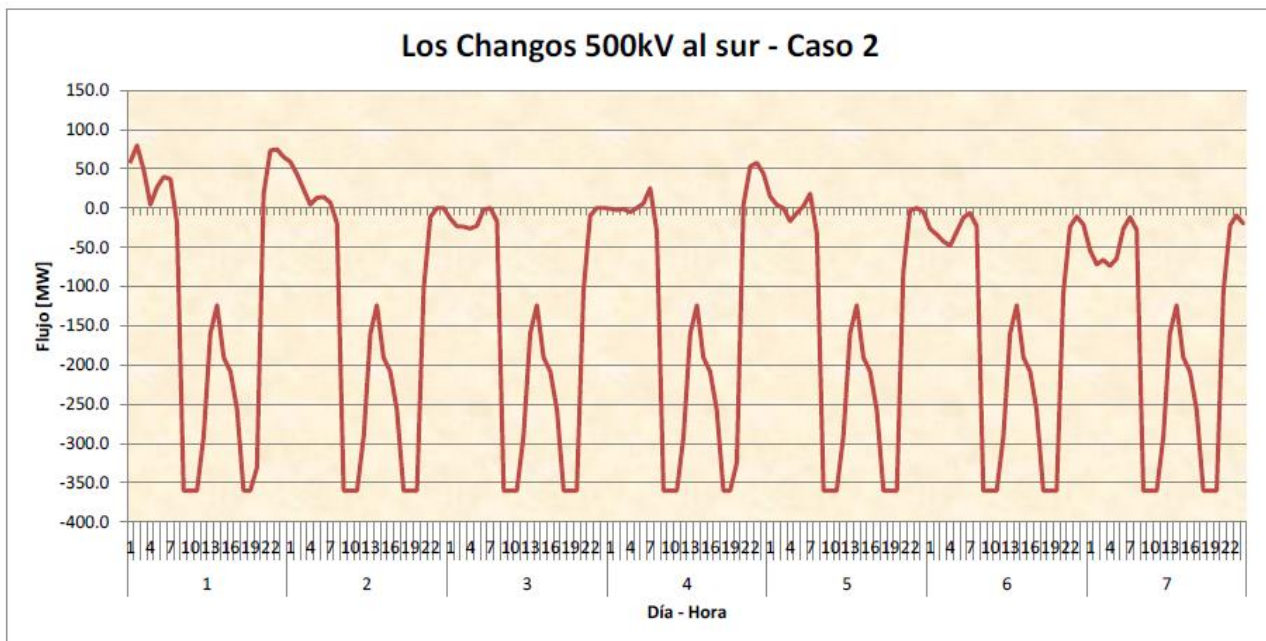
B) Caso 2. Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING. Considera en servicio el enlace de Transelec (Los Changos – Kapatur 220 kV), en servicio el Proyecto de TEN (Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) y el Proyecto de Interchile desarrollado sólo entre Cardones y Nueva Cardones. La operación se muestra en la Figura 35.



**Figura 35. Esquema Caso 2**

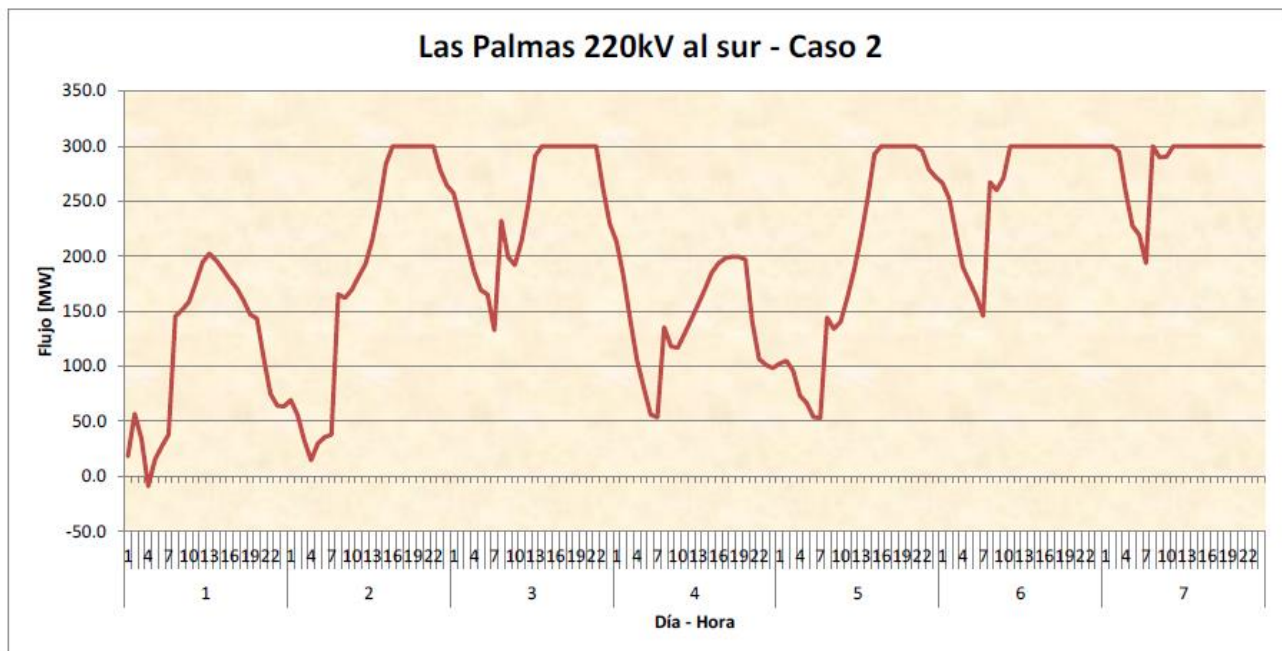
Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

Los flujos de potencia para el caso 2 se detallan en las figuras 36 y 37.



**Figura 36. Flujos de Potencia Los Changos al Sur. Caso 2**

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional



**Figura 37. Flujos de Potencia Las Palmas al Sur. Caso 2**

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

Los CMg para el caso 2 se detallan en la Figura 38.

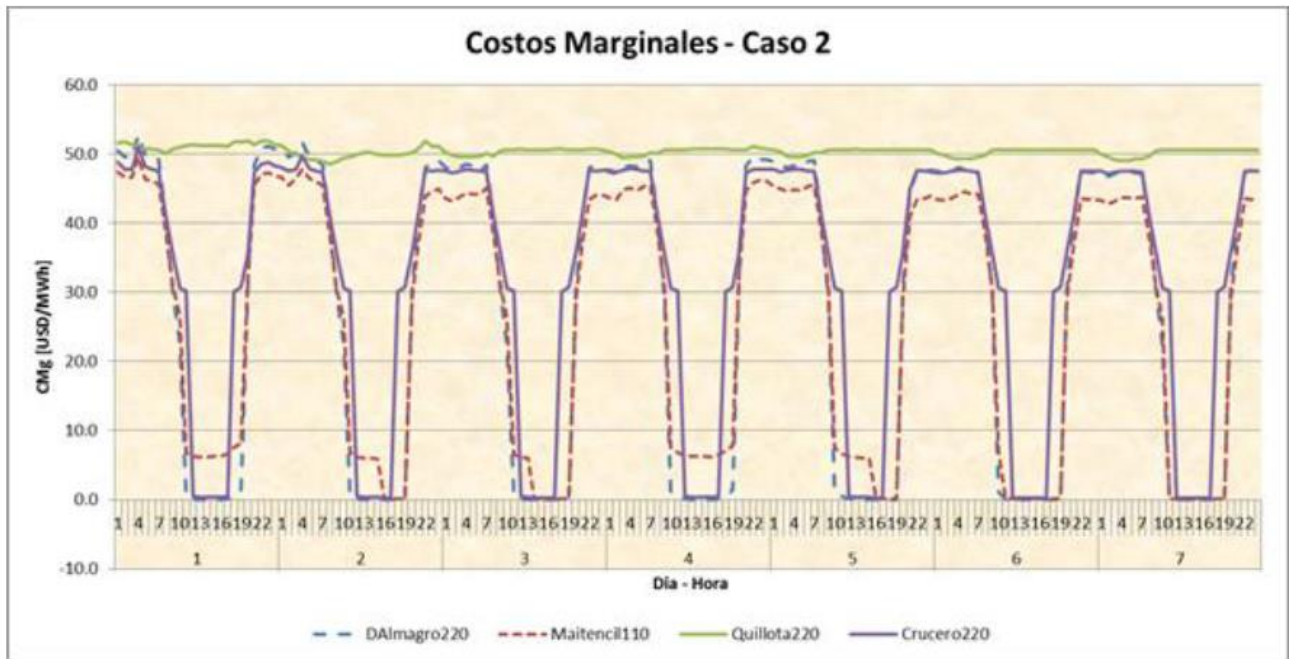


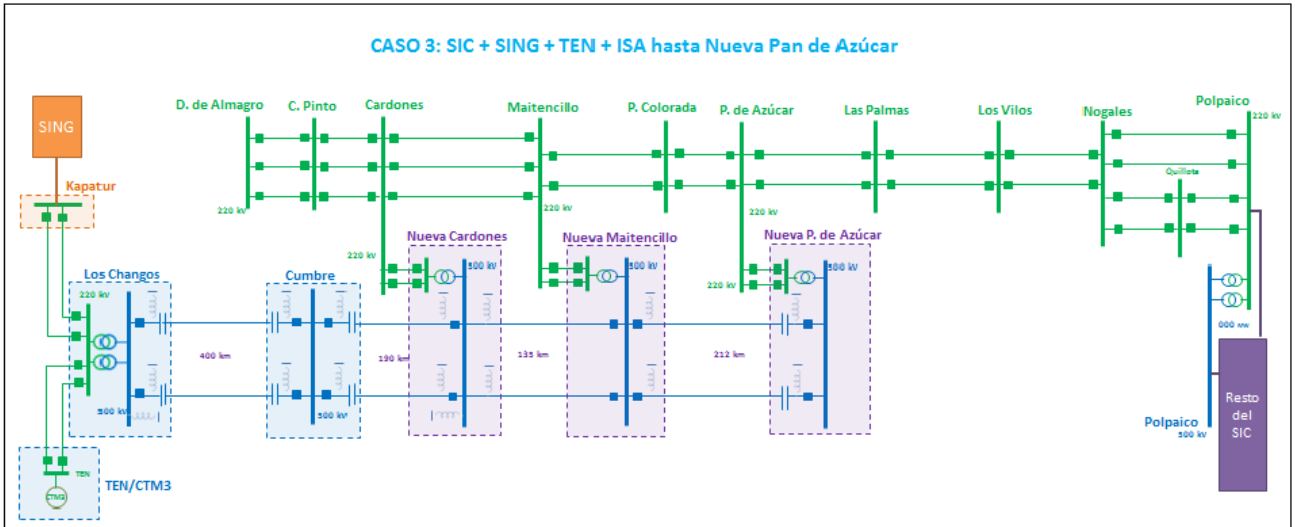
Figura 38. CMg. Caso 2

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

El vertimiento de ERNC alcanzaría a 32,5 GWh (menor que en el caso 1).

C) Caso 3. Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING. Considera en servicio el enlace de Transelec (Los Changos – Kapatut 220 kV), en servicio el Proyecto de TEN (Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) y en servicio el Proyecto de Interchile hasta Pan de Azúcar por el sur.

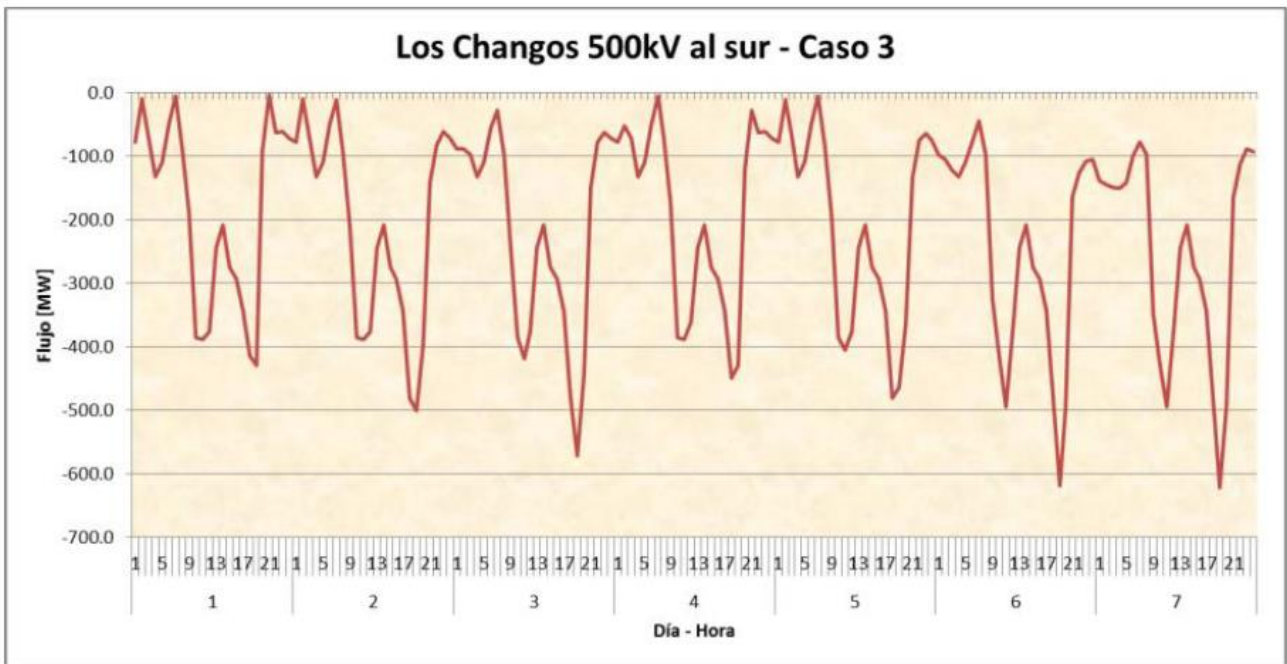
La operación del caso 3 se muestra en la Figura 39.



**Figura 39. Esquema Caso 3**

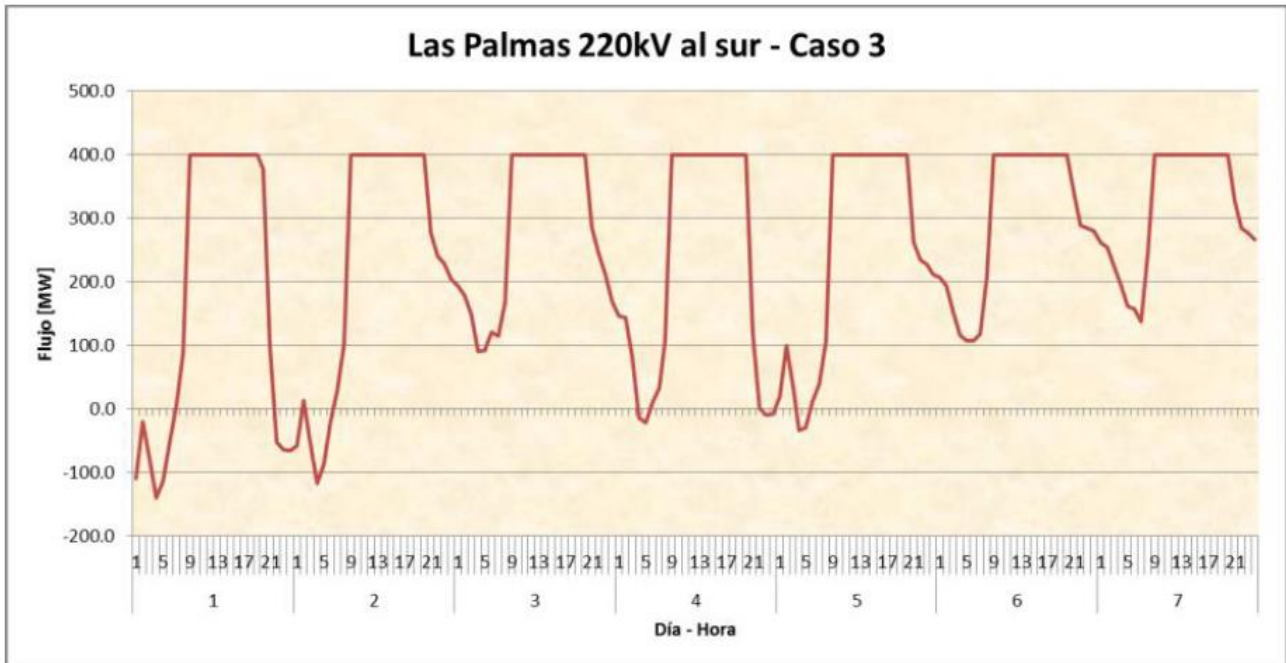
Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

Los flujos de potencia para el caso 3 se detallan en las figuras 40 y 41.



**Figura 40. Flujos de Potencia Los Changos al Sur. Caso 3**

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional



**Figura 41. Flujos de Potencia Las Palmas al Sur. Caso 3**

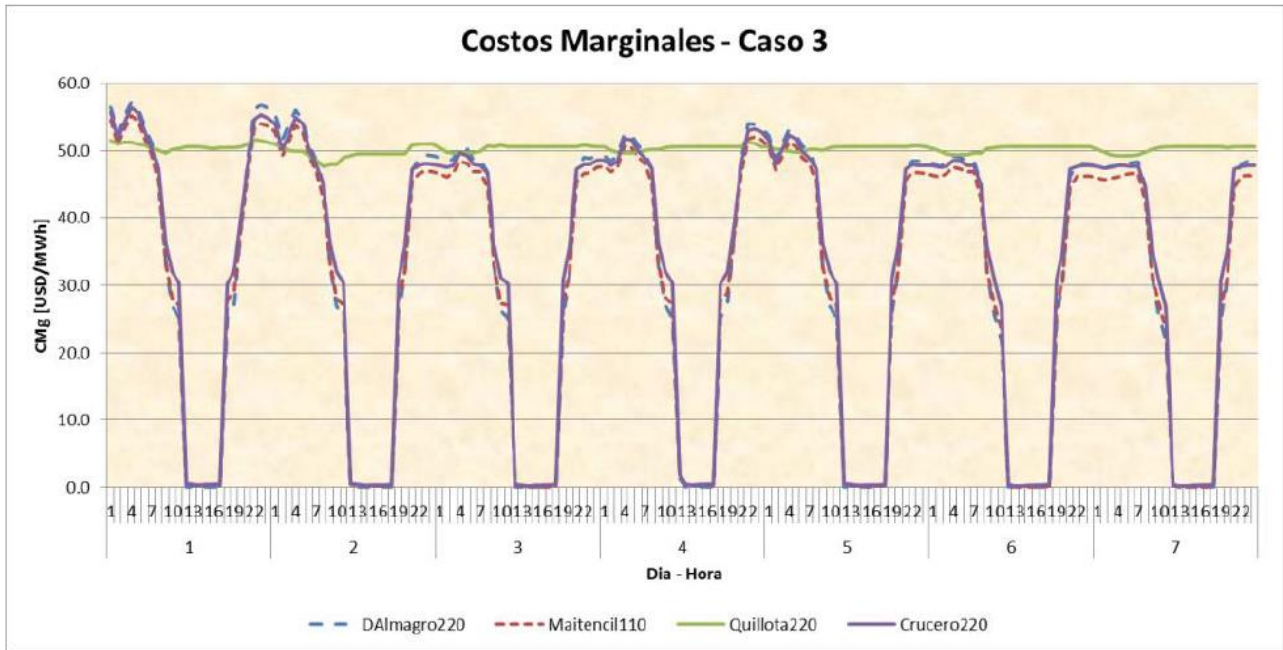
Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional

Para el caso en que se tiene a ambos sistemas interconectados, se desprende de la Figura 40 que el flujo iría principalmente en dirección sur-norte a través de la línea de interconexión.

El exceso de generación solar que no puede ser transmitido hacia la zona centro del SIC sería traspasado hacia la zona del SING.

Tal como se da actualmente, la zona al sur de S/E Pan de Azúcar se vería limitada por las capacidades del sistema de Transmisión.

Los CMg para el caso 3 se detallan en la Figura 42.



**Figura 42. CMg. Caso 3**

Fuente Informe Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional. Coordinador Eléctrico Nacional

Vertimiento ERNC GWh =19,20 / semana.

Los análisis indicarían que, con la operación interconectada hasta Pan de Azúcar por el sur, las restricciones de Transmisión para las ERNC se reducirían a la mitad a fines de 2017, en comparación a lo que sucede actualmente.

Caso 4: Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING. Considera en servicio el enlace de Transelec (Los Changos – Kapatur 220 kV), el Proyecto de TEN (Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) y el Proyecto de Interchile desarrollado hasta Polpaico.

Los flujos de potencia para el caso 4 son los siguientes:

- Transmisión Norte a Sur a SE Polpaico: 1.700 MW.
- Transmisión Sur a Norte a SE Los Changos: 1.500 MW.

En consecuencia, la interconexión facilitará la inyección de las fuentes ERNC en el Norte Chico y permitirá evacuar la energía desde las zonas hoy congestionadas.

La sobre oferta actual (año 2017) de ERNC en el norte Chico es levemente inferior a 1.000 MW, por lo tanto la capacidad de trasmisión de las nuevas líneas permitirá, con holgura, resolver los problemas de Transmisión.

#### **7.3.4 Perspectivas a largo plazo respecto de la capacidad de las líneas de 500 KV<sup>17</sup>**

La línea Polpaico-Cardones que está desarrollando actualmente Interchile S.A. sería insuficiente para hacer frente a la nueva capacidad que entraría el año 2030.

Según el estudio elaborado por SYSTEP, durante el año 2030 habría máximos de generación solar y eólica de hasta 3.300 MW desde la barra Pan de Azúcar 500 kV al norte. Considerando esa cifra, los flujos en las líneas de 500 kV entre Polpaico y Cardones podrían llegar hasta los 1.900 MW en meses de baja hidroelectricidad, lo que equivale a un 126% de su capacidad total con criterio N-1.

---

<sup>17</sup> Fuente <http://www.systep.cl/?p=2410>

## **8 CONCLUSIONES, DISCUSIÓN DE RESULTADOS FINALES Y RECOMENDACIONES**

### **8.1 Conclusiones**

Las principales causas de la sobre instalación de ERNC en el Norte Chico son:

- i) La cancelación de los proyectos termoeléctricos, el supuesto crecimiento de la demanda minera y las restricciones de Transmisión que limitaban la importación de energía desde el sur, pronosticaron erróneamente una falta de suministro eléctrico en la zona norte del SIC, anticipando, erróneamente también, altos costos marginales respecto del resto del sistema.
- ii) La eliminación de los subsidios en Europa y EE.UU. lo que obligó a los fabricantes de equipos a buscar otros mercados como el Chileno, dadas además sus excelentes condiciones naturales como son la mayor irradiación solar del planeta. Luego de la eliminación de los subsidios, los productores de paneles fotovoltaicos y otros equipos asociados a las tecnologías ERNC, no tenían donde colocar sus equipos, lo que generó un aumento de sus inventarios con la consecuente baja de precios de los mismos. Lo anterior, hizo más competitiva a las tecnologías ERNC en Chile fomentando su instalación.
- iii) La disminución sostenida de los costos de inversión en tecnologías ERNC (principalmente la solar fotovoltaica). Además, los proyectos del tipo ERNC, especialmente los solares fotovoltaicos, tienen plazos de desarrollo más cortos que las tecnologías convencionales.

Lo indicado incentivó a muchos inversionistas a respaldar y desarrollar tecnologías ERNC dada además la baja oposición de las comunidades locales.

Debido a: i) la insuficiente capacidad de Transmisión; ii) el importante aporte ERNC durante el día; iii) la baja demanda dado que aún se mantienen postergados los proyectos mineros, se generaron mercados desacoplados o no conectados a través de un sistema de Transmisión. Esto provoca Costos Marginales bajos, incluso 0, en las horas de máxima generación ERNC, lo que afecta principalmente a los generadores solares.

El escenario anterior ocasiona que generadores ERNC enfrenten una situación financiera compleja pues sus flujos no les permiten, en algunos casos, cubrir sus obligaciones (como son los intereses de la deuda).

Los bancos han establecido condiciones más rigurosas para el otorgamiento de financiamiento. Actualmente los bancos sólo financian proyectos ERNC cuando existe un contrato de compra y venta de energía que permite al generador asegurar el pago de la deuda.

Una vez finalizada la construcción de la línea de 500 KV que desarrolla Interchile S.A. y una vez finalizada la línea que interconectará el SIC con el SING (desarrollada por TEN), se eliminarán los mercados aislados y sus consecuencias (Costos Marginales 0 en el Norte Chico debido a la sobre oferta de ERNC).

## **8.2 Discusión de resultados finales**

En los últimos años ha existido un crecimiento significativo de las Energías Renovables No Convencionales en las III y IV Regiones. Sin embargo, dicho crecimiento no ha contado con el correspondiente crecimiento de las instalaciones de Transmisión.

Las decisiones de inversión y los riesgos asociados son de responsabilidad de cada inversionista. Fueron ellos los que tomaron las decisiones de instalarse en la región con pleno conocimiento de las restricciones de Transmisión que existían en la zona norte del SIC.

Las consecuencias operacionales actuales (vertimiento solar por, entre otros, operación a MT de centrales térmicas) inhibe una mayor penetración de ERNC, contraviniendo además los objetivos de la PEN.

La no generación de nuevos mercados desacoplados en el futuro dependerá de una adecuada planificación y de la construcción de nuevas líneas de Trasmisión, del crecimiento de la demanda y del crecimiento de la oferta de generación.

Sin embargo, ya existen estudios que señalan que la línea Polpaico - Cardones sería insuficiente para hacer frente a la nueva generación que entraría el año 2030. Según el estudio elaborado por SYSTEP, al 2030 habría máximos de generación solar y eólica de hasta 3.300 MW desde Pan de Azúcar 500 kV al norte. Considerando esa cifra, los flujos en las líneas de 500 kV entre Polpaico y Cardones podrían llegar hasta los 1.900 MW lo que equivale a un 126% de su capacidad total con criterio N-1.

### **8.3 Recomendaciones**

El Gobierno sigue apostando por las tecnologías ERNC, de acuerdo a lo establecido en la Política Energética de Chile “Energía 2050” que tiene por objetivo que, para el año 2050, el 70% de la electricidad sea generada usando energías renovables.

Por otra parte, el norte de Chile tiene un enorme potencial de generación de energía usando fuentes renovables no convencionales (1.500 GW). Ello es consistente con una gran cantidad de proyectos ERNC ya aprobados.

Dado este gran aporte de las ERNC, las centrales termoeléctricas deberán compensar la variabilidad de las inyecciones ERNC mediante aumento / reducción de su generación o incluso llegando a encenderse y a apagarse varias veces (Cycling). Actualmente Ley General de Servicios Eléctricos no considera remuneración del Cycling como un servicio complementario.

En Chile debiese reconocerse este servicio, el que se iría incrementando a medida que se vayan incorporando nuevas fuentes ERNC a la matriz energética. De lo contrario, se estaría subsidiando a los generadores que usan fuentes de ERNC.

Finalmente, debiesen analizarse anticipadamente futuros automatismos como EDAG / ERAG para enfrentar eventuales congestiones futuras de las líneas de Tx.

## 9 **REFERENCIAS**

- [1] Universidad Técnica Federico Santa María, Mercado y Negocio Eléctrico, Francisco Aguirre Leo, MEE-431, 2016.
- [2] Universidad Técnica Federico Santa María, CDEC-SIC, Dirección de Peajes, Rodrigo Barbagelata, MEE-431, 2016.
- [3] Corporación para el desarrollo de la Región de Atacama. Departamento de Estudios, ¿Qué detiene la inversión en Atacama?, Julio de 2016.
- [4] ENERGÉTICA, Identificación del Potencial de Generación de electricidad con algunas de las Tecnologías Renovables No Convencionales en la Región de Atacama, Marzo de 2013.
- [5] CDEC SIC, Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, Informe Final, Agosto de 2016.
- [6] Panel de Expertos, Dictamen N° 5, 2016.
- [7] Ministerio de Energía de Chile, «Agenda de Energía» Mayo 2014.
- [8] SYSTEP, Reporte Mensual Sector Eléctrico, Febrero 2014.
- [9] Ministerio de Energía de Chile, Energías Renovables en Chile, El Potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé, Christian Santana O.
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional, Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Junio de 2017.
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional, Sistemas Eléctricos de Chile, 2017.
- [12] CNE, Informe de Provisión de Demanda 2015 – 2030.
- [13] CNE, Informe de Catastro de Proyectos, abril de 2017.
- [14] Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión, Informe Final, CDEC SIC, Agosto de 2016.
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional, Subdirección De Peajes, Resumen estado de avance auditorias técnicas de obras nuevas del Sistema de Transmisión Troncal, Enero 2017.
- [16] Centro de Políticas Públicas UC, Políticas de Fomento a las ERNC, Enzo E. Sauma.
- [17] Facultad de Derecho, Universidad de Chile, Análisis crítico de la regulación y políticas de fomento relativas a las energías renovables no convencionales en Chile, Juan Maximiliano Proaño Ugalde.
- [18] Ministerio de energía, Informe de Seguimiento 2016, Energía 2050.

## ANEXO 1. GENERADORES NORTE CHICO

Tabla 16. Generadores operando en la III Región de Atacama

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Sociedad por Acciones "San Juan SpA"	Eólica	193
Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	Mini hidro	5
El Romero Solar	Acciona Energía	Solar fotovoltaica	196
Parque PV Diego de Almagro	Almeyda Solar SpA (Enel GreenPower)	Solar fotovoltaica	28
Parque Fotovoltaico Llano de Llampos	AMANEKER SOLAR SpA (SunEdison)	Solar fotovoltaica	101
Chañares	E.E. Panguipulli S.A (Enel Green Power)	Solar fotovoltaica	36
Solar Las Terrazas	EBCO Energía	Solar fotovoltaica	3
Solar Cardones (Piloto solar Cardones)	IC Power	Solar fotovoltaica	0
Proyecto Parque Solar Javiera	JAVIERA SpA (SunEdison)	Solar fotovoltaica	65
Parque Solar Carrera Pinto II	Parque Solar Carrera Pinto S.A. (Enel Green Power)	Solar fotovoltaica	74
Parque Solar Carrera Pinto I	Parque Solar Carrera Pinto S.A. (Enel Green Power)	Solar fotovoltaica	20
Parque Fotovoltaico Luz del Norte	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte Spa (First Solar)	Solar fotovoltaica	141
Proyecto PV Salvador	PV Salvador Spa (Solventus)	Solar fotovoltaica	68
Pilar Los Amarillos	RTS Energy	Solar fotovoltaica	3
Esperanza	RTS Energy	Solar fotovoltaica	3
Proyecto Solar San Andrés	San Andrés SpA (SunEdison)	Solar fotovoltaica	51
Parque Solar Los Loros	SOLAIREDIRECT GENERACIÓN V SpA	Solar fotovoltaica	46
Solar Santa Cecilia	Solar Santa Cecilia	Solar fotovoltaica	3
Solar Hornitos	Subsole Energías Renovables Ltda.	Solar fotovoltaica	0
<b>Total</b>			<b>1.035</b>

Tabla 17. Centrales en construcción en la III Región de Atacama

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque Eólico Cabo Leones	Ibereólica Cabo Leones I S.A.	Eólica	116
Proyecto GENPAC Fotovoltaico	Sociedad Generadora del Pacífico S.A.	Solar fotovoltaica	14
DIA Divisadero	Avenir El Divisadero SpA	Solar fotovoltaica	65
Planta Solar Fotovoltaica Malgarida	ACCIONA ENERGÍA CHILE SpA	Solar fotovoltaica	29
Proyecto Parque Fotovoltaico ValleSolar	ALPIN SUN CHILE SPA	Solar fotovoltaica	74
<b>Total</b>			<b>298</b>

Tabla 18. Centrales en proceso de calificación ambiental en la III Región de Atacama

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Proyecto Fotovoltaico "Aurora del Huasco"	SOWITEC Operation Ltda.	Solar fotovoltaica	50
Planta Solar Fotovoltaica Libertad I y II	Libertad SpA.	Solar fotovoltaica	116
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	Sol de Vallenar SPA	Solar fotovoltaica	250
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Futuro	Avenir La Silla SpA	Solar fotovoltaica	144
Proyecto Llantá Norte 2	Empresa de Desarrollo de ER Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	68
Proyecto Llantá Norte 1	Empresa de Desarrollo de ER Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	34
Proyecto Diego de Almagro Sur 2	Empresa de Desarrollo de ER Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	66
Proyecto Diego de Almagro Sur 1	Empresa de Desarrollo de ER Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	64
Proyecto Solar Fotovoltaico Sol del Pacífico	Alto del Carmen Solar SpA	Solar fotovoltaica	60
Central Fotovoltaica Inca de Varas II	INCA DE VARAS II S.A.	Solar fotovoltaica	95
Proyecto Bella Mónica	MSN SOLAR TRES SPA	Solar fotovoltaica	119
<b>Total</b>			<b>1.066</b>

**Tabla 19. Proyectos aprobados en la III Región de Atacama**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque Eólico Sarco	AM Eolica Sarco SpA (Mainstream)	Eólica	240
Parque Eólico Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Eólica	204
Parque Eólico Cabo Leones	Ibereólica Cabo Leones I S.A.	Eólica	55
Planta de Concentración Solar de Potencia Copiapó Solar	Copiapó Energía Solar SpA (Solarreserve)	Solar CSP	240
Proyecto Solar Escondido	Andes Mainstream SpA	Solar fotovoltaica	245
Planta Fotovoltaica Almeyda	ACCIONA ENERGÍA CHILE SpA	Solar fotovoltaica	60
Parque Solar Domeyko	Parque Solar Fotovoltaico Domeyko Spa	Solar fotovoltaica	63
Panta fotovoltaica malgarida ii	ACCIONA ENERGÍA CHILE SpA	Solar fotovoltaica	163
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Tamarico Solar Dos SpA (Celtic Solar)	Solar fotovoltaica	153
Parque Solar Llano Victoria	Llano Victoria SPA	Solar fotovoltaica	28
Parque Solar Fotovoltaico Luz del Oro	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Oro SpA.	Solar fotovoltaica	475
Planta solar fotovoltaica piedra colgada	Central Los Aromos SpA.	Solar fotovoltaica	90
Proyecto Campos del Sol Centro	Empresa de Desarrollo de Energías Renovables Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	237
Parque solar andino	Hydrochile S.A	Solar fotovoltaica	90
Aumento de Capacidad Central Solar Chaka	CENTRAL SOLAR DESIERTO I Spa	Solar fotovoltaica	42
Proyecto Campos del Sol Norte	Empresa de Desarrollo de Energías Renovables Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	186
Planta Fotovoltaica Cachiyyo	Soventix Chile SPA	Solar fotovoltaica	50
Parque Fotovoltaico Délano	Inversiones y Servicios SunEdison Chile Limitada	Solar fotovoltaica	104
Parque Solar Sol del Verano	Parque Solar Verano Dos SpA	Solar fotovoltaica	112
Parque Fotovoltaico Valle Solar Este	Sinergia Solar SpA (DPP Holding Chile)	Solar fotovoltaica	9
Parque Fotovoltaico Valle Solar Oeste	Solar Brothers SpA (DPP Holding Chile)	Solar fotovoltaica	9
Parque Fotovoltaico Malaquita Solar	Apolo del Norte SpA (DPP)	Solar fotovoltaica	9
Parque Fotovoltaico Cachiyyo Solar	Nuovosol SpA (DPP)	Solar fotovoltaica	9
Ampliación planta fotovoltaica diego de almagro solar	ENERGIAS RENOVABLES FOTONES DE CHILE SpA	Solar fotovoltaica	119
Nueva planta fotovoltaica carrera pinto solar	ENERGIAS RENOVABLES FOTONES DE CHILE SpA	Solar fotovoltaica	90
Solairedirect generacion carrera pinto	SOLAIREDIRECT GENERACIÓN VI SPA	Solar fotovoltaica	47
Planta de Concentración Solar de Potencia Copiapó Solar	Copiapó Energía Solar SpA (Solarreserve)	Solar fotovoltaica	150
Parque Solar Pedernales	AR ENERGIA CHILE SpA	Solar fotovoltaica	71
Planta FV El Salado II	Cóndor Solar SpA	Solar fotovoltaica	36
Planta fotovoltaica solar 9 y línea de transmisión 110 kv	Chile Solar Generación Nueve Limitada	Solar fotovoltaica	53
Planta fotovoltaica cardones solar i (35 mw).	Renovalia Chile Dos SpA	Solar fotovoltaica	35
Parque Solar Fotovoltaico DAS2	DIEGO DE ALMAGRO SOLAR 2 S.A.	Solar fotovoltaica	55
Proyecto Fotovoltaico Sierra Soleada	Inmobiliaria e Inversiones Los Coihues S.A.	Solar fotovoltaica	49
Proyecto Fotovoltaico Llantá	MSN Solar 5 SpA	Solar fotovoltaica	112
Proyecto Campos del Sol Sur	Empresa de Desarrollo de Energías Renovables Alen Walung S.A.	Solar fotovoltaica	698
Proyecto Guanaco Solar	Fotovoltaica Norte Grande 4 SpA	Solar fotovoltaica	50
Proyecto Fotovoltaico Sol de Varas	Austrian Solar Chile Tres SpA	Solar fotovoltaica	194
Parque Solar Abasol	ABASOL SpA	Solar fotovoltaica	68
Proyecto Fotovoltaico Sol de Atacama	AustrianSolar Chile Dos SpA	Solar fotovoltaica	90
DIA Divisadero	Avenir El Divisadero SpA	Solar fotovoltaica	37
Planta FV El Salado I	Planta Solar El Salado I S.A	Solar fotovoltaica	36
Proyecto Fotovoltaico Sol de Los Andes	Austriansolar Chile Uno SpA	Solar fotovoltaica	104
Planta FV Carrera II	Cóndor Solar SpA	Solar fotovoltaica	36
Central desierto de atacama	COPIAPO SOLAR S.A.	Solar fotovoltaica	120
Parque Solar Los Loros	SOLAIREDIRECT GENERACIÓN V SpA	Solar fotovoltaica	8
Parque Fotovoltaico Luz del Norte	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte Spa (First Solar)	Solar fotovoltaica	78
Planta Solar Fotovoltaica El Adelantado	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	Solar fotovoltaica	48
Proyecto Parque Solar Javiera	JAVIERA SpA (SunEdison)	Solar fotovoltaica	15
Valleland Solar	Valleland SpA	Solar fotovoltaica	67
central solar chaka	CENTRAL SOLAR DESIERTO I Spa	Solar fotovoltaica	20
Central Fotovoltaica Inca de Varas I	Inca de Varas I S.A.	Solar fotovoltaica	50
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	Diego de Almagro Matriz SpA	Solar fotovoltaica	90
Parque Solar Carrera Pinto	Parque Solar Carrera Pinto S.A. (Enel Green Power)	Solar fotovoltaica	42
Parque solar fotovoltaico das	DIEGO DE ALMAGRO SOLAR S.A.	Solar fotovoltaica	10
Parque PV Diego de Almagro	Almeyda Solar SpA (Enel GreenPower)	Solar fotovoltaica	24
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW	Denersol III SPA	Solar fotovoltaica	30
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW	DENERSOL CHILE II SPA	Solar fotovoltaica	8
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	Solar fotovoltaica	162
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW,	Canto del Agua Spa	Solar fotovoltaica	21
<b>Total</b>			<b>5.792</b>

**Tabla 20. Generadores ERNC operando en la IV Región de Coquimbo**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque Eólico Talinay Poniente	Parque Talinay Poniente S.A. (Enel Green Power)	Eólica	61,0
Parque Eólico Punta Palmeras (e-seia)	Punta Palmeras S.A. (Acciona)	Eólica	45,0
PE Los Cururos	PARQUE EÓLICO LOS CURUROS LIMITADA (EPM)	Eólica	41,4
PE Los Cururos	PARQUE EÓLICO LOS CURUROS LIMITADA (EPM)	Eólica	68,2
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa (Pattern)	Eólica	115,0
Parque Eólico Talinay Oriente	Parque Talinay Sur S.A (Enel Green Power)	Eólica	90,0
Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	Eólica	20,0
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica SpA	Eólica	48,0
Modificaciones parque eolico totoral	Norvind S.A. (LAP)	Eólica	46,0
Parque Eólico Canela II (e-seia)	Central Eólica Canela S.A.	Eólica	60,0
Parque Eólico Canela (e-seia)	Central Eólica Canela S.A.	Eólica	18,2
Mini central hidroeléctrica la paloma	Hidropaloma S.A.	Mini hidro de pasada	4,5
Central hidroeléctrica puclaro	HIDROELECTRICA PUCLARO S.A.	Mini hidro de pasada	5,6
Los Quilos U3	Colbún S.A.	Mini hidro de pasada	14,0
Los Molles	Endesa	Mini hidro de pasada	18,0
Los Quilos U2	Colbún S.A.	Mini hidro de pasada	12,9
Los Quilos U1	Colbún S.A.	Mini hidro de pasada	12,9
Chuchiñí	SPV P4	Solar fotovoltaica	2,9
La Silla	Parque Eólico Renaico S.p.A	Solar fotovoltaica	1,9
Santa Julia	SPV P4	Solar fotovoltaica	3,0
Chapeana	Renovalia	Solar fotovoltaica	2,8
Mollacas	Renovalia	Solar fotovoltaica	2,8
Parque Fotovoltaico Lagunillas-El Olivo	Grenergy Renovables Pacific LTDA.	Solar fotovoltaica	3,0
Sol	IM2 Solar Chile	Solar fotovoltaica	3,0
Luna	Parque Solar Luna del Norte SpA	Solar fotovoltaica	3,0
Solar PSF Lomas Coloradas	Solar PSF Lomas Coloradas	Solar fotovoltaica	2,0
Solar PSF Casas Blancas	Solar PSF Pama	Solar fotovoltaica	2,0
SolaireDirect Generación Andacollo (SDGx01)	Solairedirect Chile	Solar fotovoltaica	1,3
Tambo Real	kaltem	Solar fotovoltaica	2,9
<b>Total</b>			<b>711,3</b>

**Tabla 21. Centrales en construcción en la IV Región de Coquimbo**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	Eólica	108
<b>Total</b>			<b>108</b>

**Tabla 22. Centrales en proceso de calificación ambiental en la IV Región de Coquimbo**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque solar Llanos de Potroso	Llanos de Potroso SpA	Solar fotovoltaica	9
Parque Solar Piritá	PIRITA SpA	Solar fotovoltaica	98
<b>Total</b>			<b>107</b>

**Tabla 23. Proyectos aprobados en la IV Región de Coquimbo**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Proyecto Parque Eólico Punta de Talca	Parque Eólico Punta de Talca SpA	Eólica	93
Parque Eólico Camarico	Camarico Wind Farm spa	Eólica	39
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A (Enel Green Power)	Eólica	410
Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A. (Acciona)	Eólica	21
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova S.A	Eólica	66
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Proyecto Eólico Hacienda Quijote SpA	Eólica	26
Parque Eólico La Gorgonia	PARQUE EÓLICO LA GORGONIA S.A.	Eólica	76
Parque Eólico Talinay	Parque Talinay Poniente S.A. (Enel Green Power)	Eólica	439
Central Hidroeléctrica Balalita	Hidrobatalita S.A	Mini hidro de pasada	11
Parque Fotovoltaico La Huella	Austria solar Chile Seis SpA	Solar fotovoltaica	84
Valle Altillo Solar	AR Energía Chile SpA	Solar fotovoltaica	30
Central Solar Fotovoltaica Illapel	IMELSA S.A.	Solar fotovoltaica	48
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	IMELSA S.A.	Solar fotovoltaica	100
Parque Fotovoltaico Lagunillas - El Olivo	Greenenergy Renovables Pacific LTDA.	Solar fotovoltaica	40
Parque Solar Punta del Viento	Energía Renovable Verano Tres SpA	Solar fotovoltaica	47
Planta Solar Fotovoltaica Caracas	GENERADORA SOL SOLIV Spa.	Solar fotovoltaica	20
Parque Solar Estancia	Andes Mainstream SpA	Solar fotovoltaica	88
Planta Solar Fotovoltaica El Salitral	PSF La Tapina S.A.	Solar fotovoltaica	20
<b>Total</b>			<b>1.658</b>

**Tabla 24. Generadores ERNC operando en la V Región de Valparaíso**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
El Boco	Boco Solar	Solar fotovoltaica	3,0
Solar Ñilhue	GESTEL INGENIERÍA	Solar fotovoltaica	1,1
El Tártaro	Wenke	Mini hidro de pasada	0,1
Juncalito	Colbún S.A.	Mini hidro de pasada	1,5
Sauce Andes	Gen. Sauce Los Andes	Mini hidro de pasada	1,4
<b>Total</b>			<b>7,1</b>

**Tabla 25. Centrales en construcción en la V Región de Valparaíso**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Parque Solar Fotovoltaico Panquehue	GR Lingue SpA	Solar fotovoltaica	6,8
Parque Solar Fotovoltaico Cabilsol	GR Guayacan SpA	Solar fotovoltaica	6,8
Planta Solar fotovoltaica Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	Solar fotovoltaica	40,0
<b>Total</b>			<b>53,6</b>

**Tabla 26. Centrales en proceso de calificación ambiental en la V Región de Valparaíso**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

Nombre Proyecto	Titular	Tecnología	Potencia bruta
Planta Fotovoltaica Guadalupe	Guadalupe Solar SPA	Solar fotovoltaica	5,6
Planta Solar Fotovoltaica Llay Llay I	Xué solar SPA	Solar fotovoltaica	9,0
Parque solar fotovoltaico El Olivillo	Árbol SPA	Solar fotovoltaica	9,0
Planta Fotovoltaica Jahuel	Chester solar I SPA	Solar fotovoltaica	9,0
Parque Solar Catemu	Inversiones y servicios Sunedison Chile Ltda.	Solar fotovoltaica	104,0
<b>Total</b>			<b>136,6</b>

**Tabla 27. Proyectos aprobados en la V Región de Valparaíso**

Fuente Elaboración Propia a partir de información disponible en <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/> (ACERA)

<b>Nombre Proyecto</b>	<b>Titular</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Potencia bruta</b>
Central de Generación Eléctrica El Molle	Gestión Integral de Residuos S.A.	Biogás	8,0
Parque Eólico Llay - Llay	Parque Eólico Llay Llay Spa	Eólica	56,0
Modificación parque eólico laguna verde	Eólica Laguna Verde SA (Mainstream)	Eólica	19,5
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova S.A	Eólica	16,0
Parque Eólico Laguna Verde	AM Eólica Laguna Verde S.A. (Mainstream)	Eólica	24,0
Planta solar La Tonada	La Tonada SpA	Solar fotovoltaica	7,3
Proyecto fotovoltaico encon solar	Loa Solar SpA	Solar fotovoltaica	9,0
Parque Solar Don Sebastián	Duke Energy International Sol Del Mar SpA	Solar fotovoltaica	47,0
Parque Solar Olmué	Inversiones y Servicios SunEdison Chile Ltda.	Solar fotovoltaica	145,0
Proyecto Parque Solar Limache	Inversiones y Servicios SunEdison Chile Ltda.	Solar fotovoltaica	9,0
Parque solar Bartolillo	Bartolillo SPA	Solar fotovoltaica	9,0
<b>Total</b>			<b>349,8</b>

## **ANEXO 2. TRANSMISORES DEL NORTE CHICO**

**Tabla 28. Transmisores conectados al Nudo Diego de Almagro**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuito	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Transec S.A	Paposo - Diego de Almagro 220kv	Paposo	Diego de Almagro	220	2	285	194
		Carrera Pinto - Diego de Almagro	Carrera pinto	Diego de Almagro	220	1	197	76
2	Enlase Generación Chile S.A	San Lorenzo - Diego de Almagro	San Lorenzo	Diego de Almagro	220	1	263	0,3
3	Anglo American Norte	Diego de Almagro - Manto Verde	Diego de Almagro	Manto verde	110	1	100	43
4	CODELCO	Diego de Almagro - Potrerillos 110kv	Diego de Almagro	Llanta	110	2	100	29
		Diego de Almagro - Salvador 110kv	Llanta	Salvador	110	2	71	14
		Diego de Almagro - Salvador 110kv	Diego de Almagro	Salvador	110	1	71	35
		Diego de Almagro - Potrerillos 110kv	Llanta	Potrerillos	110	2	100	34
5	Empresa Eléctrica de Antofagasta	Diego de Almagro - Taltal 110kv	Diego de Almagro	Estructura 153	110	1	53	36
		Diego de Almagro - Taltal 110kv	Estructura 154	Tap planta óxidos	110	1	56	44
		Diego de Almagro - Taltal 110kv	Tap las luces	Taltal	110	1	56	37
		Diego de Almagro - Taltal 110kv	Tap planta oxido	Tap las luces	110	1	56	11
6	Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Emelda - Diego de Almagro 110 kv	Emelda	Diego de Almagro	110	1	112	3
7	Sociedad contractual minera franke	Diego de Almagro - Franke 110kv	Diego Almagro	Franke	110	1	68	75
8	Transec S.A	Diego de Almagro - El Salado 110kv	Diego de Almagro	El salado	110	1	84	30
9	Transec S.A	El Salado - Chañaral 23 kv	El salado	Chañaral	23	1	8	32
10	Transec S.A	Diego de Almagro - Cardones 220 KV	Diego de Almagro	Cardones	220	2	342	164

**Tabla 29. Transmisores conectados al Nudo Carrera Pinto**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Cía.. minera Mantos de Oro	Carrera Pinto - La Coipa 220kv	Carrera pinto	La Coipa	220	1	294	78
2	Transec S.A	Carrera Pinto - San Andrés 220kv	Carrera pinto	San Andres	220	1	197	45

**Tabla 30. Transmisores conectados al Nudo Cardones**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Compañía Minera del Pacífico S.A	Cardones - Totoralillo 220kv	Cardones	Llano de Llampos	220	1	189	46
		Cardones - Totoralillo 220kv	Llano de Llampos	Cerro Negro	220	1	189	19
		Cardones - Totoralillo 220kv	Cerro Negro	Totoralillo	220	1	189	85
2	Central Cardones S.A	Cardones - Central Cardones 220kv	Cardones	Central Cardones	220	1	263	0,1
3	Generadora del Pacífico S.A	Cardones - Medellín 220kv	Cardones	Medellín	220	1	263	0,4
4	Compañía Contractual Minera Candelaria	Cardones - Minera La Candelaria 220kv	Cardones	Minera La Candelaria	220	1	194	11
5	Transelect S.A	Maitencillo - Cardones 220kv I1	Cardones	Maitencillo	220	1	197	139
		Maitencillo - Cardones 220kv I2	Cardones	Maitencillo	220	2	290	139
		San Andres - Cardones 220kv	San Andres	Cardones	220	1	197	30
6	Compañía Minera del Pacífico S.A	Cardones - Magnetita 110kv	Cardones	Magnetita	110	1	31	15
7	Eléctrica Cenizas S.A	Cenizas - Cardones 110kv	Cardones	Cenizas	110	1	51	1
8	Empresa Eléctrica Guacolda S.A	Cardones - Planta Matta 110kv	Cardones	Fundición Paipote	110	1	57	16
		Cardones - Planta Matta 110kv	Fundición Paipote	Planta matta	110	1	57	0,4
9	Compañía Minera Maricunga	Cardones - Refugio 110kv	Cardones	Minera Maricunga	110	1	29	130
10	Transelect S.A	Maitencillo - Cardones 110kv	Cardones	Corona	110	1	46	30
		Maitencillo - Cardones 110kv	Corona	Castilla	110	1	46	22
		Maitencillo - Cardones 110kv	Castilla	Chuschampis	110	1	46	25
		Maitencillo - Cardones 110kv	Chuschampis	Punta de Toro	110	1	46	37
		Maitencillo - Cardones 110kv	Punta de Toro	Maitencillo	110	1	46	27
11	Transnet S.A	Cardones - Copiapó 110kv	Cardones	Copiapó	110	1	53	13
		Copiapó - Hernan Fuentes 110kv	Copiapó	Hernán Fuentes	110	1	53	8
12	Transnet S.A	Hernan Fuentes - Tap Impulsión 110kv	Hernán Fuentes	Impulsión	110	1	62	2
13	Transnet S.A	Tap Impulsión - Caldera 110kv	Impulsión	Caldera	110	1	62	54
14	Transnet S.A	Cardones - Tierra Amarilla 110kv	Cardones	Tierra Amarilla	110	1	62	16
15	Transnet S.A	Cerrillos - Los Loros 110kv	Cerrillos	Los Loros	110	1	62	33

**Tabla 31. Transmisores conectados al Nudo Maitencillo**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	C y T Operaciones	Maitencillo - Caserones 220kv l1	Maitencillo	Caserones	220	2	304	194
2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A	Guacolda - Maitencillo 220kv l1	Maitencillo	Guacolda	220	2	440	35
		Guacolda - Maitencillo 220kv l2	Maitencillo	Guacolda	220	2	260	37
3	Transelec S.A	Las Compañías - Maitencillo	Maitencillo	Algarrobo	110	1	46	33
		Las Compañías - Maitencillo	Algarrobo	Dos Amigos	110	1	79	27
		Las Compañías - Maitencillo	Dos Amigos	Pajonales	110	1	79	17
		Las Compañías - Maitencillo	Pajonales	Incahuasi	110	1	79	24
		Las Compañías - Maitencillo	Incahuasi	Romeral	110	1	79	71
		Las Compañías - Maitencillo	Romeral	Las compañías	110	1	79	15
4	Transelec S.A	Huasco - Maitencillo 110kv	Maitencillo	Huasco	110	1	79	71
5	Transelec S.A	Maitencillo - Agrosuper 220kv	Maitencillo	Agrosuper	220	1	197	0,2
6	Transelec S.A	Maitencillo - Vallenar 110kv	Maitencillo	Vallenar	110	1	51	15,8
7	Transnet S.A.	Vallenar - El Edén 110kv	Vallenar	El Edén	110	1	57	0,0
8	Transnet S.A.	El Edén - Alto del Carmen 110 kv	El Edén	Alto del Carmen	110	1	62	41
9	Transelec S.A	Punta Colorada - Maitencillo 220kv	Maitencillo	Punta Colorada	220	2	197	115

**Tabla 32. Transmisores conectados al Nudo Punta Colorada**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Transelec S.A.	Pan de Azúcar - Punta Colorada 220 kV	Pan de azúcar	Punta Colorada	220	2	197	92
2	Transelec S.A.	Punta Colorada - Maitencillo 220 kv	Punta Colorada	Maitencillo	220	2	197	115
3	Parque Eólico San Juan	San Juan - Punta colorada	San Juan	Punta colorada	220	1	115	83

**Tabla 33. Transmisores conectados al Nudo Pan de Azúcar**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Transelec S.A.	Las Palmas - Pan de Azúcar C2 220 kV	Pan de Azúcar	Don Goyo	220	1	224	76
			Don Goyo	Tap Talinay	220	1	224	36
			Tap Talinay	Las Palmas	220	1	224	50
2	Transelec S.A.	Las Palmas - Pan de Azúcar C1 220 kV	Pan de Azúcar	La Cebada (Parque Eólico)	220	1	224	132
			La Cebada (Parque Eólico)	Tap Monte Redondo	220	1	224	3
			Tap Monte Redondo	Las Palmas	220	1	224	27
3	Transelec S.A.	Pan de Azúcar - Las Compañías 110 kV	Pan de Azúcar	Las Compañías	110	1	79	14
4	Transelec Norte	Pan de Azúcar - Minera Carmen de Andacollo 220	Pan de Azúcar	Minera Carmen de	220	1	224	61
5	Transnet S.A.	Pan de Azúcar - El Peñón 110 kV	Pan de Azúcar	El Peñón	110	1	87	24
6	Transnet S.A.	Pan de Azúcar - El Peñón 66 kV	Pan de Azúcar	El Peñón	66	1	52	24
7	Transnet S.A.	Pan de Azúcar - Marquesa 66 kV	Pan de Azúcar	San Joaquín	66	1	41	9
			San Joaquín	Marquesa	66	1	27	40
8	Transnet S.A.	Pan de Azúcar - San Joaquín 110 kV	Pan de Azúcar	San Joaquín	110	1	68	9
9	Transnet S.A.	Pan de Azúcar - Guayacán 66 Kv	Pan de Azúcar	San Juan	66	2	45	6
			San Juan	Guayacán	66	2	45	4
10	Transnet S.A.	Pan de Azúcar - Rivadavia 110 kV	Pan de Azúcar	Vicuña	110	1	75	71
			Vicuña	Rivadavia	110	1	75	20
11	Enlasa Generación Chile S.A	Las Piedras - El Peñón 110 kV	Las Piedras	El Peñón	110	1	155	0
12	Transnet S.A.	El Peñón - Andacollo 66 kV	El Peñón	Andacollo	66	1	27	24
13	Transnet S.A.	El Peñón - Minera Carmen de Andacollo 110 kV	El Peñón	Minera Carmen de	110	1	75	27
14	Transelec S.A.	Los Molles - Ovalle 66 kV	Los Molles	Estructura 128	66	2	32	36
			Estructura 128	Estructura 129	66	2	29	1
			Estructura 129	Monte Patria	66	2	32	3
			Monte Patria	Ovalle	66	2	32	30

**Tabla 34. Transmisores conectados al Nudo Las Palmas**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

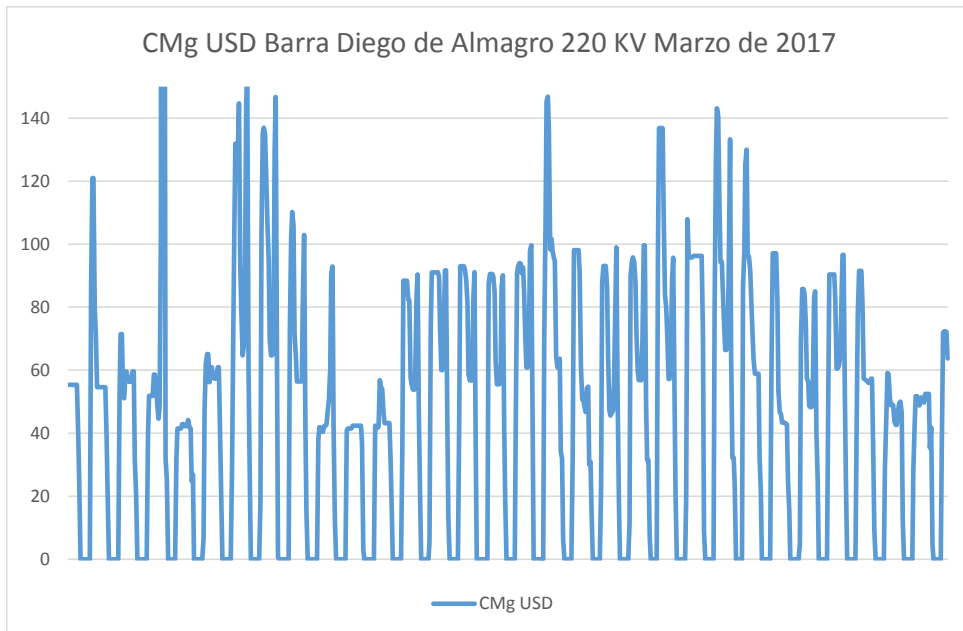
N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Central Eólica Canela S.A	Elevadora Canela II - Las Palmas 220 kV	Elevadora Canela II	Las Palmas	220	1	63	3
2	Norvind S.A	Las Palmas - Totoral 2 220 kV	Las Palmas	Totoral 2	220	1	50	0
3	Transelect S.A.	Los Vilos - Las Palmas 220 kV	Los Vilos	Las Palmas	220	2	224	78
4	Parque Talinay Oriente S.A	Tap Talinay - Talinay 220 kV	Tap Talinay	Talinay	220	1	316	1
5	Parque Eólico El Arrayan SpA	El Arrayan - Don Goyo 220 kV	El Arrayan	Don Goyo	220	1	115	22

**Tabla 35. Transmisores conectados al Nudo Los Vilos**

Fuente: Elaboración propia a partir de Informe "Instalaciones de Transmisión por sistema eléctrico nacional", CNE

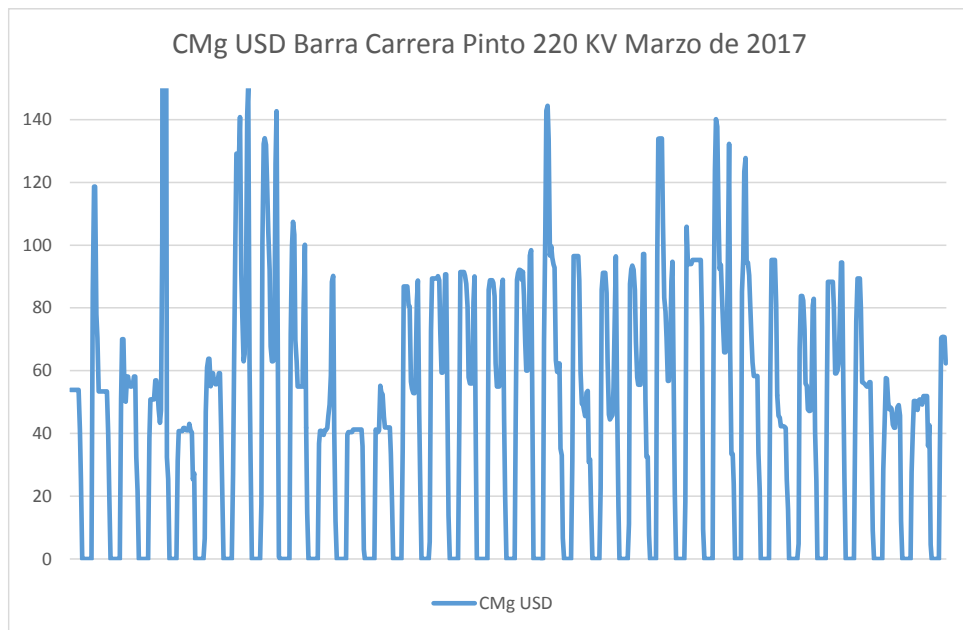
N°	Nombre Empresa	Nombre de la línea	Línea de Transmisión		Tensión kV	N° Circuitos	Potencia MVA	Longitud Km.
			Desde	Hasta				
1	Termoeléctrica Los Espinos S.A	Los Espinos - Los Vilos 220 kV	Los Espinos	Los Vilos	220	1	282	7
2	Transelect S.A.	Nogales - Los Vilos 220 kV	Nogales	Los Vilos	220	2	224	102
3	Potencia S.A	Los Olivos - Choapa 110 kV	Los Olivos	Choapa	110	1	141	0,2
4	Transnet S.A.	Choapa - Quereo 110 kV	Choapa	Quereo	110	1	49	0,2
5	Transnet S.A.	Choapa - Quinquimo 110 kV	Choapa	Quinquimo	110	1	49	62
6	Transnet S.A.	Illapel - Choapa 110 kV	Illapel	Choapa	110	1	42	50
7	Transnet S.A.	Ovalle - Illapel 66 kV	Illapel	El Espino	66	1	28	30
			El Espino	Combarbalá	66	1	28	28
			Combarbalá	El Sauce	66	1	23	24
			El Sauce	Punitaqui	66	1	23	36
			Punitaqui	Ovalle	66	1	27	40
8	Transnet S.A.	Illapel - Salamanca 110 kV	Illapel	Salamanca	110	1	48	25
9	Transnet S.A.	Ovalle - Illapel 110 kV	Ovalle	Illapel	110	1	69	153
10	Transnet S.A.	Salamanca - Estructura 170 110 kV	Salamanca	Estructura 170	110	1	48	8

### **ANEXO 3. CMG EN BARRAS DEL NORTE CHICO**



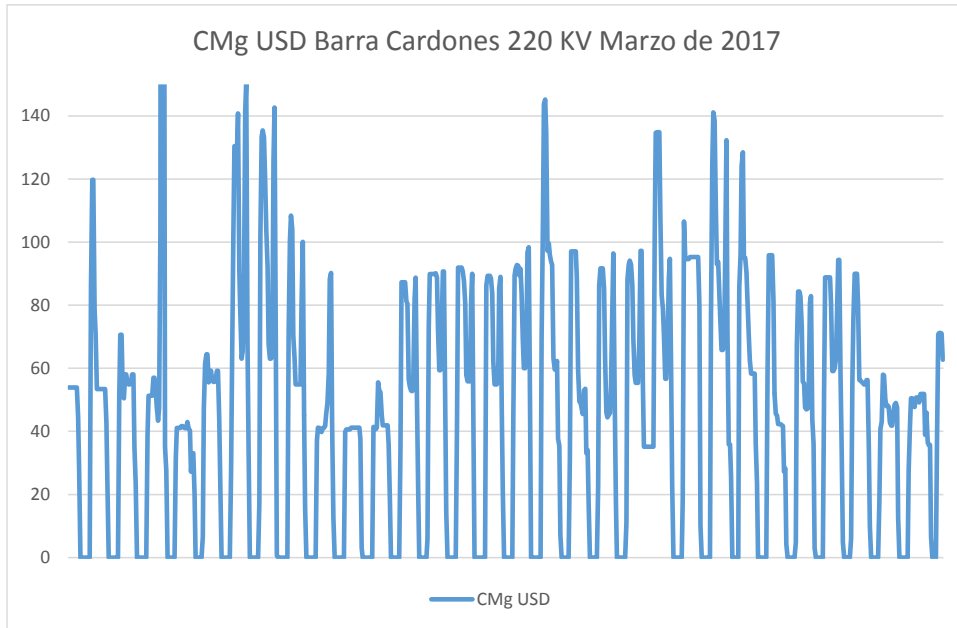
**Figura 43. CMg Nudo Diego de Almagro, Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



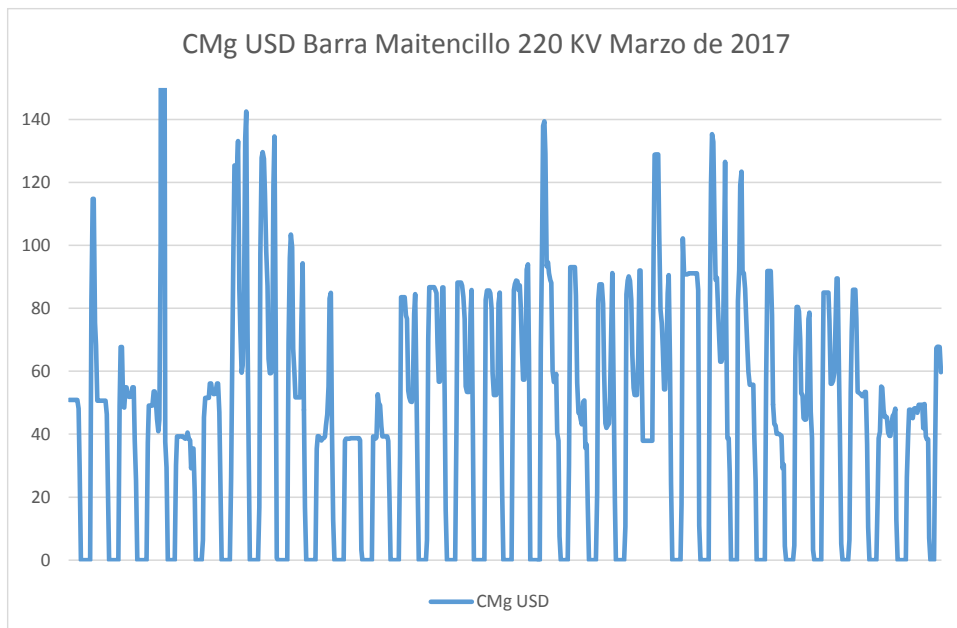
**Figura 44. CMg Nudo Carrera Pinto, Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



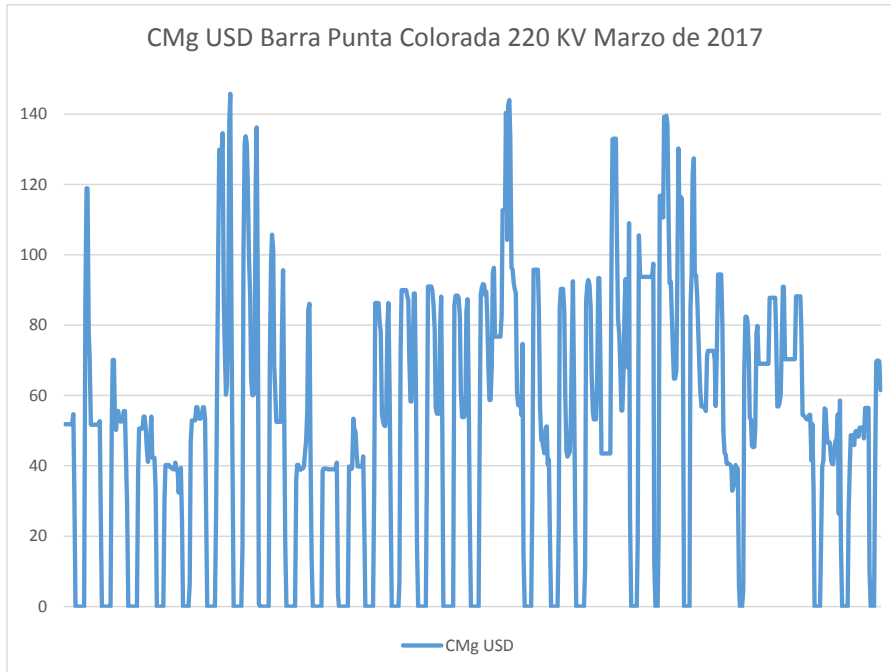
**Figura 45. CMg Nudo Cardones Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



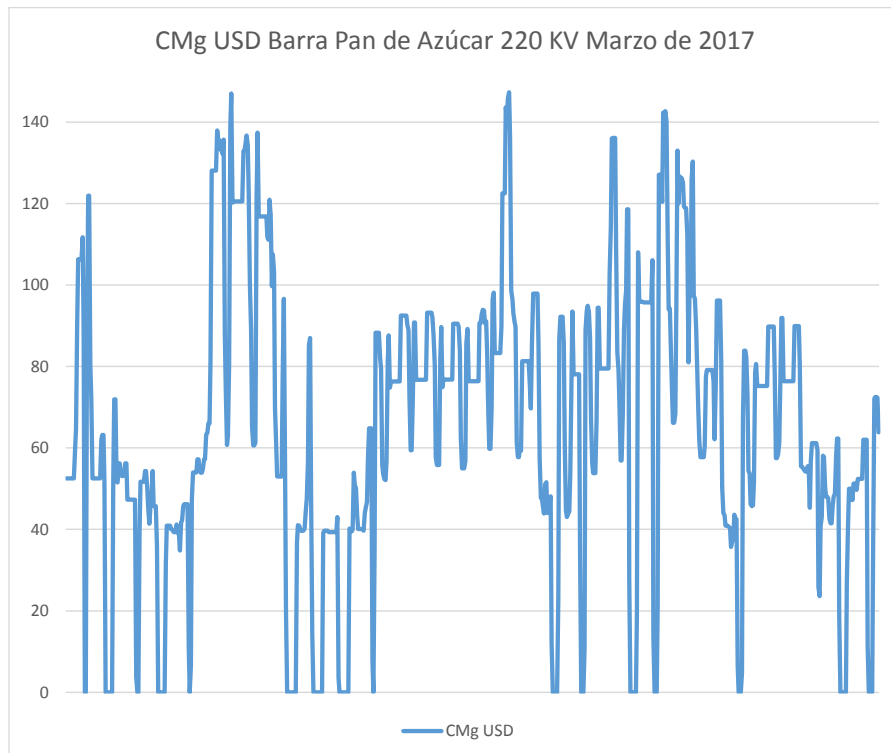
**Figura 46. CMg Barra Maitencillo Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



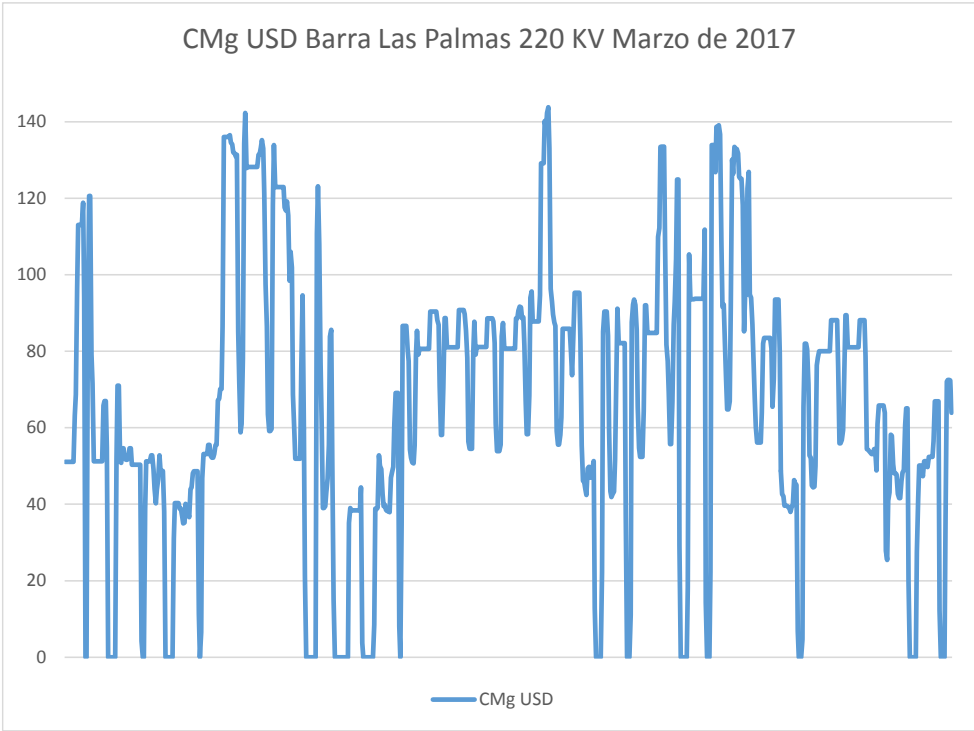
**Figura 47. CMg Barra Punta Colorada Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



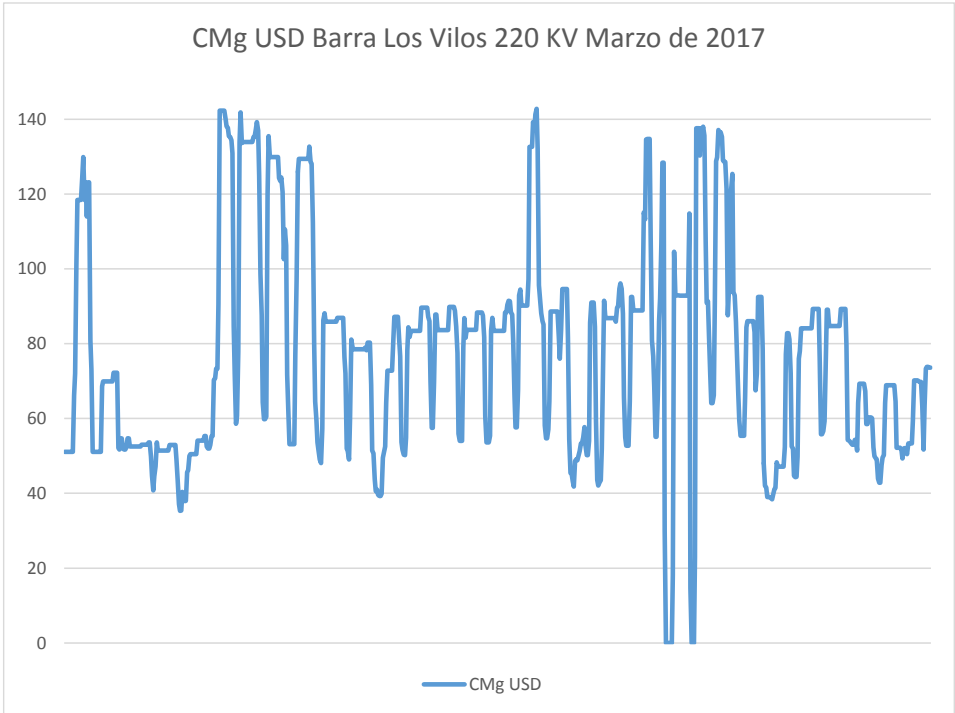
**Figura 48. CMg Barra Pan de Azúcar Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



**Figura 49. CMg Barra Las Palmas Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional



**Figura 50. CMg Barra Los Vilos Marzo 2017**

Fuente: Elaboración propia basada en información del Coordinador Nacional