



# EL SECTOR ENERGÉTICO EN CHILE

Una visión global

**Autores: Macarena Larrea Basterra, Eloy Álvarez Pelegry**

**Editor: Jorge Rodríguez Grossi**

**Prólogo por Jorge Rodríguez Grossi**

 **Orkestra**  
INSTITUTO VASCO  
DE COMPETITIVIDAD  
FUNDACIÓN DEUSTO



**UNIVERSIDAD  
ALBERTO HURTADO**  
FACULTAD DE ECONOMÍA Y NEGOCIOS





# **El sector energético en Chile**

## **Una visión global**

**Macarena Larrea Basterra**

**Eloy Álvarez Pelegry**

**Enero de 2018**

# Documentos de Energía\*

Álvarez Pelegry, Eloy<sup>a</sup>; Larrea Basterra, Macarena<sup>b</sup>

*C/ Hermanos Aguirre n° 2. Edificio La Comercial, 2ª planta. 48014 Bilbao*

*Phone<sup>a</sup>: 34 94.413.90.03- 3247. Fax: 94.413.93.39.*

*E-mail: ealvarezpelegry@orquestra.deusto.es*

*Phone<sup>b</sup>: 34 94.413.90.03- 3246. Fax: 94.413.93.39.*

*E-mail<sup>b</sup>: macarena.larrea@orquestra.deusto.es*

Códigos JEL: E20, E30, K39, L11, L22, L71, L72, L94, L95 N56, N66, N76, O13, O54, R4

Palabras clave: Energía, transformación/transición, reforma, electricidad, gas, petróleo, generación, transporte, regasificación, distribución, mercado, licitaciones, regulación

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente de las instituciones a las que pertenecen. Cualquier error es únicamente atribuible a los autores.

Los autores quieren agradecer muy especialmente por su valiosa contribución a Jorge Corrales Llavona, Asun Angulo Mansilla y Roberto Álvaro Hermana por su ayuda en la búsqueda de información, revisión de documentación, etc. También desean reconocer por su colaboración a Antonio Bacigalupo, Ramiro de Elejalde, Rafael Kutz, Javier Latorre, Celia Martínez, Jorge Rodríguez Grossi y José María Sáez entre otros, así como a todas aquellas personas que han compartido con ellos su conocimiento.

---

\* Documento: Escrito con el que se prueba, edita o hace constar una cosa (Casares). Escrito en que constan datos fidedignos o susceptibles de ser empleados como tales para probar algo (RAE). “Documentos de Energía” constituye una serie de textos que recoge los trabajos promovidos o realizados por la Cátedra de Energía de Orkestra.

# Índice

Prólogo	9
Presentación	11
<b>PRIMERA PARTE: CHILE Y LA ENERGÍA</b>	
1. OBJETO Y ALCANCE DEL ESTUDIO	13
2. ALGUNOS DATOS SOBRE CHILE	15
3. SOBRE LA ECONOMÍA CHILENA	19
4. CONSUMO ENERGÉTICO EN CHILE	22
4.1. Consumo de energía primaria	24
4.2. Consumo de energía final	25
5. SEGURIDAD DE SUMINISTRO	29
5.1. Principales orígenes y destinos del carbón	29
5.2. Principales orígenes y destinos del petróleo	31
5.3. Principales orígenes y destinos del gas	33
6. LAS EMISIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO CHILENO	35
7. POLÍTICA ENERGÉTICA Y REGULACIÓN. PRINCIPALES AGENTES DEL SECTOR ENERGÉTICO CHILENO	39
7.1. Energía 2050	40
7.2. Principales agentes del sector energético chileno	44
<b>SEGUNDA PARTE: GAS Y ELECTRICIDAD</b>	
8. EL GAS NATURAL. LA AMARGA EXPERIENCIA DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA. EL PROTAGONISMO DEL GNL Y LOS GLP	45
8.1. Exploración y producción en Chile de gas natural. El papel de ENAP	46
8.2. Demanda de gas y su cobertura	50
8.3. Gasoductos	52
8.3.1. Las interconexiones gasistas con Argentina	54
8.3.2. Descripción básica de los gasoductos de transporte en Chile	57
8.4. Plantas de regasificación	61
8.4.1. GNL Quintero	61
8.4.2. GNL Mejillones	66
8.5. Distribución de gas	70
8.5.1. Breve descripción de las compañías distribuidoras	72
8.5.2. Sobre las interrelaciones empresariales	80
8.6. Aspectos regulatorios	83
8.7. Aspectos económicos	87

8.7.1. Sobre los precios de las importaciones de gas	87
8.7.2. Sobre los precios de los consumidores domésticos de gas	87
9. EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO. RENOVABLES Y COMPETITIVIDAD	89
9.1. Aspectos regulatorios	90
9.1.1. Principios regulatorios de las energías renovables no convencionales (ERNC)	92
9.1.2. Ley N° 20.257 de 2008	93
9.1.3. Ley 20/25 de 2013	94
9.1.4. Ley 20.698 de 2013 y Ley 20.805 de 2015	95
9.2. El sistema eléctrico chileno. Actividades, infraestructuras y empresas	95
9.2.1. La actividad de generación eléctrica	97
9.2.2. La actividad de transmisión eléctrica	129
9.2.3. La actividad de distribución eléctrica	151
9.3. El mercado eléctrico chileno	165
9.3.1. Mercado mayorista o <i>spot</i>	167
9.3.2. Mercado de contratos bilaterales	169
9.4. Precios de la electricidad	176
9.4.1. Precios <i>spot</i> /Coste marginal	176
9.4.2. Resultados de las licitaciones más recientes	178
9.4.3. Precios nudo	181
9.4.4. Precio medio de mercado	182
9.4.5. Precios a nivel de distribución	183
9.4.6. La problemática de los elevados precios de la electricidad en Chile	189
10. BIBLIOGRAFÍA	191
11. ANEXOS	206
11.1. ANEXO 1. Regiones y población	206
11.2. ANEXO 2. Evolución tipo de cambio Peso chileno/ US Dólar (US\$)	208
11.3. ANEXO 3. Acontecimientos con efectos sobre el sector energético	209
11.4. ANEXO 4. Principales hitos normativos y planes energéticos	210
11.5. ANEXO 5. Principales agentes del sector energético chileno	211
11.6. ANEXO 6. Estructura del Ministerio de Energía	216
11.7. ANEXO 7. Comparación de los Protocolos de 1991 y 1995	217
11.8. ANEXO 8. Producción de petróleo en 2015	218
11.9. ANEXO 9. Estructura del grupo CGE	220
11.10. ANEXO 10. Principales características de los gasoductos chilenos	222
11.11. ANEXO 11. Descripción de gasoductos chilenos por zonas	224
11.12. ANEXO 12. Distribución de gas natural por red	237
11.13. ANEXO 13. Principales compañías generadoras de electricidad y sistema en el que operan	238
11.14. ANEXO 14. Nacionalidad de algunas de las empresas energéticas extranjeras que operan en Chile	240

11.15. ANEXO 15. Mapas geográficos de la red eléctrica de transporte	242
11.16. ANEXO 16. Detalle de energía anual por distribuidora	252
11.17. ANEXO 17. Pasos del proceso de licitación desde 2015 de acuerdo con la Ley 20.805	253
11.18. ANEXO 18. Muestra de facturas	254
11.19. ANEXO 19. Mercado de Certificados Verdes	255
11.20. ANEXO 20. Concesiones vigentes de energía geotérmica (a 21 de marzo de 2017)	258
11.21. ANEXO 21. La leña en Chile	261
11.22. ANEXO 22. Información adicional acerca de las líneas de transporte en Chile	265
AUTORES	267



## Prólogo

El acceso a fuentes modernas de energías y el desarrollo armónico del sector de energía son elementos esenciales en el crecimiento económico, y, por tanto, más que vitales en el desarrollo de los países de ingresos medios y bajos. Todas las actividades económicas requieren energía para operar, y por ello el sector energético es una piedra fundamental.

Una amplia evidencia empírica documenta la importancia de la energía como fuente de desarrollo económico y social. La mayoría de los estudios empíricos muestran que el crecimiento del producto bruto per cápita y el uso de energía están positiva y estrechamente correlacionados. No podría ser de otra manera, en tanto el crecimiento económico significa transformación de bienes en otros bienes, transporte de personas y mercaderías, esfuerzo humano laboral significativo, todo ello requiere energía. Esa energía demanda, a su vez, recursos para ser producida, pero también, eficiencia en su utilización, por cuanto la inteligencia en su uso representa ahorro y muchas veces un mejor medio ambiente.

El acceso a nuevas fuentes de energía contribuye también decisivamente a apoyar el crecimiento económico, especialmente en Chile que es un país tradicionalmente fuerte en energía hidroeléctrica, pero muy dependiente del petróleo, carbón y gas natural. De allí que, gracias al avance tecnológico, se ha hecho comercial el uso de la radiación solar en producción de electricidad, siendo Chile abundantísimo en esa fuente energética. Con menores ventajas absolutas, la energía eólica también ha comenzado a ser empleada en el país. Estas nuevas posibilidades abren fuentes energéticas que tienen la característica de ser autóctonas y renovables. Cuando se recuerda nuestra historia con el gas natural y la dependencia del suministro argentino –que ya no existe–, estas nuevas fuentes energéticas agregan valor de soberanía a la producción de electricidad local.

Cierto es que estas nuevas fuentes de energía también agregan valor ambiental al país, debido a que, en cierta medida, permiten producir con menores grados de contaminación. De esa forma la necesidad de aumentar radicalmente la producción de energía que demanda un país más grande, puede llevarse a cabo controlando efectivamente que el medio ambiente sea cabalmente respetado. Esto es, reconociendo que es vital el rol del sector energético en el desarrollo económico y, por tanto, en la reducción de la pobreza, el uso intensivo de energía plantea también importantes desafíos para la protección del medio ambiente. Nuestro país está reaccionando a este reto mediante el uso y el fomento de energías renovables y limpias, y simultáneamente gravando el uso de combustibles más contaminantes. Esto último cambia los precios relativos de la energía producida con uno u otro tipo de combustible. Igual rol ha jugado el cambio legal en el sector transmisión eléctrica, ya que su costo se ha restado de ser pagado por cada productor según la distancia respecto del consumidor final, y se ha transferido en su totalidad al consumidor final. Ello favorece a los productores más lejanos de los centros de consumo principales.

Quedan en evidencia los importantes escollos económicos que deben sortearse para lograr un desarrollo energético sostenido, equitativo y compatible con la protección del medio ambiente.

Por estas razones es que el estudio *El sector energético en Chile. Una visión global* no podría ser más oportuno. El mismo constituye una aportación relevante que nos permite comprender el funcionamiento del sector energético en Chile.

Se trata de un importante esfuerzo de recopilación, sistematización de datos, y un original análisis que resulta vital a la hora de entender y evaluar la interesante, pero también sinuosa, historia del sector en Chile. Con toda seguridad, el libro será una fuente de lectura obligatoria tanto para los expertos del sector como para las empresas y el público interesado.

Si bien solo una lectura exhaustiva puede hacer justicia al esfuerzo invertido en este estudio, permítaseme destacar dos aspectos centrales del mismo. Por un lado, los autores nos muestran de manera magistral la importancia y el impacto que elementos de naturaleza política tienen sobre el sector. Por el otro, nos proveen de una perspectiva lúcida y general acerca de los avances en materia de diversificación energética en nuestro país.

Respecto del primer elemento, en los años 90 se realizaron grandes inversiones en Chile (gasoductos, centrales a gas natural) basadas en el acceso al gas natural barato desde Argentina. Desafortunadamente, eventos políticos y cambios en las condiciones económicas en el país vecino resultaron en restricciones al suministro del gas hacia Chile. Esta denominada “crisis del gas argentino” nos ayuda a entender que las consideraciones económicas y políticas están íntimamente relacionadas, y las decisiones económicas deben incorporar los factores políticos.

Segundo, al igual que muchos países, Chile se encuentra en una transición desde una matriz energética basada en hidroelectricidad y combustibles fósiles a una matriz basada más en energías renovables. Los autores describen y analizan las políticas públicas que están permitiendo a Chile cumplir una ambiciosa agenda de incorporación de energías renovables. Es posible que otros países puedan sacar lecciones de la experiencia chilena.

Finalmente, me gustaría destacar y aplaudir que el estudio sea parte de una colaboración estrecha entre la Cátedra de Energía de Orkestra, de la Universidad de Deusto y la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado. Dicha colaboración no podría ser posible sin el esfuerzo de los académicos presentes en ambas instituciones.

Jorge Rodríguez Grossi

Ministro de Economía, Pesca y Turismo  
Académico de la Facultad de Economía y Negocios  
Universidad Alberto Hurtado

Santiago, 22 de enero de 2018.

## Presentación

Empieza a ser un lugar común hablar de transiciones energéticas. Los cambios y las transformaciones están ocurriendo en el *mix* energético y en el eléctrico, así como en las infraestructuras de redes, de transporte y distribución, en electricidad y en gas. Por ello, parece evidente que se están produciendo cambios importantes en el sector energético, cambios que afectan a la industria y a la economía y que están transformando el sector energético. Sus repercusiones se sienten ya en la industria y en la economía.

Las transiciones tienen su origen en diferentes factores, sean estos tecnológicos, regulatorios o sociales; y son por tanto complejas, ya que afectan a diferentes tipos de energía y al conjunto de la economía y de la sociedad.

En los últimos treinta y cinco años se ha producido en Chile una importante transformación del sector energético. Se ha duplicado el consumo y la producción de electricidad y se ha modificado la matriz energética, en cuanto al peso de las diferentes energías.

Además, otros hechos como las interrupciones del suministro de gas de Argentina y los periodos de escasa hidraulicidad, han puesto de relieve la elevada dependencia energética del exterior y, en mi opinión, han suscitado el interés por abordar una transición energética en el marco de las tendencias internacionales.

En este contexto se han desarrollado en Chile cambios normativos y regulatorios que están viendo y verán sus frutos en el futuro y que se enmarcan en la estrategia estratégica en el horizonte del año 2050.

Por las razones anteriores, resulta de gran interés conocer, lo más a fondo posible, el sector energético en Chile, con una panorámica amplia y una visión global.

El libro que el lector tiene en sus manos aborda el sector energético en su conjunto y además analiza, a mi entender con profundidad, los sectores eléctrico y de gas que tan esenciales son para la economía en Chile.

Ambos sectores han experimentado cambios continuados y de calado y, en ocasiones, han puesto de manifiesto la necesidad de contar con una visión geopolítica de la energía. En el presente libro se puede apreciar que el análisis de la historia del gas en Chile puede verse como un banco de pruebas para las estrategias energéticas.

Por otra parte, la geografía chilena, de alguna manera, ha ido conformando el transporte y la distribución del gas y de la electricidad en un marco regulatorio que podría decirse nació en los ochenta y que ha ido evolucionando y adaptándose a las realidades económicas y sociales para satisfacer el deseo de suministro de una energía segura, fiable y lo más competitiva posible.

En el marco de la lucha contra el cambio climático, las renovables juegan y jugarán, cada vez más, un papel más relevante y, en ocasiones, decisivo. Aquí, los cambios tecnológicos y la economía, junto con la disminución de costes de ciertas tecnologías, están produciendo transformaciones de las que el sector energético chileno es claro protagonista.

Esta situación no es ajena a la evolución de los mercados energéticos y a la búsqueda de unos precios de la energía, tanto de la electricidad como del gas, que contribuyan a la competitividad y al desarrollo industrial, temas estos muy pertinentes en el presente y en el futuro del sector energético, y que se abordan en este estudio en detalle.

Por todo ello, creo que el estudio *El sector energético en Chile. Una visión global*, por su enfoque, alcance y contenido, es un trabajo notable que contribuirá a conocer mejor y a profundizar en el sector energético en Chile. Estudio que bien servirá para suscitar análisis y debates que faciliten una orientación del sector lo más acertada posible.

Este libro no hubiese sido posible sin la colaboración de la Cátedra de Energía de Orkestra, de la Universidad de Deusto, con la Universidad Alberto Hurtado, que se inició hace ya varios años, siendo este trabajo uno de los resultados de la misma. Por ello, tengo que agradecer en especial a Jorge Rodríguez Grossi que haya acogido las propuestas de colaboración iniciales con la mejor disposición y la mayor eficacia para llevarlas a cabo; así como a Carlos Ponce su eficaz ayuda para que este libro viese la luz.

No quisiera terminar sin agradecer el esfuerzo realizado por los autores a los que les avalan la experiencia en estudios y análisis, que han abordado temas como las transiciones energéticas, los mercados de gas y electricidad, la regulación energética y la competitividad industrial.

La energía está íntimamente ligada al desarrollo humano. Sin una energía sostenible al servicio de las personas no tendremos democracia en el sentido más amplio del término. Espero que la publicación de este libro por la Universidad Alberto Hurtado contribuya a conocer mejor el sector energético en Chile y a reforzar el camino hacia una energía sostenible.

Emiliano López Atxurra  
Presidente del Comité de Patronos de la Cátedra de Energía de Orkestra-IVC

# PRIMERA PARTE

## CHILE Y LA ENERGÍA

### 1. OBJETO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

Como se establece en el documento Energía 2050<sup>1</sup>, no solo en Chile, sino también en el contexto internacional, se están produciendo fenómenos que tienen un impacto directo en la realidad del sector, modificando la composición de la matriz energética, los objetivos y las prioridades en política energética, como:

- Una revolución tecnológica (energías renovables y fósiles no convencionales como el *shale gas*).
- Un incremento del intercambio de energía en los mercados internacionales y de integraciones energéticas regionales.
- Un aumento de la demanda eléctrica y del potencial de eficiencia energética.
- Una creciente preocupación por la descarbonización de la matriz energética.
- Modificaciones en los patrones de consumo de energía.

En este contexto y teniendo en cuenta la situación propia del sector energético chileno, el gobierno emprendió una senda de reforma, cuyo punto de partida podría encontrarse en 2016, cuando se presentaron los criterios de la política energética nacional, resultado de un proceso de planificación participativa de más de un año y medio de duración.

Ante esta situación, el presente estudio trata de ofrecer una imagen lo más completa posible del sector energético chileno. Para ello se estructura en dos grandes apartados.

En el primero se presenta el país, con datos referentes a su demografía y economía. A continuación se recogen datos relativos a la estructura de consumo energético, tanto en términos de energía primaria, final y eficiencia energética como de consumo energético por sectores, donde se observa la importancia del sector minero e industrial.

Este apartado continúa con un breve análisis de las fuentes de energía primaria térmicas tradicionales (carbón, petróleo y gas), donde se hace referencia a los niveles de consumo, producción propia, importación y exportación, relacionándolos con la seguridad de suministro. Los resultados muestran que se trata de un país que, con escasos recursos propios, ha hecho un esfuerzo por explotarlos.

Tras presentar las principales emisiones del sector energético chileno (CO<sub>2</sub> y otras), esta primera parte termina con un resumen de los principales agentes del sector y de la regulación, abordando también el tema de la política energética, donde se presenta una visión de lo que el gobierno espera que sea el sector energético chileno en 2050.

<sup>1</sup> (Ministerio de Energía, 2016c).

El segundo, por su parte, se divide en dos capítulos. En el primero se analiza la situación y desarrollos, tanto normativo como de infraestructuras, relativas al gas en Chile. También se presenta la evolución de los precios del gas y la estructura empresarial del sector.

El siguiente capítulo revisa el sector eléctrico, diferenciando las actividades de generación, transporte y distribución (no existe actividad de comercialización independiente, porque este papel lo desarrollan principalmente las compañías distribuidoras). También se hace especial mención al potencial de desarrollo de renovables en el territorio, que se podría augurar como prometedor, si se tienen en cuenta las previsiones chilenas.

Con todo ello, el objetivo final podría resultar ambicioso, ya que se trata de extraer conclusiones y recomendaciones o hacer previsiones de lo que se espera que acontezca en el país andino en los próximos años, lo que se va recogiendo a lo largo del texto<sup>2</sup>.

Es cierto que en este estudio existen algunas cuestiones que quedan fuera del alcance del mismo, como podría ser el detalle de la cadena de valor del petróleo o las energías renovables en usos finales, lo que no es óbice para que a lo largo de todo el documento se puedan realizar consideraciones a estos respectos.

Finalmente, conviene señalar que a causa de que la mayor parte de la información revisada para este estudio se ha obtenido de fuentes chilenas, podría haber terminologías que no se emplean de la misma manera que aquí. A modo de ejemplo, en Chile se puede hacer referencia a “voltaje”, en lugar de tensión; a “penalidad” en lugar de penalización o multa, o a “estampilla” por peaje postal. En todo caso, se considera que el contexto permite a los lectores españoles comprender el concepto a que se hace referencia.

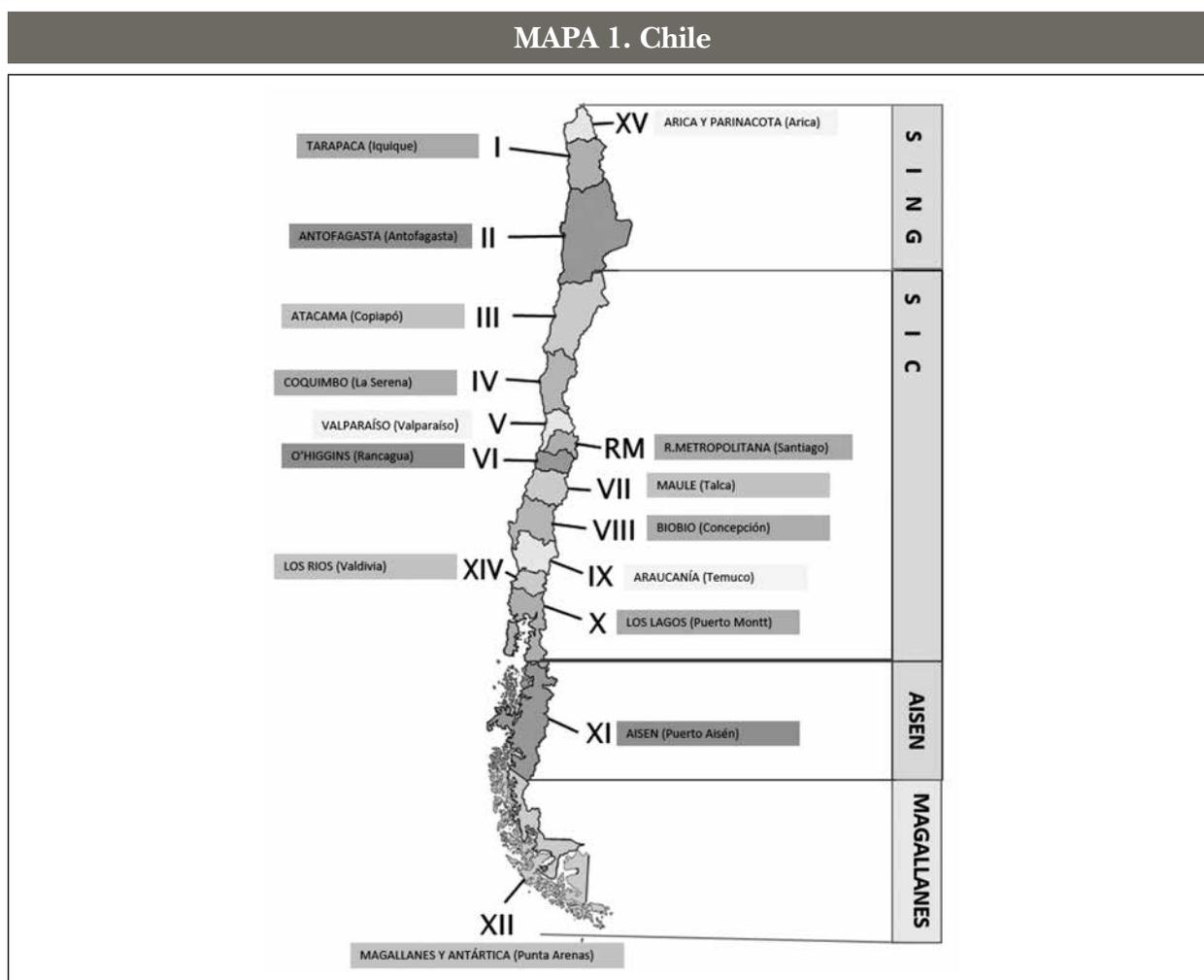
---

<sup>2</sup> Para más detalle ver Álvarez Pelegrý, E. y Larrea Basterra, M. (2017), “Energía en Chile. Un banco de pruebas para las estrategias y las transiciones energéticas”.

## 2. ALGUNOS DATOS SOBRE CHILE

Para entender la situación energética en cualquier país es necesario conocer datos relacionados con su geografía, su población y sus características económicas básicas<sup>3</sup>. En el caso de Chile esto es aún más claro, ya que tiene unas características geográficas muy peculiares, que afectan de forma decisiva a algunos aspectos energéticos.

El Chile continental tiene aprox. 4.400 km de largo, desde el límite norte hasta el Estrecho de Magallanes (52°21' latitud sur), y más de 8.000 km desde la Línea de la Concordia en el límite norte hasta el Polo Antártico. El ancho máximo del territorio chileno es de 445 km y se encuentra en el estrecho de Magallanes a los 52° 21' de latitud sur. La parte más angosta, de 90 km, se encuentra en los 37° 37' de latitud sur en la Región de Coquimbo. Con una superficie total de 2.006.096,3 km<sup>2</sup>, de estos 756.102 km<sup>2</sup> corresponden al área continental, Chile limita al norte con Perú; al este, con Argentina y Bolivia; al sur con el Polo Sur; y al oeste, con el Océano Pacífico.



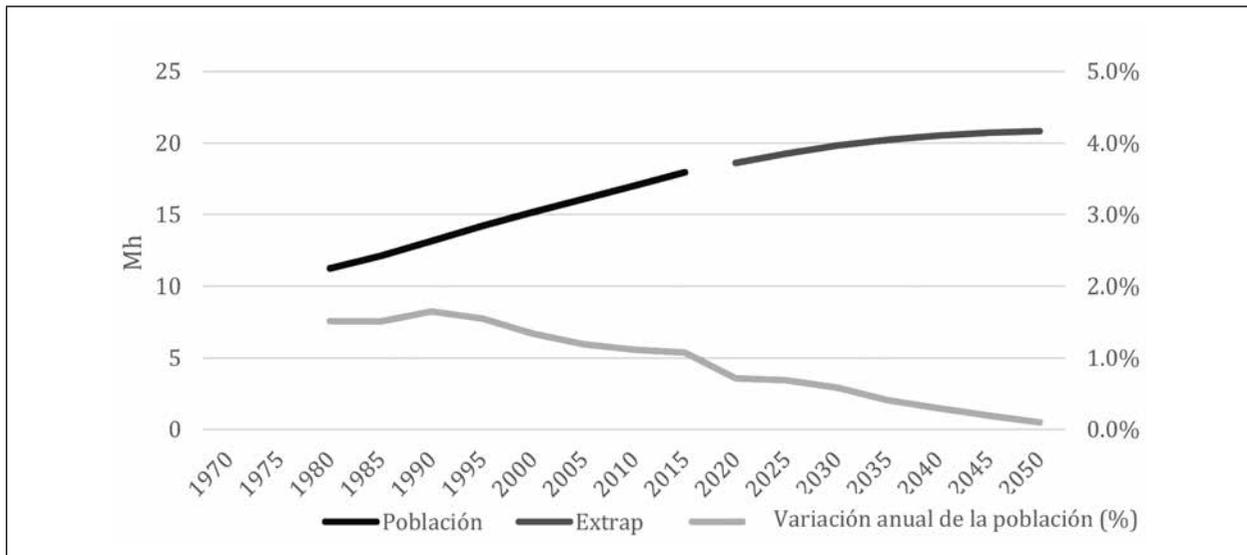
Fuente: (INE, 2016b).

<sup>3</sup> Gran parte de este apartado se ha realizado basándose en (INE, 2016b) y (Universidad de Chile, 2016).

Desde 1978 Chile está dividido administrativamente en regiones, subdivididas en provincias y, desde 1979, estas en comunas. En 2016 el país contaba con 346 comunas<sup>4</sup> reunidas en 54 provincias y en 15 regiones, que por su relevancia para entender los sistemas de electricidad y gas se reflejan en el mapa anterior, donde también se indican los sistemas eléctricos del país, y con más detalle en el anexo 1.

Chile contaba con más de 18 millones de habitantes (18.006.407)<sup>5</sup> al 30 de junio de 2015. De acuerdo con datos del Banco Mundial y Naciones Unidas, entre 1980 y 2015, la población del país se incrementó en casi siete millones de personas, lo que supone un incremento del 60% sobre el valor inicial. Sin embargo, se espera que entre 2015 y 2050 la población solo crezca en 2,8 millones de personas, lo que implica un incremento de la población actual del 13%. Además, Chile ha pasado a tener una demografía similar a la de los países avanzados, con tasas de crecimiento de la población del 0,4%, frente al 1,3% de los 35 años precedentes.

**GRÁFICO 1. Evolución pasada y prevista de la población en Chile (millones de habitantes, Mh) y variación anual de la misma (%)**



Fuente: a partir del Banco Mundial y Naciones Unidas.

Su densidad de población era de 9 habitantes por km<sup>2</sup> si se considera la extensión total del país. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que existen extensas áreas despobladas y que la población se concentra fundamentalmente en la zona continental alcanzando una densidad de 21,5 hab/km<sup>26</sup>.

<sup>4</sup> También forma parte del territorio nacional el Archipiélago de Juan Fernández, las Islas Desventuradas, la Isla Salas y Gómez y la Isla de Pascua; así como el Territorio Chileno Antártico sobre el que Chile reclama soberanía, la Zona Económica Exclusiva de 200 millas y la plataforma continental correspondiente.

<sup>5</sup> La capital, Santiago, de 6,5 millones de habitantes alberga el 36% de la población del país. Cuatro regiones del centro (Metropolitana, Valparaíso, O'Higgins y Biobío), que representan solo el 11% de la superficie del país, tenían en 2015, 12,5 millones de habitantes, el 71% de la población total.

<sup>6</sup> España, con 505.690 km<sup>2</sup>, tenía en enero de 2016, 46.438.422 millones de habitantes y una densidad de población de 91,8 hab/km<sup>2</sup> (INE, 2016c).

Al igual que gran parte del resto del mundo, Chile camina aceleradamente hacia una urbanización creciente. En 2016 más del 50% de la población mundial residía en las ciudades. En Chile, la proporción se acercaba al 90%, en línea con la de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), porcentaje superior a la mayoría de los países de Latinoamérica.

Chile es, en la actualidad, la quinta economía de América Latina, además de un país con un importante historial de implementación de reformas estructurales (World Bank, 2015). Cuenta con numerosas fortalezas, entre las que destacan la claridad y estabilidad de los marcos regulatorios, la profesionalización y cualificación de la Administración central y de las agencias de regulación, así como un sistema judicial fiable, incluso en contenciosos con empresas y entes públicos chilenos. Puede encontrarse financiación a largo plazo en moneda local, aspecto decisivo para moderar el riesgo de cambio en proyectos de infraestructuras. Asimismo presenta un reducido nivel de impagados (Ontiveros, Conthe, & Nogueira, 2004) y (Bachra, Buckley-Pearson, Da Nobrega García, & McQuillan, 2015). Por todo ello, se ha venido considerando como un país apropiado para invertir en infraestructuras y en energía.

La siguiente tabla recoge algunos datos del país de carácter geopolítico y económico. De ellos, destaca el PIB per cápita a paridad de poder de compra, así como la importancia del PIB industrial, que supone más de un tercio de la economía chilena.

TABLA 1. Datos sobre Chile

<b>Población</b>	18.006.407 (2015)
<b>Densidad</b>	21,5 hab/km <sup>2</sup> ; 9 hab/km <sup>2</sup> considerando la totalidad del territorio (2015).
<b>Regiones del País</b>	Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Arica y Parinacota, Valparaíso, Metropolitana de Santiago, Libertador General Bernardo O'Higgins, Maule, Biobío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos, Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo; Magallanes y Antártica Chilena.
<b>Gobernanza nacional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– República de Chile.</li> <li>– Estado unitario, democrático y presidencialista, conformado por diversas instituciones autónomas insertas en un esquema constitucional que determina ciertas funciones y distribuye las competencias entre los órganos del Estado.</li> <li>– La administración del Estado es funcional y territorialmente descentralizada y desconcentrada.</li> </ul>
<b>Gobernanza regional</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– El intendente gobierna cada región, siendo nombrado por el Presidente. Es su representante natural e inmediato en dicho territorio, manteniéndose en sus funciones mientras cuente con su confianza.</li> <li>– La administración regional corresponde a los gobiernos regionales, conformados por el intendente y un consejo regional, integrado por consejeros, electos por votación popular por periodos de 4 años.</li> <li>– El gobierno de cada provincia está a cargo del gobernador, designado y destituido por el Presidente.</li> <li>– La administración local corresponde a las municipalidades, compuestas por un alcalde y un consejo comunal, elegidos por votación popular por periodos de 4 años.</li> </ul>
<b>PIB</b>	240.216 millones US\$ (2015)
<b>PIB per cápita a paridad de poder de compra</b>	23.564 US\$ (2015)
<b>PIB per cápita</b>	13.340 US\$ en (2015)
<b>PIB industrial</b>	35% (2014)
<b>Crecimiento PIB</b>	2,1% (2015)
<b>IPC</b>	1,5% (2017), 4,4% (2015)
<b>Desempleo sobre población activa</b>	5,8 (2015)

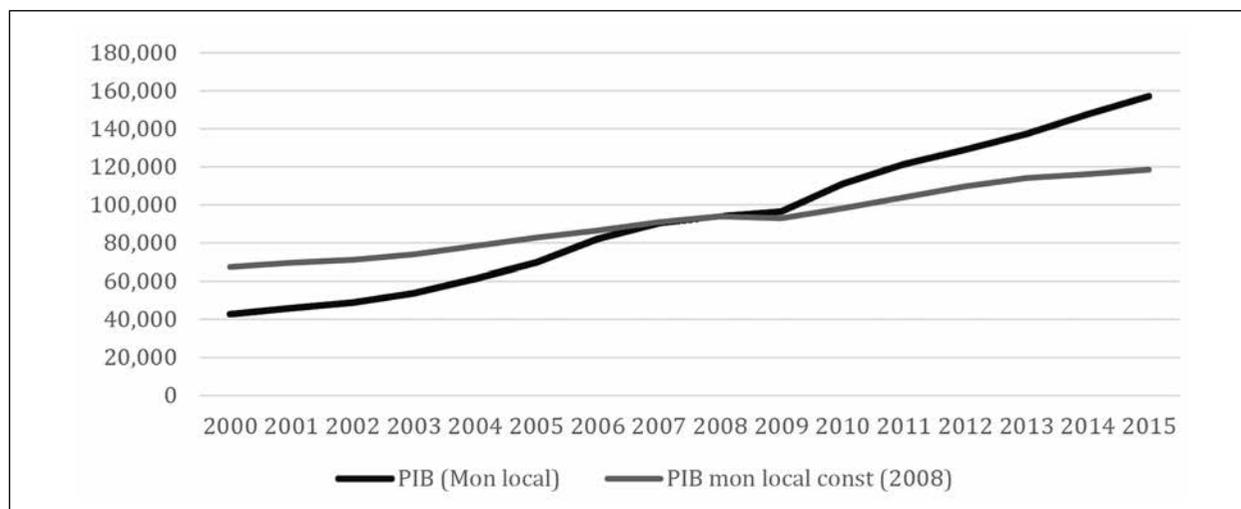
Nota: la moneda del país es el peso chileno, cuya evolución respecto del dólar norteamericano (US\$) se puede ver en el anexo 2.

Fuente: elaboración propia a partir del Banco Mundial, Datos Macro (Oficina de Información Diplomática, 2016), (Deloitte, 2016a).

### 3. SOBRE LA ECONOMÍA CHILENA

Chile tuvo en 2015 un Producto Interior Bruto de 157,1 billones<sup>7</sup> de Pesos chilenos (CPL)<sup>8</sup>. Con la tasa de cambio vigente, supuso alrededor de 240.000 millones de US\$<sup>9</sup>. En Pesos constantes, del año 2008, el valor del PIB en 2015 fue de 118,5 billones de pesos de 2008.

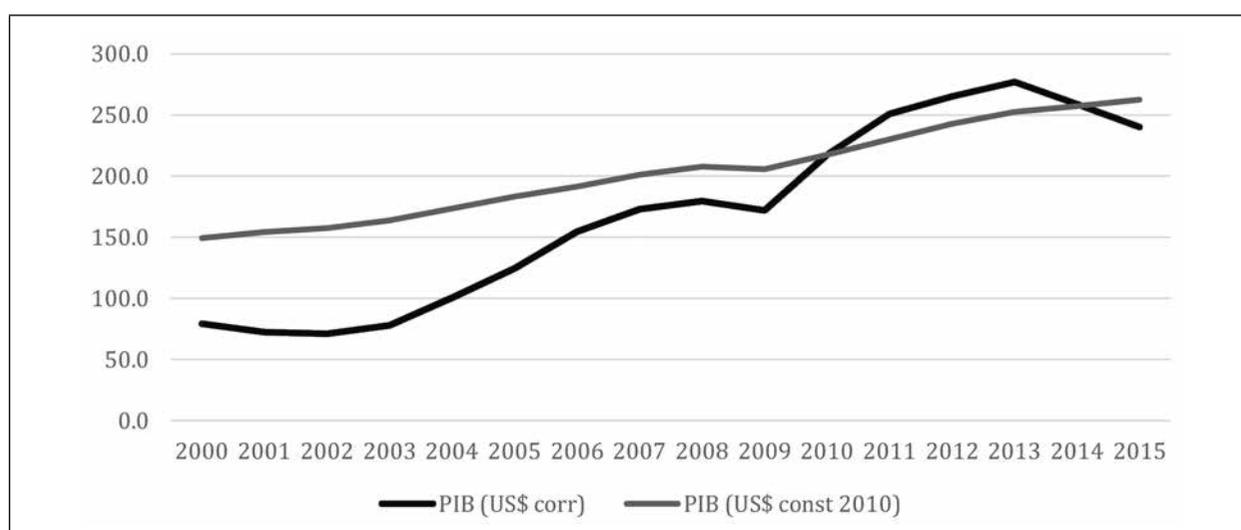
**GRÁFICO 2. Evolución del PIB chileno en miles de millones de pesos chilenos**



Fuente: (Corrales Llavona, 2016) a partir del Banco Mundial.

En este periodo el tipo de cambio del peso chileno respecto del dólar ha variado de forma importante, de ahí las diferencias en la evolución del PIB chileno al mostrarlo en US\$ (nominales de cada año y constantes de 2010).

**GRÁFICO 3. Evolución del PIB chileno en miles de millones de US\$**



Fuente: (Corrales Llavona, 2016) a partir del Banco Mundial.

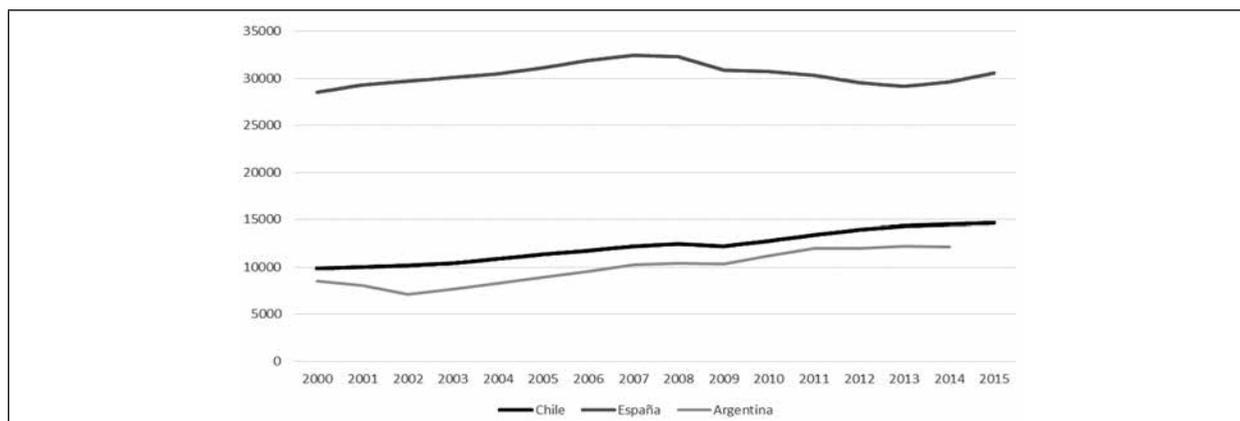
<sup>7</sup> 1 billón = 10<sup>12</sup>.

<sup>8</sup> En el anexo 2 se recoge la revalorización del dólar en 2014 y 2015.

<sup>9</sup> En 2015, en España el PIB ascendió a 1,193 billones de US\$.

Si se compara la evolución en estos años del PIB de la economía de Chile, con el de Argentina y España, se observa que aunque el PIB por habitante de España es superior, 30.580 US\$ (2010) en 2015 frente a los 14.630 chilenos, los datos de España muestran la crisis financiera que ha azotado fuertemente a los países europeos desde 2008. En efecto, el PIB por habitante español en 2015 era el mismo que en 2004.

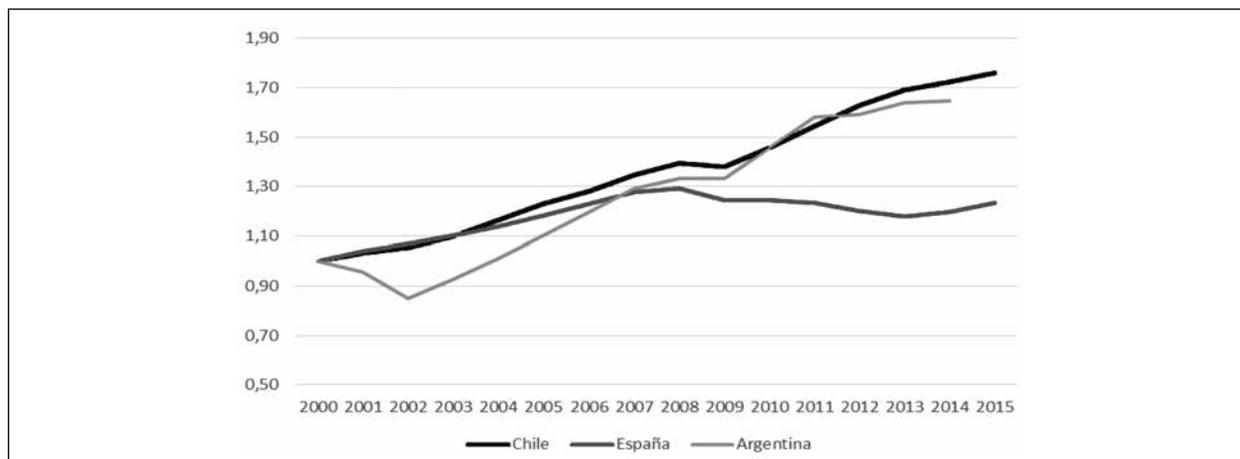
**GRÁFICO 4. Evolución del PIB por habitante (US\$ 2010/hab)**



Fuente: (Corrales Llavona, 2016) a partir del Banco Mundial.

De los países considerados, Chile es el que mejor ha evolucionado en este periodo. Tomando como base el valor del PIB en 2000, la evolución del PIB por habitante (PIBph) de cada país se presenta en el siguiente gráfico. España muestra el estancamiento a partir de 2008, y Argentina los efectos de la crisis de principios de este siglo.

**GRÁFICO 5. Evolución relativa del PIB por habitante (1 = PIBph 2000)**

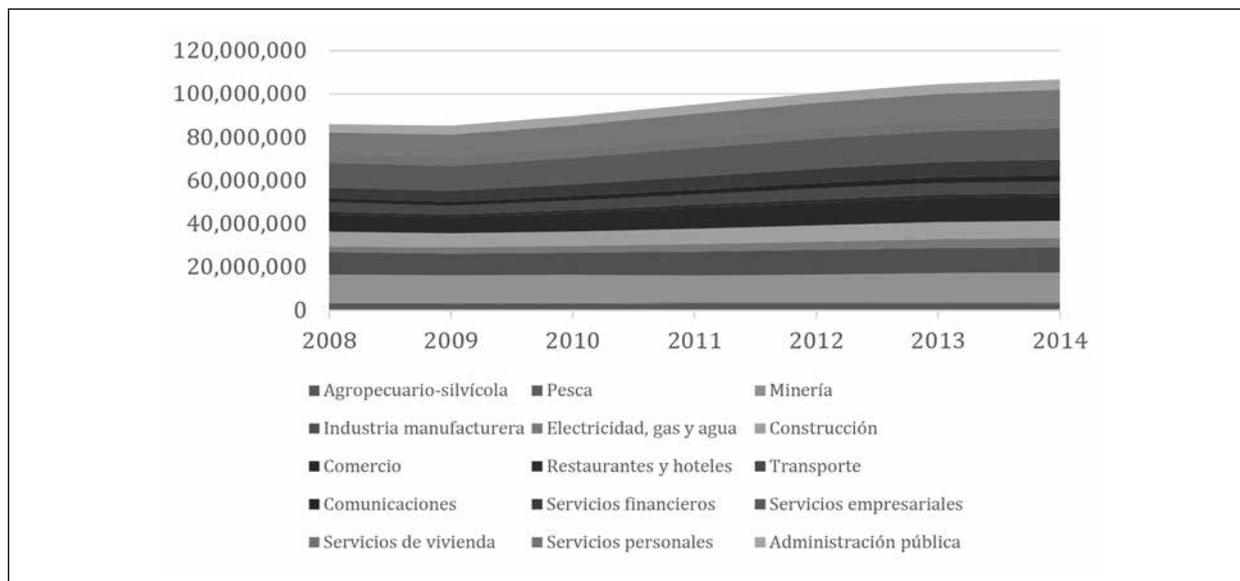


Fuente: (Corrales Llavona, 2016) a partir del Banco Mundial.

Por sectores, Chile es un país con una economía basada fundamentalmente en los servicios y la minería (del cobre principalmente) como se puede observar en los siguientes gráficos. Como consecuencia de ello resulta muy vulnerable a la caída de los precios de este mineral<sup>10</sup> (Jurado, 2016a).

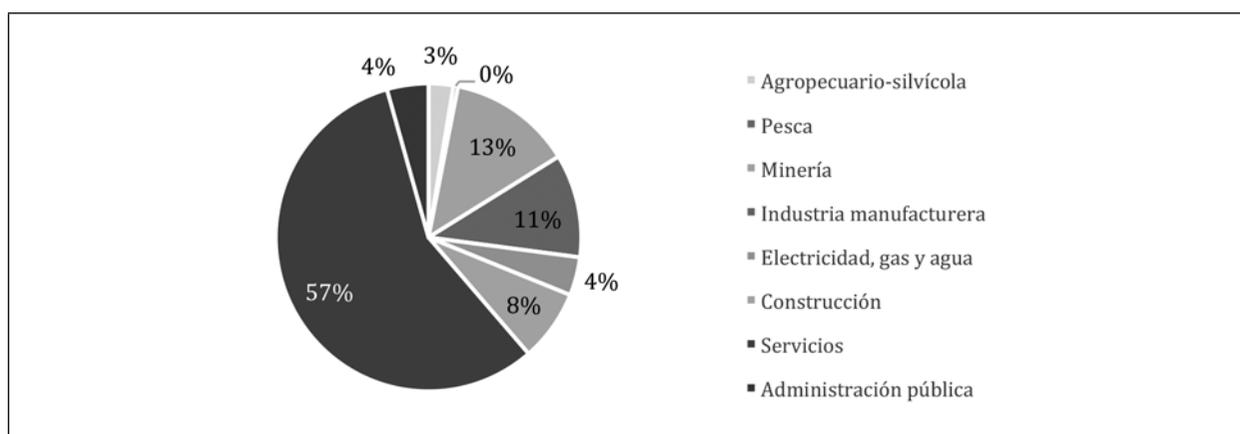
<sup>10</sup> Chile, en 2015, fue el principal exportador mundial de cobre. En 2016, con la situación de precios de este metal a la baja pasó a ocupar una segunda posición (Marticorena, 2016). Codelco (Corporación Nacional

**GRÁFICO 6. PIB por actividad económica, a precios del año anterior, referencia 2008 (millones de pesos)**



Fuente: elaboración propia a partir de (INE, 2016b).

**GRÁFICO 7. Estructura del PIB de 2014**



Fuente: elaboración propia a partir de (INE, 2016b).

Es posible señalar que no solo el sector energético, objeto de este estudio, está transformándose, también la industria está en un proceso de transformación (Alfaro & Jurado, 2016), reorganizando su tradicional modelo de negocio y buscando también reducciones de costes.

del Cobre), con más de 100 años de experiencia, es una empresa autónoma (se entiende por autónoma que es pública), que se dedica a la exploración, desarrollo y explotación de recursos mineros de cobre y subproductos. Es la principal productora de cobre de mina del mundo y líder en reservas de este mineral a nivel mundial, considerándose motor de desarrollo del país.

## 4. CONSUMO ENERGÉTICO EN CHILE

En términos energéticos, Chile es un país con limitados recursos propios. Es altamente dependiente de los mercados externos, en 70% de combustibles fósiles (Deloitte, 2016a). Con una demanda en crecimiento, elevados costes de la electricidad debidos a los costes de distribución y a los obstáculos en la importación, las crisis que ha sufrido, en particular la del gas natural, han favorecido la inversión en seguridad de suministro, con un énfasis creciente en energías renovables (hidráulica, eólica, solar y biomasa).

Su objetivo es ahora sacar provecho del elevado potencial con que cuenta de estas energías (por ejemplo de energía solar y geotérmica en el desierto de Atacama). Cuenta para ello con un apoyo regulatorio considerable en esta materia, que hace de Chile ser el único país latinoamericano que exige a sus empresas eléctricas cumplir con una cuota de renovables (Bachra *et al.*, 2015).

**TABLA 2. Datos energéticos de Chile**

Indicador	Estado
Intensidad energética <sup>11</sup>	4,23 MJ/US\$ (2014) <sup>12</sup>
Consumo de energía renovable (sobre energía final total)	41,28% (2015)
Importaciones de energía netas <sup>13</sup>	63,93% (2014)
Emisiones de CO <sub>2</sub> <sup>14</sup>	83.171.227 (toneladas en 2013).
Emisiones de CO <sub>2</sub> en industrias del sector energético	31,32% (2013)

Fuente: elaboración propia a partir del Banco Mundial, (Oficina de Información Diplomática, 2016), (Deloitte, 2016a).

En este sentido, en la actualidad, el país pretende modificar la matriz energética, evolucionando hacia las energías renovables como alternativa para disminuir la dependencia exterior, por no contar por ejemplo con cantidades relevantes de hidrocarburos en su territorio.

Durante los últimos años la economía chilena ha experimentado un aumento considerable del consumo energético. Además, el país es muy dependiente de las importaciones de energía. En 1990 su consumo era de una tonelada equivalente de petróleo (tep) por habitante. Hoy es de dos tep/habitante, cifra inferior a la de los países desarrollados. Así, el consumo per cápita es alrededor de la mitad del consumo per cápita promedio de los países de la OCDE (Ministerio de Energía, 2016c).

Basados en los datos de eficiencia energética, no parece que Chile sea un país particularmente ineficiente en términos energéticos. No obstante, si bien ha logrado avanzar en esta materia en la última década, existe aún un amplio espacio de mejora.

<sup>11</sup> En energía primaria.

<sup>12</sup> Para estimar la intensidad energética se emplea el PIB a paridad de poder de compra en datos constantes de 2011.

<sup>13</sup> En 2011 fue del 70,6%.

<sup>14</sup> Tendencia creciente desde el año 2000.

TABLA 3. Evolución de la eficiencia energética

		1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Población	Mhabitante (Mh)	13,14	14,19	15,17	15,36	15,54	15,73	15,91	16,10	16,28	16,46	16,65	16,83	17,02	17,20	17,39	17,58	17,76
Energía primaria	PJ	585,7	766,7	1.052,0	1.032,3	1.068,8	1.079,9	1.150,0	1.185,7	1.234,1	1.280,0	1.267,7	1.234,0	1.289,4	1.404,9	1.555,3	1.616,3	1.506,9
	Mtep	13,9	18,3	25,1	24,6	25,5	25,8	27,5	28,3	29,5	30,6	30,3	29,5	30,8	33,5	37,1	38,6	51,41
Intensidad energética	MJ/\$2011 PPP	4,82	4,16	4,66	4,42	4,48	4,36	4,37	4,27	4,26	4,20	4,03	3,96	3,91	4,03	4,23	4,23	3,87
	PJ/Mh	44,6	54,0	69,3	67,2	68,8	68,7	72,3	73,7	75,8	77,7	76,2	73,3	75,8	81,7	89,4	92,0	84,8
	tep/h	1,07	1,29	1,66	1,61	1,64	1,64	1,73	1,76	1,81	1,86	1,82	1,75	1,81	1,95	2,14	2,20	2,03

Nota: Mtep = un millón de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe en inglés). Equivalen a 41,8 Petajulios (PJ) o  $9,98 \times 10^{15}$  calorías (10 Petacalorías).

Fuente: elaboración propia a partir de datos del Banco Mundial.

Además, se ha producido un desacople importante del consumo de energía respecto del crecimiento, como consecuencia de las medidas de eficiencia energética introducidas, así como por los incrementos de los precios de la energía que han promovido un uso más racional de la energía.

Chile presenta un elevado coste energético<sup>15</sup>, lo que repercute en la competitividad del territorio; esperándose que en los próximos años se produzca un aumento de las tarifas eléctricas.

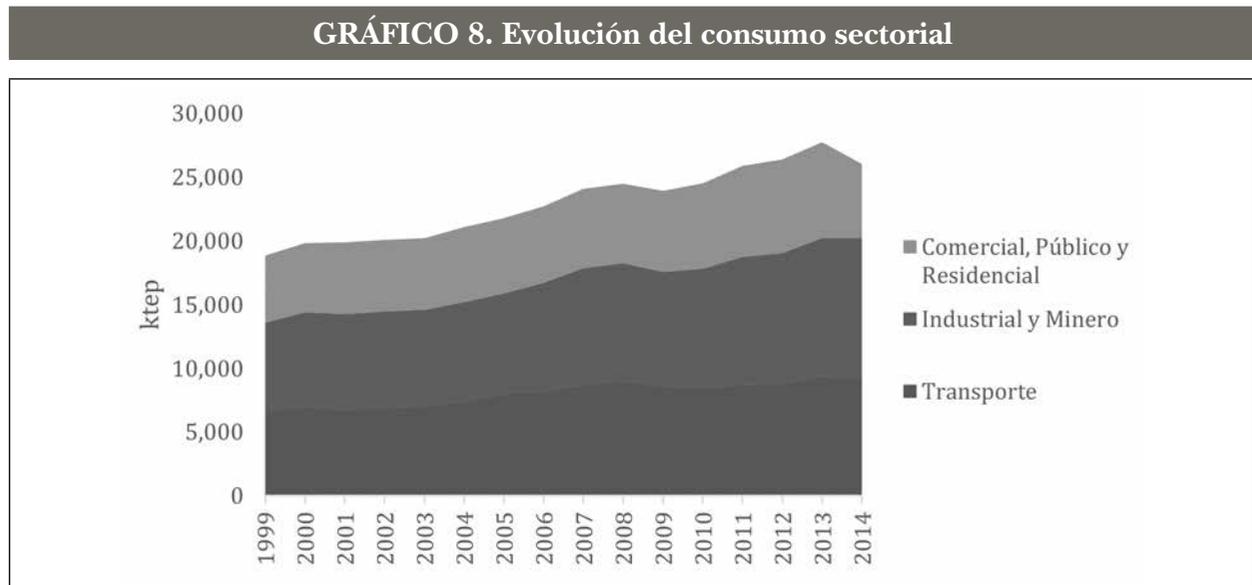
El consumo de energía en Chile se realiza por tres grandes sectores consumidores: el primero el comercial, público y residencial (CPR), el segundo el industrial y minero, y el tercero el transporte.

El sector que comprende la industria y la minería fue el mayor consumidor de energía en 2014, con cerca del 40% del consumo final del país (33% electricidad, 26% diésel y 20% biomasa). El 24% corresponde a la industria y el 16% a la minería. El transporte fue el segundo mayor consumidor de energía, con cerca del 33% del total en 2014. El 99% provino de derivados del petróleo (diésel y gasolina fundamentalmente). El 21% del consumo final correspondió al sector comercial, público y residencial, donde la electricidad supuso alrededor del 34%; la biomasa (principalmente leña) el 32%; los gases licuados del petróleo el 18% y el gas natural el 11%.

Se puede señalar que se trata de una estructura de consumo energético sectorial, que no por fuentes de energía, relativamente similar a la de la CAPV, pero distinta de la de países de la UE, incluida España.

<sup>15</sup> El precio de la electricidad para la industria se encuentra entre los más caros del mundo (0,15 US\$/kWh en 2014), frente a los 0,16 de Brasil y Japón y 0,07 de Estados Unidos. Además, en el contexto de los países de América del Sur, América Central y el Caribe, también tiene unos precios de la electricidad para consumidores finales superiores tanto antes como después de impuestos. En todo caso, sí se puede señalar que las diferencias son menores después de impuestos (CIER, 2015).

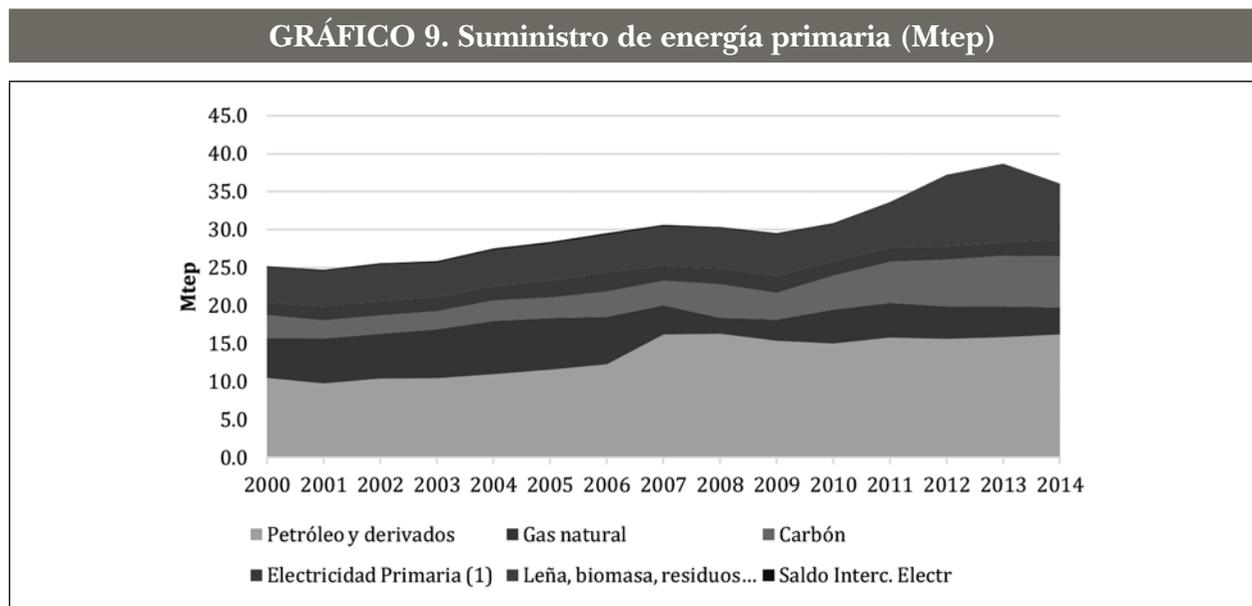
Entre 1997 y 2017 el consumo energético creció 2,5% anual, siendo el sector minero y el comercial los que experimentaron el mayor aumento. A continuación se presenta la evolución del consumo por sector.



Fuente: elaboración propia a partir de (División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía, 2015).

#### 4.1. Consumo de energía primaria

Chile tuvo en 2014 un consumo de energía primaria de 36 Mtep<sup>1</sup>; 2,5 veces el consumo de 1990 y 50% más elevado que el del año 2000 (25 Mtep). El *mix* de energías primarias de Chile en 2014 fue muy parecido a 1990, lo que muestra la dificultad o lentitud del cambio de los *mix* energéticos.



Nota 1: (1) hidráulica, solar y eólica.

Nota 2: se ha considerado la importación de productos derivados del petróleo como suministro de energía primaria.

Fuente: (Corrales Llavona, 2016) a partir de la IEA.

El gráfico anterior muestra la reducción del consumo de gas natural tras la suspensión de las importaciones de gas argentino. Además, también se observa que en los últimos años se ha producido un cierto crecimiento del consumo de carbón (en generación de electricidad principalmente).

**TABLA 4. Balance de energía primaria en 2014 (tep)**

Unidades físicas	Producción Bruta	IMP	EXP	Var. Stock+ Pérdidas y cierre	Consumo bruto	Estructura del consumo bruto
Petróleo Crudo	384.800	9.940.000	0	-26.500	10.351.300	
Gas Natural	738.100	3.239.000	0	194.600	3.782.400	
Carbón	2.914.700	5.937.100	1.555.900	-388.800	7.684.700	
Hidroelectricidad [GWh]	23.377	0	0	0	23.377	
Eólica [GWh]	1.443	0	0	0	1.443	
Biomasa	7.375.200	0	0	-17.400	7.392.600	
Solar [GWh]	489	0	0	0	489	
Biogás	55.500	0	0	-2.000	57.600	

Nota 1: IMP = importaciones, EXP = exportaciones.

Nota 2: Consumo bruto = Producción Bruta + Importaciones – Exportaciones + Variación de Stocks, Pérdidas y Cierres.

Fuente: elaboración propia a partir de (División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía, 2015).

El 32,9% del consumo de energía primaria corresponde al crudo, seguido del carbón (24,4%) y de la leña y biomasa (23,7%), siendo el elevado peso de la biomasa una característica particular del país, junto con la participación de la energía hidráulica (6,4%). Se puede destacar que el 95% del petróleo es importado, mientras que la biomasa es la principal fuente energética autóctona (Ministerio de Energía, 2016c).

#### 4.2. Consumo de energía final

En términos de energía final<sup>16</sup>, la electricidad ha ganado peso, pero continúa por debajo de los derivados del petróleo. En 2010, representaba el 19,2% frente al 22,4% en 2014 (Ministerio de Energía, 2016c).

Chile podría aumentar el peso de la electricidad renovable reduciendo progresivamente el consumo de productos derivados del petróleo, carbón o gas; aunque al igual que les pasa a otros países desarrollados la inercia del sistema energético es difícil de cambiar.

<sup>16</sup> Se entiende que en Chile energía secundaria es el término empleado para la energía final.

TABLA 5. Balance de energía secundaria en 2014 (tep)

	Producción bruta	Importación	Exportación	Var. Stock+Perd y Cierre	Consumo Final	Consumo CTR	Consumo Total
Derivados de Petróleo	10.233.470	7.676.656	620.921	479.252	15.395.277	1.185.754	16.809.953
Electricidad	7.186.957	0	0	173.466	6.031.602	0	6.031.602
Carbón	7.684.738	0	0	0	235.330	7.449.408	7.684.738
Coque Mineral	302.337	3.457	104.174	-30.576	7.566	224.630	232.196
Alquitrán	15.510	0	0	0	15.510	0	15.510
Gas Coque	95.328	0	0	414	68.375	26.539	94.914
Gas Corriente	12.839	698	0	2.811	10.726	0	10.726
Gas Alto Horno	108.703	0	0	6.970	100.488	1.245	101.733
Gas Natural	3.782.443	0	0	0	1.753.351	2.029.091	3.782.442
Metanol	89.483	0	89.483	0	0	0	0
Biomasa	7.375.237	0	0	-17.362	4.017.535	3.375.064	7.392.599
Biogás	55.538	0	0	-2.047	1.975	55.609	57.584
<b>Total</b>	<b>36.942.582</b>	<b>7.680.811</b>	<b>814.578</b>	<b>612.927</b>	<b>27.637.735</b>	<b>14.347.340</b>	<b>42.213.998</b>

Nota 1: CTR = centros de transformación.

Nota 2: Gas corriente: mezcla de biogás o propano enriquecida con GLP o gas natural. Su medio de distribución es por la red de cañerías de los gasómetros. Utilizada para cocinar alimentos, calentar agua, climatizar viviendas, entre otros usos. La gran parte del uso de este combustible es en el sector CPR.

Fuente: (División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía, 2015).

En 2014 los derivados del petróleo supusieron el 40%<sup>17</sup> del total de energía final, el gas más del 9% y el carbón el 18%. La electricidad y la biomasa supusieron el 14% y el 18%, respectivamente (Ministerio de Energía, 2016c)<sup>18</sup>.

Teniendo en cuenta estas cifras, se puede decir que entre las principales debilidades del sistema energético chileno se encuentran la elevada dependencia de los combustibles fósiles, así como una gran dependencia del exterior.

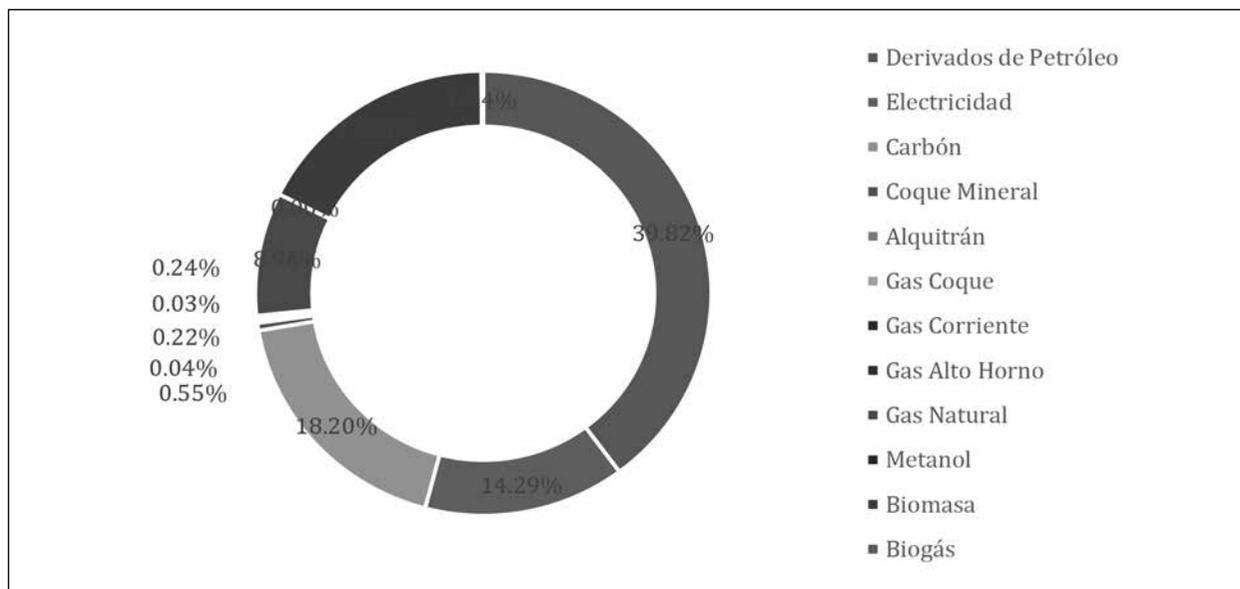
En Chile, tradicionalmente la generación de electricidad a partir de fuentes renovables se basaba principalmente en la hidroeléctrica, habiéndose producido en los últimos años un gran desarrollo de las energías renovables no convencionales<sup>19</sup> (ERNC), que, en 2015, supusieron el 11,43% de la generación eléctrica del país.

<sup>17</sup> Esta cifra incluye la electricidad que tiene este origen.

<sup>18</sup> En España estas cifras fueron: 49% derivados del petróleo, 18% gas, 1,9% carbón y 24,7% electricidad. La biomasa en usos finales supuso el 4,7%.

<sup>19</sup> De acuerdo con la Ley 20.257, los medios de generación renovables no convencionales son los que presentan alguna de las siguientes características: a) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos, b) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW, c) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica,

**GRÁFICO 10. Energía secundaria en 2014**



Fuente: elaboración propia a partir de (División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía, 2015).

Las fuentes más importantes de bioenergía en Chile son la biomasa forestal, que permite generar energía eléctrica o térmica en centrales de cogeneración y la combustión de biogás y los biocombustibles, que si bien han sido evaluados, no se han desarrollado a escala comercial (Deloitte, 2016c).

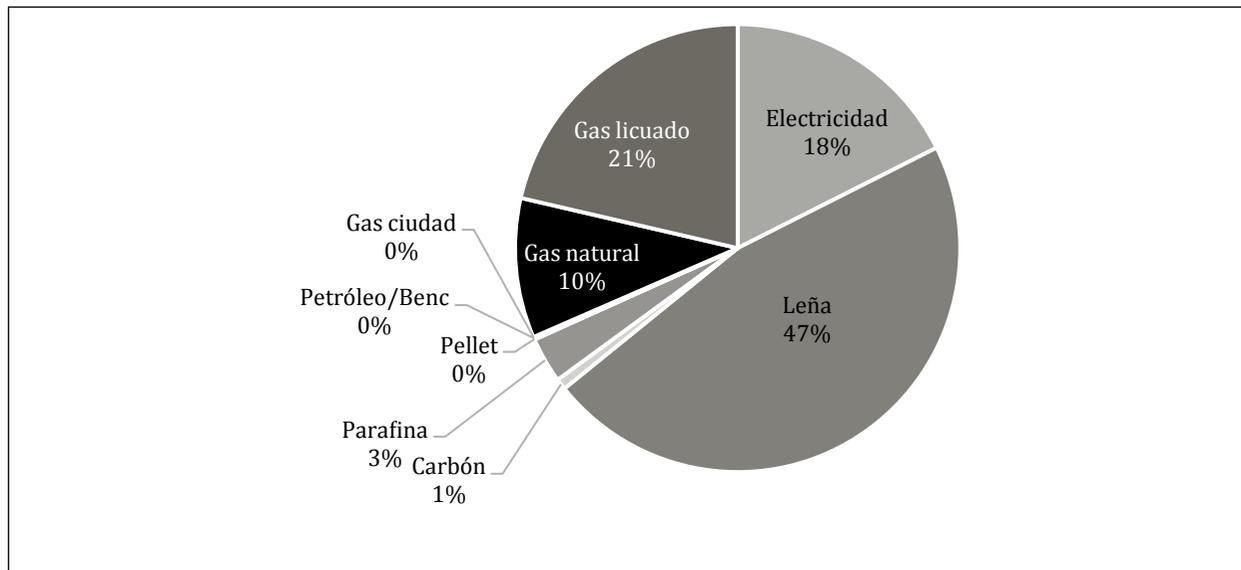
La biomasa tiene un importante peso en el *mix* energético de Chile, siendo un elemento diferencial respecto de otros países y también una oportunidad de desarrollo de renovables en usos finales. Si bien no de forma generalizada en todo el país, la leña es una fuente de energía profundamente arraigada en la zona centro y sur de Chile, principalmente para usos residenciales. Tanto es así que, tras el petróleo, es el segundo elemento de mayor relevancia en la matriz energética.

Debido a la tendencia a utilizar leña en los usos finales (no solo en la generación eléctrica, sino también en usos como la calefacción), la mejora de la eficiencia en su uso y la reducción del impacto ambiental de la misma son aspectos fundamentales y necesarios, que contempla el Ministerio de Energía de Chile en diversos documentos.

El siguiente gráfico muestra la relevancia del consumo de leña en la matriz energética residencial.

d) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, e) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, f) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, g) Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la CNE, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un reducido impacto ambiental.

**GRÁFICO 11. Presencia del consumo de leña en la matriz energética residencial.  
Consumo de energía por combustible**



Fuente: (Gianelli, Aguirre, Silva, Mellado, & Aguayo, 2014).

## 5. SEGURIDAD DE SUMINISTRO

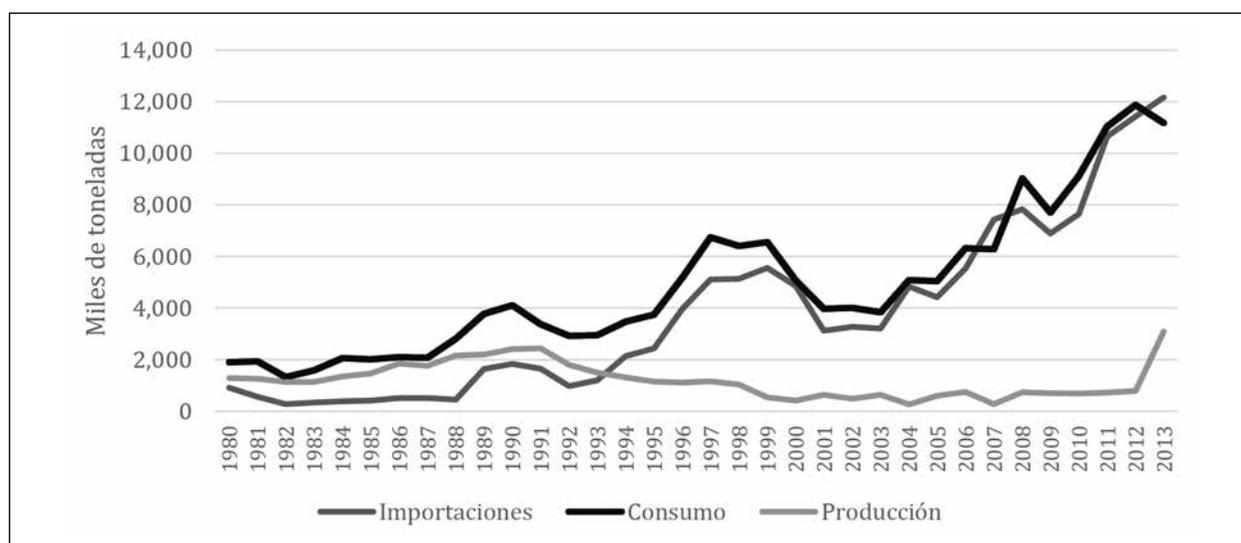
Chile es un país con escasos recursos energéticos propios, lo que hace que dependa en 60% de las importaciones de energía. Además, tiene dificultades para importar o exportar electricidad, como consecuencia de las reducidas interconexiones, por lo que depende, en gran medida, de las importaciones de energías fósiles y de las fuentes energéticas autóctonas. En este contexto, Chile se enfrenta al importante reto de atender una demanda de energía que se espera crezca alrededor del 6-7% para 2020.

A continuación se presentan algunos datos relativos a la producción, importación, exportación y consumo por fuente de energía.

### 5.1. Principales orígenes y destinos del carbón

La compra, tratamiento y venta del carbón en Chile es una actividad desregulada. Durante la última década se ha producido un importante aumento del consumo de carbón, lo que unido a un reducido nivel de producción doméstica, ha aumentado las importaciones al mismo ritmo que el consumo.

**GRÁFICO 12. Evolución de la producción, importaciones y consumo de carbón en Chile**



Fuente: (Index Mundi, 2016).

No obstante, la producción de este combustible ha aumentado de manera considerable en el período 2012-2014, pasando de representar apenas el 6% de las importaciones a suponer más de 35% de las mismas.

El principal sector consumidor de carbón es el sector eléctrico, donde se ha producido un crecimiento de la demanda del 70%<sup>20</sup>. Su mayor utilización en el sector eléctrico tiende a

<sup>20</sup> Desde 2007 y el fin del suministro de gas desde Argentina, las importaciones de carbón han aumentado, así como la proporción de carbón utilizado en la generación de electricidad. En este sentido, entre 2007 y 2012 se pusieron en funcionamiento 2.155 MW de carbón, casi tanto como en los 70 años anteriores

ir acompañada de una reducida hidraulicidad (Minería Chilena, 2014). Por el contrario, su peso va reduciéndose en la industria y en el sector terciario.

**TABLA 6. Parámetros relativos al carbón en Chile (ktep)**

			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Producción</b>			263	236	254	245	295	1.591	2.156
<b>Importación</b>			4.160	3.335	3.809	5.454	5.949	6.178	5.972
<b>Exportación</b>			-9	0	0	0	0	-662	-1.177
<b>Consumo</b>	Transformación	Electricidad	-3.308	-3.320	-3.856	-4.786	-5.671	-6.635	-5.647
		Plantas CHP	0	0	0	0	0	0	0
		Transf. carbón	-206	-168	-126	-201	-269	-130	-147
	Consumo final	Industria	473	239	401	336	190	210	229
		Transporte	0	0	0	0	0	0	0
		Terciario	27	24	17	16	18	16	9
		Total	511	260	422	355	210	228	240

Nota 1: las exportaciones se presentan con signo negativo, ya que suponen una detracción del total de energía disponible.

Nota 2: los datos relativos a transformación energética se presentan con signo negativo, porque se suponen una menor cantidad de energía disponible para usos finales (consumo final).

Nota 2: los valores relativos a los consumos incluyen únicamente los más relevantes.

Fuente: (IEA, 2016).

El carbón se enfrenta a un gran reto: los mayores costes tecnológicos para reducir las emisiones frente a tecnologías como el gas o las renovables. A pesar de ello, en 2016 existían proyectos de centrales térmicas de carbón en fase de construcción (por ejemplo la central de Cochrane por AES Gener).

Es más, en determinados ámbitos se considera que el carbón seguirá siendo una fuente energética importante los próximos años, en especial en el sector eléctrico, funcionando como base, como consecuencia de sus precios actuales y estimados a futuro (Grupo Editorial Editec, 2016).

La siguiente tabla muestra algunas de las minas de carbón que se explotan en Chile junto con las compañías que lo hacen. Como se puede observar, existe una elevada concentración de la actividad en el sur del país, que aproximadamente produce el 10% del carbón que se consume.

En la región de Biobío la actividad carbonífera se explica, además, por la operación de empresas como Minera Trinidad, SW Curanilahue, Asociación Productora de Carbón. Asimismo, se encuentran Carbomat y Carbesor que compran carbón que procesan y venden (Minería Chilena, 2014).

(2.549 MW). El gobierno preveía la necesidad de desarrollar 8.000 MW de nueva generación para poder abastecer la creciente demanda en 2020 (Equus Mining, 2016).

**TABLA 7. Principales minas de carbón en Chile y producción (toneladas)**

Región	Nombre de la Mina y compañía explotadora	Producción por región			
		2010	2011	2012	2013
Región Biobío	Mina Don Pedro (Carbonífera Coke Car Ltda.)	106.018	131.430	141.120	144.313
Región Magallanes	Mina Bloque Fell (Geopark Chile)	512.775	522.672	570.594	2.758.131
	Mina Invierno (Mina Invierno S.A. <sup>21</sup> )				
	Mina Norte (Ingeniería del Sur)				

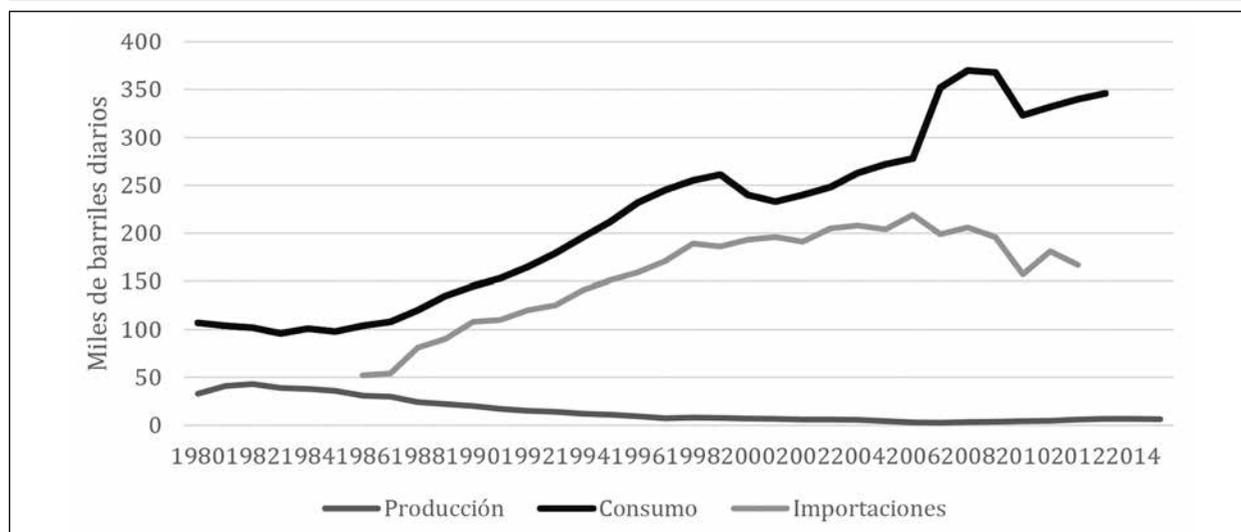
Nota: el carbón de Magallanes tiene un poder calorífico de 4.200 kcal/kg frente a las 6.000 kcal/kg del carbón colombiano. No obstante, tiene un menor contenido de azufre con lo que se generan menos costes de limpieza (Baker, 2015a).

Fuente: (INEGI, 2016).

Una gran parte del carbón importado<sup>22</sup> procede de Colombia, Australia, Indonesia y Estados Unidos. También se importa, en menor cantidad, de Canadá, Nueva Zelanda y Argentina. (CNE, 2016a; Electricidad. La revista energética de Chile, 2014). En 2015 exportó pequeñas cantidades de carbón a India, Países Bajos, Brasil y España (CNE, 2016a).

## 5.2. Principales orígenes y destinos del petróleo

En el caso del petróleo, la producción autóctona es muy reducida, suponiendo apenas el 5% de las importaciones, y con una tendencia a la baja. Ello resulta razonable si se tiene en cuenta que Chile ocupa la posición 64 a nivel mundial de reservas probadas de crudo, con 150 millones de barriles estimados (Index Mundi, 2013).

**GRÁFICO 13. Evolución de la producción, importaciones y consumo de petróleo en Chile**

Fuente: (Index Mundi, 2016).

<sup>21</sup> Controlada por Copec y Ultramar (Electricidad. La revista energética de Chile, 2014).

<sup>22</sup> Colbún por ejemplo importa el 100% del carbón que necesita y lo adquiere mediante licitaciones internacionales que realiza cada seis meses (Grupo Editorial Editec, 2014).

Estas reservas estarían localizadas en la cuenca de Magallanes en tres zonas: continente, isla Tierra del Fuego y costa afuera. En la actualidad la producción de petróleo crudo de Chile procede de los yacimientos costa afuera.

ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) es la única empresa productora de petróleo en el mercado chileno y cuenta con más de 3.000 pozos perforados (PrecioPetroleo.net, 2016). Participa en la exploración y producción de hidrocarburos en conjunto con su filial ENAP Sipetrol S.A. (que actúa fuera de Chile) y en el refino, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo por intermedio de ENAP Refinerías S.A.<sup>23</sup>.

Como se puede observar, el consumo de crudo lo realiza el sector del refino, que lo utiliza para obtener los derivados del petróleo, algunos de estos se exportan en pequeñas cantidades, como fueloil a Panamá; diésel y gasolina a Bolivia y GLPs<sup>24</sup> a Ghana, Argentina y EE.UU. (CNE, 2016a).

**TABLA 8. Parámetros relativos al petróleo en Chile (ktep)**

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
<b>Producción</b>		602	721	611	641	532	539	507	
<b>Importación</b>		10.396	10.221	8.659	9.269	8.850	9.647	9.830	
<b>Exportación</b>		0	0	0	0	0	0	0	
<b>Consumo</b>	Transformación	Electricidad	0	0	0	0	0	0	
		Plantas CHP	0	0	0	0	0	0	
		Refino	-11.746	-11.915	-9.894	-10.951	-10.677	-10.632	-11.580
	Consumo final	Industria	0	0	0	0	0	0	0
		Transporte	0	0	0	0	0	0	0
		Terciario	0	0	0	0	0	0	0
		Total	0	0	0	0	0	0	0

Nota: los datos relativos a transformación energética se presentan con signo negativo, ya que se suponen una menor cantidad de energía disponible para usos finales (consumo final).

Fuente: (IEA, 2016).

En 2015 la mayor parte de las importaciones de crudo procedieron de Sudamérica (Ecuador y Brasil) y, en mucha menor medida, de Angola y Argentina (CNE, 2016a). También son suministradores habituales Colombia y Perú.

<sup>23</sup> En 1955 puso en funcionamiento la refinería de Aconcagua. En 1962 puso en marcha la planta de gasolina de Cullén y se proyectó la tercera refinería en la región de Biobío (ENAP, 2016a).

Sin embargo, no fue hasta la década de los 60 que se construyeron las primeras instalaciones logísticas para el transporte, almacenamiento y distribución de combustibles y la terminal marítima de Gregorio, frente al Estrecho de Magallanes. En 1980 se levantó la Refinería Gregorio, que abastece a la Región de Magallanes y exporta parte de la producción a las provincias australes de Argentina. También cuenta con otras plantas productivas en la región como Posesión (procesamiento de gas natural) y Cabo Negro (produce propano, butano y gasolina natural) (ENAP, 2016a).

A finales de los años 50 Copec, ENAP y Esso Chile se unieron para desarrollar la red de transporte de combustibles del país, que es gestionada por la Sociedad Nacional de Oleoductos (Sonacol), constituida en 1957.

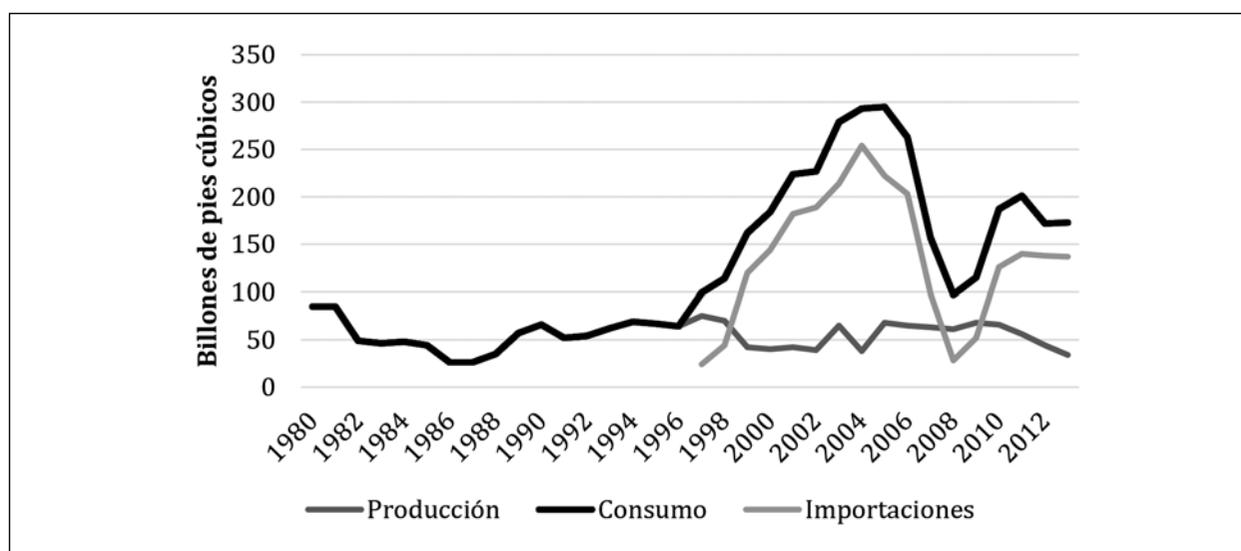
<sup>24</sup> Gases Licuados del Petróleo.

### 5.3. Principales orígenes y destinos del gas<sup>25</sup>

En lo que al gas se refiere, tras el corte del suministro desde Argentina, únicamente se podía cubrir la demanda con la producción autóctona del mismo. La entrada en funcionamiento de las centrales de regasificación de Quintero (2009) y Mejillones (2010<sup>26</sup>) ha ayudado no solo a mantener y aumentar el nivel de consumo de este combustible, sino a compensar la caída de la producción propia.

El siguiente gráfico muestra la elevada dependencia del gas importado en el país, aunque es posible destacar también la relativa estabilidad de la producción autóctona.

**GRÁFICO 14. Evolución de la producción, importaciones y consumo de gas en Chile**



Nota: 1bcf=0,027bcm.

Fuente: (Index Mundi, 2016).

Como se muestra en el gráfico anterior, las importaciones de gas natural argentino aumentaron en el período 2000-2004, lo que coincide con la instalación de centrales eléctricas de gas natural. A partir de 2004, cuando empezaron las restricciones a la exportación de gas natural en Argentina, se quebró la tendencia y empezaron a disminuir las importaciones de este combustible en Chile. La disminución de las importaciones a partir de 2009-2010, con la entrada en funcionamiento de las terminales regasificadoras de Quintero y Mejillones, supuso la sustitución de las importaciones de gas natural por gasoducto por GNL.

A diferencia del carbón y del crudo, el destino del gas está más diversificado. Por un lado, se emplea en las centrales de ciclo combinado y, por otro, es fuente de energía en la industria y en el sector terciario.

<sup>25</sup> Para más detalles acerca del gas natural en Chile ver apartado 8.

<sup>26</sup> En 2010 comenzaron las operaciones comerciales de la planta, sin embargo, no fue hasta 2013, cuando finalizaron las obras de la segunda fase, que incluían la construcción de tanques de almacenamiento en tierra.

TABLA 9. Parámetros relativos al gas en Chile (ktep)

			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Producción</b>			1.452	1.546	1.546	1.244	1.029	812	664
<b>Importación</b>			655	1.225	3.006	3.326	3.292	3.267	2.940
<b>Exportación</b>			0	0	0	0	0	0	0
<b>Consumo</b>	Transformación	Electricidad	-469	-749	-1.732	-2.407	-2.409	-2.078	-1.746
		Plantas CHP	0	-7	-20	0	0	0	0
	Consumo final	Industria	64	152	1.101	992	624	670	519
		Transporte	13	20	18	17	29	28	33
		Terciario	471	501	510	507	513	531	588
		Total	1.399	1.446	2.354	1.953	1.422	1.416	1.256

Nota: los datos relativos a transformación energética se presentan con signo negativo, porque se suponen una menor cantidad de energía disponible para usos finales (consumo final).

Fuente: (IEA, 2016).

Los principales compradores de gas son empresas distribuidoras de gas natural de las regiones Metropolitana y Valparaíso, que abastecen los mercados residencial, comercial, industrial y vehicular. También se encuentran las empresas eléctricas que operan con gas natural y la Refinería Aconcagua, propiedad de ENAP, ubicada en Concón.

En términos de orígenes Chile cuenta con una pequeña producción propia que procede en su mayoría de la región de Magallanes y de la isla de Tierra de Fuego. Al no ser suficiente la producción autóctona, a principios del siglo XXI el gas importado procedía fundamentalmente de Argentina. En el presente, la Terminal de GNL Quintero, ubicada en la zona centro del país, compra gas de distintas procedencias como Trinidad y Tobago, Argelia, Qatar, Guinea Ecuatorial, Estados Unidos<sup>27</sup> y México. Por su parte, la Terminal de GNL de Mejillones, que abastece en 90% al sector minero, energético e industrial de la zona Norte Grande, se suministra en la actualidad de Noruega, Yemen y Trinidad y Tobago (La revista energética de Chile, 2016).

Como se puede observar el objetivo es lograr ahora un suministro más diversificado en cuanto a orígenes del combustible, para evitar situaciones como las acontecidas en 2004.

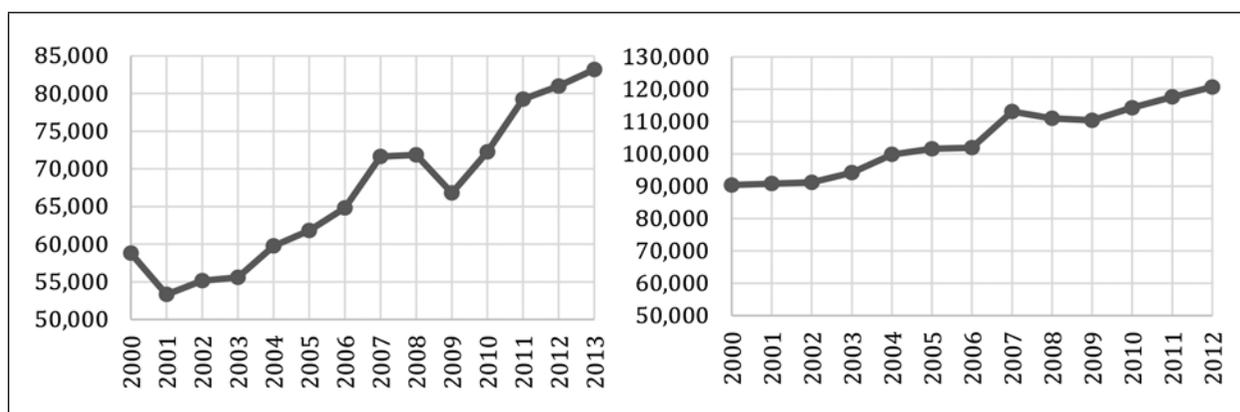
De acuerdo con la tabla anterior, hasta 2014 Chile no exportaba gas. Ello parece razonable si se tienen en cuenta las dificultades a que se ha enfrentado en el suministro y a la escasez de recursos autóctonos. Sin embargo, en 2016 Chile comenzó la exportación de gas a Argentina mediante los gasoductos que se construyeron para la actividad contraria, es decir, traer el gas de Argentina (EFE, 2016). Esta situación se debe, en cierta medida, a la necesidad pero también al interés por avanzar en la integración energética entre ambos países (Eltribuno, 2016).

<sup>27</sup> Chile se ha convertido en uno de los destinos principales del GNL de EE.UU. (AGN, 2016).

## 6. LAS EMISIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO CHILENO

En el período 1990-2010 las emisiones de gases de efecto invernadero<sup>28</sup> (GEI) en Chile se duplicaron, siendo el sector energético responsable de cerca del 75% de las emisiones totales en 2010. El mayor impacto del sector energético ha sido consecuencia del consumo de combustibles fósiles en generación de electricidad<sup>29</sup> (28%), en el transporte (22,5%) y en la minería e industria (13,5%).

**GRÁFICO 15. Emisiones totales de dióxido de carbono (ktCO<sub>2</sub>) y de GEI (ktCO<sub>2eq</sub>)**

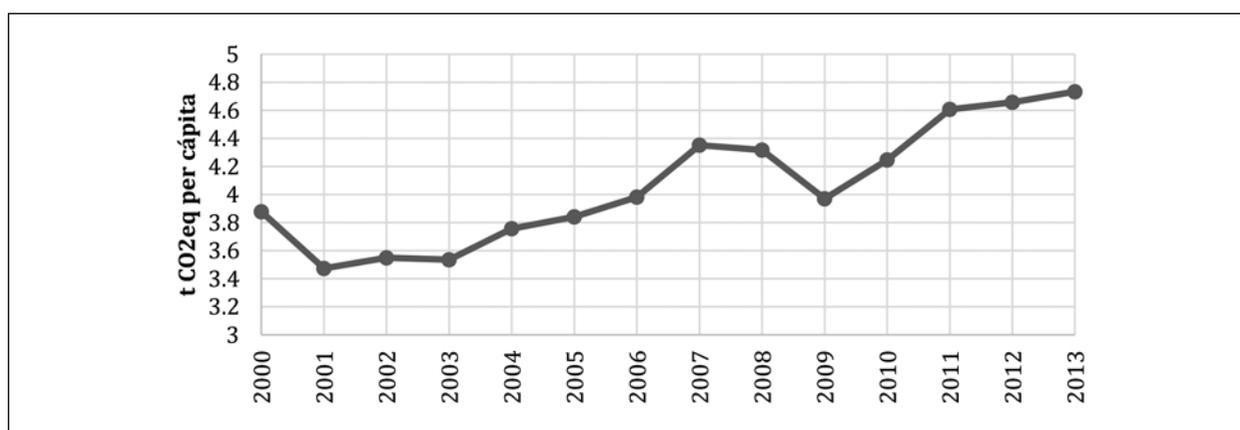


Nota: kt=miles de toneladas.

Fuente: Banco Mundial en (Álvaro Hermana, 2016).

Las emisiones de GEI per cápita siguieron en Chile una tendencia creciente (17%), en el periodo 2000-2012, de igual manera que la población (15%).

**GRÁFICO 16. Emisiones per cápita de gases de efecto invernadero (tCO<sub>2e</sub>)**



Nota 1: t=toneladas.

Nota 2: en España en 2014, las emisiones per cápita ascendían a 7,3 millones de toneladas por persona.

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

<sup>28</sup> Medidas en términos de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2eq</sub>).

<sup>29</sup> El sector eléctrico en particular aumentó las emisiones de 17% al 36% (Ministerio de Energía, 2016c).

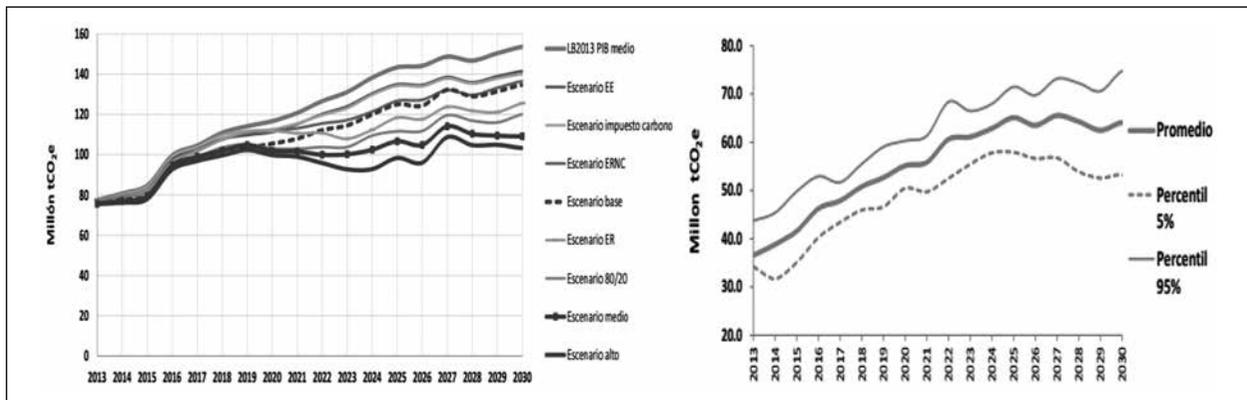
Las emisiones por unidad de PIB, por su parte, siguieron, tras el aumento de principios de siglo, una tendencia descendente, con una reducción del 60%.

El gobierno de Chile realizó en 2014 un estudio para analizar el estado de las emisiones de GEI en el país, la previsión a largo plazo y una propuesta de medidas para reducir dichas emisiones (MAPS Chile, 2014). Para ello analizó los siete sectores más relevantes en términos de emisión y captura: masa forestal y cambio de uso de suelo; transporte y urbanismo; comercial, público y residencial; industria y minería; generación eléctrica y transporte de electricidad; residuos y agropecuario.

De acuerdo con los resultados, el sector eléctrico es el que más contribuye a las emisiones y su importancia seguirá aumentando como consecuencia del incremento esperado de la demanda y de la generación a base de carbón. Además, resulta previsible que las emisiones en el transporte se incrementen, así como las de la industria y la minería, debido principalmente al aumento de la demanda nacional e internacional de estos sectores. El aumento en el sector CPR, por su parte, se explica por un menor uso de leña provocado por las restricciones internacionales a su uso y el empleo de otros vectores energéticos, como el gas licuado.

Estas previsiones no recogen cambios en las propuestas para mitigación de emisiones, que en el escenario con aplicación de todas las medidas planteadas (escenario alto) se reducen hasta poco más de 100 Mt CO<sub>2eq</sub> en 2030.

**GRÁFICO 17. Escenarios de emisiones de CO<sub>2eq</sub> en el país (izquierda) y en el sector eléctrico (derecha)**



Fuente: (MAPS Chile, 2014).

Es factible señalar que el país se ha comprometido a reducir en 2030 sus emisiones por unidad de PIB 30% respecto de 2007, bajo la hipótesis de crecimiento económico a futuro, que le permita implementar medidas adecuadas (Ministerio de Energía, 2016c). Adicionalmente, y sujeto a conseguir fondos internacionales, su compromiso a 2030 podría ser reducir sus emisiones entre 35 y 45% respecto de 2007.

Para cumplir con el compromiso de reducción de emisiones gran parte de las medidas deberían centrarse en los principales sectores emisores.

Para avanzar en este objetivo, Chile se convirtió en el primer país de Latinoamérica en establecer un impuesto al carbono en 2014<sup>30</sup>, que se hizo operativo en 2017 y que asciende a 5 US\$/tonelada de CO<sub>2</sub> y que pagan aquellos emisores como calderas o turbinas con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), aplicándose principalmente a las generadoras térmicas del sector eléctrico, excluyendo la biomasa y el ganado (International Trade Administration, 2016). Se espera que este impuesto promueva la inversión en renovables, haciéndolas más competitivas frente a las convencionales con mayores emisiones de CO<sub>2</sub>.

En esta ley se establece además del impuesto sobre el CO<sub>2</sub>, un impuesto sobre las partículas, los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), es decir, sobre gases de efecto invernadero y contaminantes.

En diciembre de 2017 se ha presentado el Plan de Mitigación al cambio climático del Ministerio de Energía chileno, con el que se pretende reducir las emisiones producidas por el sector energético. El objetivo es cumplir con el compromiso de reducir en 30% su intensidad de emisiones a 2030 y de alcanzar 35% si se masifica el uso de electricidad en la demanda final de energía (Ministerio de Energía, 2017b).

El plan cuenta con cuatro ejes temáticos (adaptación, mitigación, medios de implementación y gestión del cambio climático a nivel regional y comunal) y toda una serie de líneas de acción específicas.

En este ámbito de la contaminación atmosférica, el Ministerio de Medio Ambiente es consciente de los problemas medioambientales y de salud relacionados con las emisiones de PM<sub>2,5</sub> en muchas ciudades del sur de Chile (Coyhaique, Temuco, Concepción, Valdivia, Santiago...). Parte del problema procede de la mala combustión de la leña en los hogares, bien por uso de leña húmeda, bien por uso de calefactores de baja eficiencia o el mal uso de estos, o por la combinación de ambos factores, además de condicionantes geográficos y climáticos en ciertas zonas, que genera millones de partículas en suspensión que contienen elementos altamente tóxicos.

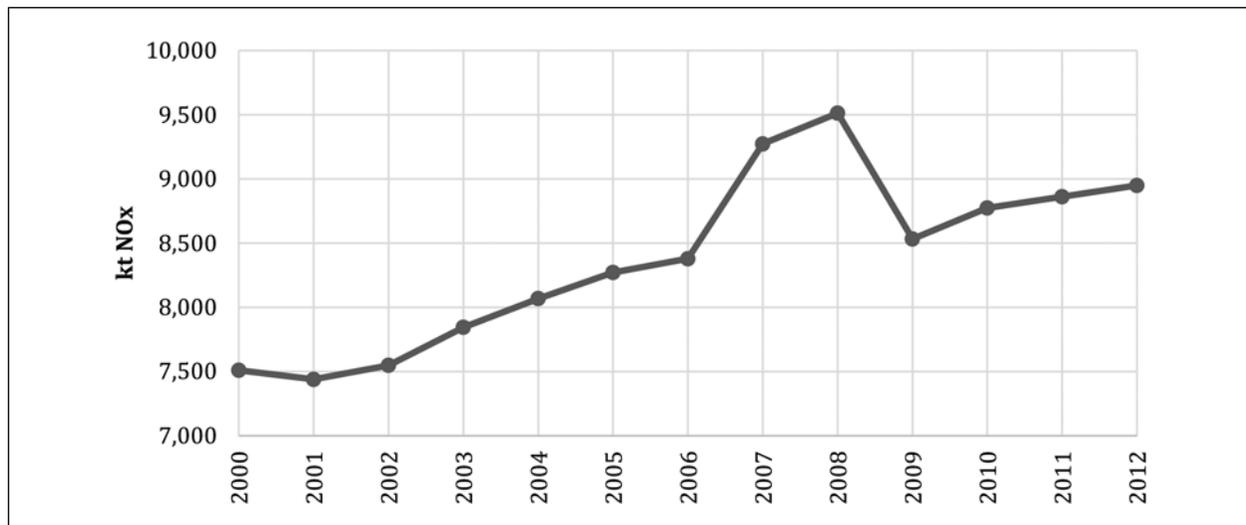
A esto hay que añadir la presencia de otros contaminantes debidos a una combustión incompleta, combustión a altas temperaturas o a una reacción con otras sustancias del aire, a saber, monóxido de carbono (CO), dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), Ozono (O<sub>3</sub>).

Como consecuencia de los elementos liberados a la atmósfera, se producen infecciones agudas de las vías respiratorias y enfermedades crónicas. Ante la gravedad de estos problemas, que afectan a millones de chilenos, el Ministerio de Medio Ambiente ha implementado normas primarias de calidad del aire, normas de emisión y planes de prevención o descontaminación atmosférica (PPA o PDA).

En lo que se refiere a las emisiones de óxidos de nitrógeno, estas han seguido una trayectoria similar a los GEI, con un incremento del 19% en el periodo 2000-2012. Sus niveles marcaron máximos en 2008, tras la también considerable subida de 2007.

<sup>30</sup> El impuesto sobre el carbono se estableció por medio de la Ley 20.780 de 26 de septiembre de 2014 sobre Impuesto a las emisiones de fuentes fijas.

**GRÁFICO 18. Emisiones totales de óxidos de nitrógeno (kt NO<sub>x</sub>)**



Nota: kt=miles de toneladas.

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

## 7. POLÍTICA ENERGÉTICA Y REGULACIÓN. PRINCIPALES AGENTES DEL SECTOR ENERGÉTICO CHILENO

El desarrollo energético de Chile presenta, como se irá viendo, varias particularidades que son debidas en gran medida a su geografía y a los diferentes acontecimientos (de política, climatología, relaciones exteriores, etc.) que han acaecido a lo largo del tiempo<sup>31</sup> y que han ido acompañados de un desarrollo normativo<sup>32</sup> que ha tratado de “resolver” los principales problemas que se iban presentando.

A modo de breve resumen, se puede decir que Chile fue un país pionero con el desarrollo de su ley de Servicios Eléctricos a principios de la década de los 80. Dicha ley liberalizaba el sector eléctrico, mucho antes de que se observara esta tendencia en Europa. En la década transcurrida entre 1985 y 1995 se crearon los Centros de Despacho Económico de CDEC del SIC y del SING.

La escasez de recursos energéticos autóctonos y las sequías, que de manera periódica afectan al territorio, fueron configurando un sector energético donde las importaciones de energía han jugado un papel muy relevante. En este sentido, en 1994 se modificó la ley que permitió la importación de gas de Argentina.

Este acontecimiento llevó a la construcción de gasoductos y de centrales de ciclo combinado, que años más tarde se tuvieron que enfrentar al corte de suministro de Argentina y, como consecuencia, a la necesidad de buscar alternativas de suministro. Con este fin se inició la construcción de centrales de regasificación, para la importación de Gas Natural Licuado (GNL), así como el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). En este contexto se desarrolló la Ley 20.257 de 2008 de fomento de ERNC.

Conforme la situación se iba complicando, se decidió la creación del Ministerio de Energía, mediante la Ley 20.402, en 2009 y se constituyó en 2010.

Los últimos tiempos han ido acompañados de una gran inquietud en el ámbito regulatorio que se plasma en numerosos desarrollos normativos, muchos de ellos relacionados con la promoción de ERNC, las licitaciones, la retribución de las redes de distribución de gas natural, etcétera.

Todo el desarrollo normativo anterior ha ido acompañado de planes y políticas energéticas<sup>33</sup> que se entienden como un elemento que interactúa con la normativa, como la Agenda Energía 2014 (cuya agenda energética se recoge en la siguiente figura) y la más reciente Energía 2050 a la que se hace referencia a continuación.

<sup>31</sup> Para más información ver Anexo 3.

<sup>32</sup> Para más información ver Anexo 4.

<sup>33</sup> Para más información ver Anexo 4.

FIGURA 1. Agenda energética 2014-2018



Fuente: (Deloitte, 2016a).

## 7.1. ENERGÍA 2050

La política energética a 2050<sup>34</sup>, que va acompañada de su correspondiente hoja de ruta<sup>35</sup>, propone como objetivo lograr y mantener la fiabilidad de todo el sistema energético, al mismo tiempo que cumple con criterios de sostenibilidad e inclusión y contribuye a la competitividad de la economía del país.

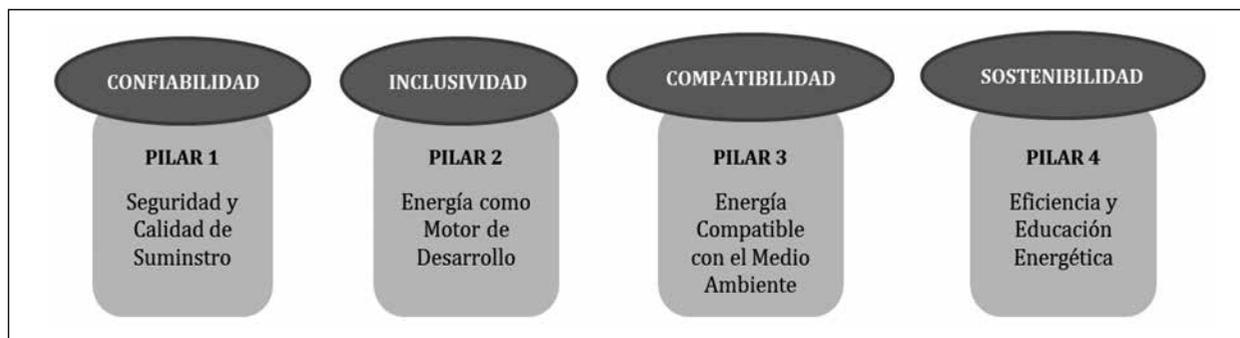
En este sentido, se plantea como metas alcanzar, entre otros, 70% de fuentes renovables en generación eléctrica<sup>36</sup>, el desacople del consumo energético del crecimiento económico como resultado de la eficiencia energética, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de los precios de la energía al nivel de los países desarrollados. Para lograr estos y otros objetivos se plantean cuatro pilares que se observan en la siguiente figura.

<sup>34</sup> La política energética de largo plazo es una política de Estado. Será revisada cada cinco años con los mecanismos, recursos y procesos necesarios, para asegurar que sea legítima en términos políticos, sociales y técnicos. Para esto la política energética será ratificada por decreto supremo emanado por la Presidencia del país. Para su implementación será necesario elaborar una Agenda de Corto Plazo, que dé cuenta de los desafíos a enfrentar durante el lapso previo a 2020, año en que una nueva revisión debe actualizar las prioridades para este sector (Ministerio de Energía, 2016c).

<sup>35</sup> (Comité consultivo de Energía 2050, 2050).

<sup>36</sup> Se espera una penetración de la eólica de 20 GW, otros 20 GW para la solar y nuevos desarrollos hidroeléctricos, avanzando en la incorporación de geotermia, biomasa y energía marina (Deloitte, 2016c).

FIGURA 2. Pilares de la Política Energética 2050 de Chile



Fuente: (Ministerio de Energía, 2016c).

El primer pilar, confiabilidad, se refiere a la seguridad y calidad de suministro y a la flexibilidad del sistema entre otros. Para ello es necesario promover la seguridad y flexibilidad a nivel de producción centralizada y contar con una producción descentralizada y gestión activa de la demanda. Además, es necesario responder y anticiparse a las eventualidades. En este sentido, resulta necesario contar con planes actualizados de gestión de riesgos y emergencias energéticas.

En paralelo, con el rápido desarrollo tecnológico la producción descentralizada ha ido cobrando cada vez mayor relevancia, así como la gestión activa de la demanda. El objetivo en este sentido será lograr niveles de generación distribuida y de gestión de demanda similares a otros países de la OCDE. Las redes inteligentes se espera que jueguen un papel relevante en este contexto.

Actualmente las redes eléctricas ofrecen una cobertura al 99% de la población, aunque con ciertas disparidades a nivel urbano y rural, por lo que se podría concluir que la calidad de suministro debería mejorar. Asumiendo que este desarrollo prospere, se espera que en 2050 ninguna región tenga más de una hora de indisponibilidad promedio de suministro eléctrico al año, sin considerar los casos de fuerza mayor.

Además, la visión a largo plazo plantea un Chile interconectado energéticamente con el resto de los países sudamericanos en 2035.

Respecto del segundo pilar, la inclusividad, Chile busca un desarrollo energético caracterizado por un acceso equitativo a la energía, coordinación territorial y precios que favorezcan la competitividad. Con este fin, se hace necesario que el sector energético considere, junto con los aspectos tecnológicos y técnico-económicos, la visión y expectativas de las comunidades locales en torno al medio ambiente y al desarrollo.

Por ello, todas las regiones deberán contar con Planes Energéticos Regionales (PER), y los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial, regional y comunal deberán incorporar la perspectiva de la Política Energética<sup>37</sup>. Además, se deberán integrar en la

<sup>37</sup> La materialización de los PER iniciados por el Ministerio de Energía junto con las comisiones regionales de desarrollo energético, comprenden las primeras iniciativas de planificación energética con enfoque territorial. Uno de los objetivos concretos de estos planes es incidir en la formulación de los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial (PROT). Por ello, es necesario implementar los PER con carácter indicativo,

planificación del territorio urbano y rural, los requerimientos necesarios para implementar sistemas de transporte adecuados y edificaciones eficientes y menos contaminantes.

El precio de la energía eléctrica en Chile figura entre los más elevados de América Latina, y se ubica en un rango intermedio respecto de los países de la OCDE. Ante esta situación, el objetivo es que el país se posicione entre los tres países de la OCDE con mejores precios promedio de suministro eléctrico en el largo plazo a nivel residencial e industrial.

El tercer pilar, energía compatible con el medio ambiente, requiere que se impulse una matriz energética renovable y se aborde el impacto medioambiental, local y global. Además, de acuerdo con los compromisos internacionales adquiridos se ha de alcanzar al menos una reducción de la intensidad de emisiones de GEI en 2030 del 30% respecto de las emisiones de 2007.

En los años ochenta, la participación hidroeléctrica en la generación total de energía alcanzó el 80%. Sin embargo, en el último quinquenio la participación promedio de esta fuente energética fue del 32%, a pesar del potencial existente.

Teniendo en cuenta la situación actual, es necesario implementar medidas para que las energías renovables (EERR) constituyan el 60% en 2035 y, al menos, 70% de la generación eléctrica en 2050. Al tratarse de un país privilegiado en energía solar, se abriría la oportunidad de ser un líder mundial en generación solar (Ministerio de Energía, 2016c).

La matriz renovable deberá utilizar al máximo la infraestructura de generación existente, de manera que de conjunto contribuyan a un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los desarrollos con tecnologías termoeléctricas bajas en emisiones y coste-eficientes, como el gas natural y la biomasa. Por lo anterior, es necesario que la regulación declare a la biomasa forestal como combustible sólido, y el recambio de calefactores y calefacción colectiva donde sea necesario.

Además, la política energética a 2050 reconoce la importancia de revisar, perfeccionar y mejorar el marco regulatorio ambiental de manera periódica y tratando de implementar las mejores prácticas internacionales.

El cuarto y último pilar, la sostenibilidad, relacionado con la eficiencia y la educación energética, requiere un esfuerzo adicional. En este sentido, se requiere desacoplar el crecimiento del país del crecimiento del consumo energético. En la industria y la minería, sectores intensivos en el consumo energético, se necesita hacer un uso eficiente de la energía, con activos sistemas de gestión energética y con la implementación de mejoras (Ministerio de Energía, 2016c).

La estrategia 2050 de Energía en Chile debe entenderse insertada en la estrategia de desarrollo económico, social e institucional del país a largo plazo. Además, Chile desea que la energía se convierta en un factor de competitividad y en un motor de desarrollo de manera innovadora. Por ello, se plantea definir una política de ciencia, tecnología e innovación en energía; reducir las barreras a la innovación y al emprendimiento en energía así como potenciar y articular las capacidades tecnológicas del país en investigación, desarrollo e innovación en energía.

---

articulados con los PROT y las Estrategias Regionales de Desarrollo (ERD), y coherentes con la Planificación Energética de largo plazo y con la política energética.

La siguiente tabla recoge las principales metas a futuro que se ha planteado el gobierno de Chile como deseables y que dan forma a la visión que se tiene para el sector energético a futuro.

**TABLA 10. Principales metas de la política energética de Chile (energía 2050)**

	<b>Principales metas Energía 2035</b>	<b>Principales metas 2050</b>
1	La interconexión de Chile con los demás miembros del SINEA, así como con otros países de Sudamérica, particularmente Mercosur es una realidad	La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio sin considerar fuerza mayor no supera a una hora/año en cualquier localidad del país
2	La indisponibilidad de suministro eléctrico promedio sin considerar fuerza mayor no supera las cuatro horas/año en cualquier localidad del país	Las emisiones de GEI del sector energético son coherentes con los límites definidos por la ciencia a nivel global
3	Al menos 100% de las viviendas de familias vulnerables con acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos	Asegurar el acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles a toda la población
4	Todos los proyectos energéticos desarrollados en el país cuentan con mecanismos de asociatividad comunidad/empresa que contribuyen al desarrollo local y un mejor desempeño del proyecto	Los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial regional y comunal incorporan los lineamientos de la Política Energética
5	Chile se encuentra entre los cinco países con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial	Chile se encuentra entre los tres países de la OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial
6	Al menos el 60% de la generación eléctrica nacional procede de energías renovables	Al menos el 70% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables
7	A 2030, el país reduce al menos 30% la intensidad de sus emisiones de GEI respecto de 2007	El crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del PIB
8	El 100% de los grandes consumidores de energía industriales, mineros y del transporte deberán hacer un uso eficiente de la energía, con activos sistemas de gestión de energía e implementación activa de mejoras de eficiencia energética	El 100% de las nuevas edificaciones cuentan con estándares de la OCDE de edificación eficiente y con sistemas de control y gestión inteligente de la energía
9	A 2035 todas las comunas cuentan con regulación que declara la biomasa como combustible sólido	El 100% de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado corresponden a equipos energéticamente eficientes
10	El 100% de los vehículos nuevos licitados para el transporte público de pasajeros incluyen criterios de eficiencia energética entre las variables a evaluar.	La cultura energética está instalada en todos los niveles de la sociedad

Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Energía, 2016c).

La evolución del desarrollo normativo anterior y la planificación a futuro, ha llevado a que el sector de la energía se haya convertido en uno de los principales ejes de la inversión en Chile, superándose con holgura los importes de otras actividades económicas.

A diciembre de 2015 se contabilizaban 411 iniciativas con un valor de inversión de 82.174 millones de US\$, que representaban el 47,4% del total de la inversión del país, y que suponía un aumento del 8,4% respecto de 2014 (Deloitte, 2016b).

Del total de la inversión prevista, el 88,1% tenía como destino la generación eléctrica, el 8,1% la transmisión y distribución y el 3,9% restante los hidrocarburos y otros (Deloitte, 2016b).

De materializarse esta inversión prevista en su totalidad, los proyectos asociados a la generación eléctrica podrían inyectar 35.413 MW de potencia bruta a la matriz, 4.756 MW superior a 2014 (Deloitte, 2016b). Las regiones con mayor volumen de inversión en energía, al igual que en 2014, eran Antofagasta, Atacama y Biobío.

## 7.2. Principales agentes del sector energético chileno

El gobierno chileno se caracteriza por estar administrativamente bastante centralizado. Existen numerosos organismos relacionados con la energía<sup>38</sup>, tanto en electricidad como en gas, siendo los principales el Ministerio de Energía<sup>39</sup>, la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN) que viene a sustituir al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

El Ministerio de Energía, que vio la luz en 2010<sup>40</sup>, es el responsable de elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, con el fin de que todos los ciudadanos puedan acceder a la energía de una forma segura y con precios competitivos. Su objetivo es dotar a Chile de una matriz energética diversificada, equilibrada y sostenible, que garantice el suministro a precios competitivos.

Cuenta con siete divisiones que abarcan la política energética y la prospectiva, la seguridad y el mercado eléctrico, la seguridad y el mercado de hidrocarburos, las energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo sostenible y el acceso y la equidad energética.

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía es la encargada de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el correcto desarrollo del sector y la operación de los sistemas energéticos. Además, es la encargada calcular y fijar las tarifas y peajes, así como el valor agregado de distribución.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles supervisa el cumplimiento de las normas por parte de las empresas. A su vez, es la encargada de otorgar concesiones y de informar al Ministerio de Economía acerca de las solicitudes de concesión definitivas.

El nuevo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, que asumió oficialmente sus funciones el 1 de enero de 2017<sup>41</sup>, es un organismo de derecho, técnico e independiente, responsable de coordinar la operación del sistema eléctrico de Arica a Chiloé, preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de manera económica y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Como se ha señalado, sustituye al Centro de Despacho Económico de Carga que era el operador del sistema eléctrico y que tenía una estructura, en cierta medida dual, con un operador para el Sistema Interconectado Central (SIC) y otro para el Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

Además de los anteriores existen otros agentes en el sector, algunos de estos son la Agencia Chilena de eficiencia energética, el Centro Nacional para la innovación y fomento de las energías sustentables, la Comisión Chilena de Energía Nuclear y varios Ministerios como el de Economía, el de Minería o el de Obras Públicas que también desempeñan un papel más o menos relevante en el sector.

<sup>38</sup> Para más información ver anexo 5.

<sup>39</sup> En el anexo 6 se recoge la estructura del Ministerio de Energía.

<sup>40</sup> Hasta 2010, el Ministerio de Energía formaba parte del Ministerio de Minería.

<sup>41</sup> (Ministerio de Energía, 2016d).

## SEGUNDA PARTE

### GAS Y ELECTRICIDAD

#### 8. EL GAS NATURAL. LA AMARGA EXPERIENCIA DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA. EL PROTAGONISMO DEL GNL Y LOS GLP

Tras haber analizado la situación general y el peso del gas en la matriz energética en los capítulos 4 y 5, en este se examina, con cierto detalle, el desarrollo del gas en Chile. Para ello se comienza haciendo referencia a la exploración y producción de gas (así como de petróleo) en Chile. A continuación se analiza la demanda de gas, su cobertura, y los gasoductos de transporte para tratar, posteriormente, las plantas de regasificación. La distribución de gas se estudia a continuación, finalizando el apartado con los aspectos relativos a la regulación.

Conviene resaltar que la demanda de gas como energía primaria en 2014 ascendió al 12,9% del total y supuso el mismo año el 9% del consumo de energía final en Chile. La evolución del peso del gas natural en la energía primaria permite apreciar que hasta 1995 el gas no era relevante en la matriz energética chilena, suponiendo apenas el 1,1% del consumo de energía primaria, siendo ya del 5,2% en el año 2000.

Por su parte, la producción de gas en Chile se desarrolló a partir de la segunda mitad de la década de los noventa, con un nivel que se ha mantenido estable en el tiempo en el rango de 1,1-2 bcm/año. Este nivel de producción habría servido para cubrir la demanda anual con anterioridad a 1995.

Los primeros yacimientos de petróleo y gas se descubrieron en 1945 en el sur de Chile, en la Región de Magallanes. La producción de gas fue resultado de la búsqueda de petróleo por la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP). Desde entonces la evolución de la producción de gas ha sido modesta y resulta porcentualmente reducida. Además, la contribución porcentual de la producción doméstica de gas a la demanda ha disminuido a medida que se incrementaba esta, en particular, en los años de gran crecimiento del consumo (de 1996 a 2004/2005).

La penetración del gas en Chile ha estado condicionada, en gran medida, por la geografía y por la dispersión de población. Estas características, que ya se han comentado, han llevado también al desarrollo de los gases licuados del petróleo (GLP).

La demanda de gas natural ha aumentado de forma progresiva. A fines de los años noventa experimentó un considerable crecimiento a raíz del *Protocolo de Interconexión Gasista* (1995) con Argentina, en el que se establecía la construcción de un gasoducto que conectase con el gasoducto argentino Centro-Oeste de Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN), que servía para transportar gas natural desde la cuenca neuquina hacia la Región Metropolitana. Dicho suministro de gas comenzó en 1997 con unas cantidades de 3 millones de m<sup>3</sup>/día, que rápidamente fueron creciendo<sup>42</sup>.

<sup>42</sup> Equivalente a 1 bcm/año (Diario *La Nación*, 1997).

En el 2004 Argentina disminuyó sustancialmente los suministros de gas a Chile, hasta que finalmente los interrumpió. Esto generó una respuesta estratégica en Chile, que decidió cubrir las necesidades de gas con gas natural licuado (GNL), construyendo para ello las terminales de regasificación de Quintero y Mejillones.

Una vez que la fuerte disminución de las importaciones de gas argentino empezó a ser compensada, parcialmente, con la importación de GNL en los años 2009/2010, la demanda de gas natural volvió a aumentar junto con las importaciones.

En las regiones más aisladas y con menor densidad de población fue, y siguen siendo en parte, la leña y los fuelóleos, los combustibles con los que el gas natural ha de competir. Esto ha llevado a la búsqueda de otros usos finales para el gas, como en la automoción. En cualquier caso, al igual que en otros países, la generación eléctrica con gas natural en ciclos combinados ha sido un claro impulsor de la demanda de gas.

En cuanto a las empresas en el sector gasista, existen seis compañías de transporte por gasoducto, ocho compañías de distribución, tres comercializadoras y dos empresas operadoras de las plantas de regasificación GNL Quintero y GNL Mejillones.

Desde el punto de vista normativo, la industria del gas en Chile tiene una regulación básica, o de alto nivel, más bien escasa. De hecho, hasta hace relativamente poco el DFL N° 323 del Ministerio del Interior de 1931, el DFL N° 1 del Ministerio de Minería de 1978, la Ley General de servicios eléctricos y la Ley de Servicios de Gas, modificada con el DFL N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006 constituían la regulación básica del sector gasista.

### **8.1. Exploración y producción en Chile de gas natural. El papel de ENAP**

La producción de gas natural en Chile comenzó, como se ha señalado, en 1945 en la zona de Magallanes. Dicha producción se situó en torno a 0,5 bcm entre 1973 y 1996, fecha en la que se inició un marcado incremento de las importaciones, consecuencia de las conexiones por gasoducto con Argentina.

De esta manera la producción de gas continuó estabilizada si bien, desde el año 1950 hasta el 2001, se habían descubierto veintitrés yacimientos en la cuenta magallánica chilena, de los que doce contaban con reservas probadas de, por lo menos, 1.600 millones de m<sup>3</sup> de gas cada uno (Norambuena, P., Rubio, J., 2001).

Gran parte de la producción de gas de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, que se extrae de los yacimientos del área continental de Tierra de Fuego y de Costa Afuera, se ha dedicado a alimentar la planta de metanol de la compañía internacional canadiense Methanex. En efecto, en la década de los ochenta, ante la escasa utilización del gas autóctono, se decidió dedicar la producción de gas a la industria del metanol.

En los primeros tiempos de operación de la planta, con un único tren activo, Methanex firmó un contrato a largo plazo con el gobierno de Chile para abastecerse de gas. Más adelante, en los años noventa, firmó contratos con suministradores argentinos para alimentar un segundo tren (lo que exigía también la construcción de un gasoducto internacional) y, posteriormente, un tercer tren. Justo al comienzo de la crisis energética argentina, Methanex decidió volver a ampliar la planta con un cuarto tren. En menos de

un año tras su puesta en marcha (2005), la compañía empezó a acusar las dificultades para abastecerse de materia prima<sup>43</sup>.

En la exploración y producción de petróleo<sup>44</sup> y gas en Chile la Empresa Nacional de Petróleo ha tenido y tiene un papel determinante. Si bien ENAP se creó por el Estado chileno el 19 de junio de 1950, en diciembre de 1945 la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)<sup>45</sup> consiguió producir, por primera vez, crudo en Springhill en Tierra de Fuego. El descubrimiento de petróleo y gas en la zona llegó a conformar una “perla estratégica” en Magallanes, que incluía la producción de combustibles líquidos y el tratamiento de pequeños volúmenes de gas en el área de Manantiales.

En 1955 se inauguró la Refinería de Petróleo Concón, hoy Refinería Aconcagua y, una vez lograda una masa crítica de clientes en la zona central de Chile, en 1959 se construyó la planta de almacenamiento Maipú. En julio de 1966 se inició la actividad de la segunda refinería de petróleo, en Talcahuano, hoy Refinería Biobío y la construcción de dos terminales de almacenamiento. La ubicación de estas puede verse en la figura siguiente, donde se han destacado las ciudades de Valparaíso, Santiago y Concepción como referencias geográficas.

En 1990 ENAP decidió poner en marcha su salida al exterior con la creación de la Sociedad Internacional Petrolera, que, años más tarde, se denominaría Sipetrol y que ha logrado éxitos en exploración en Argentina, México y Egipto. Posteriormente, en el 2004 las refinerías de las Regiones V y VIII, junto con la filial de almacenamiento de combustible Emalco se fusionaron en la empresa ENAP Refinerías, S.A.

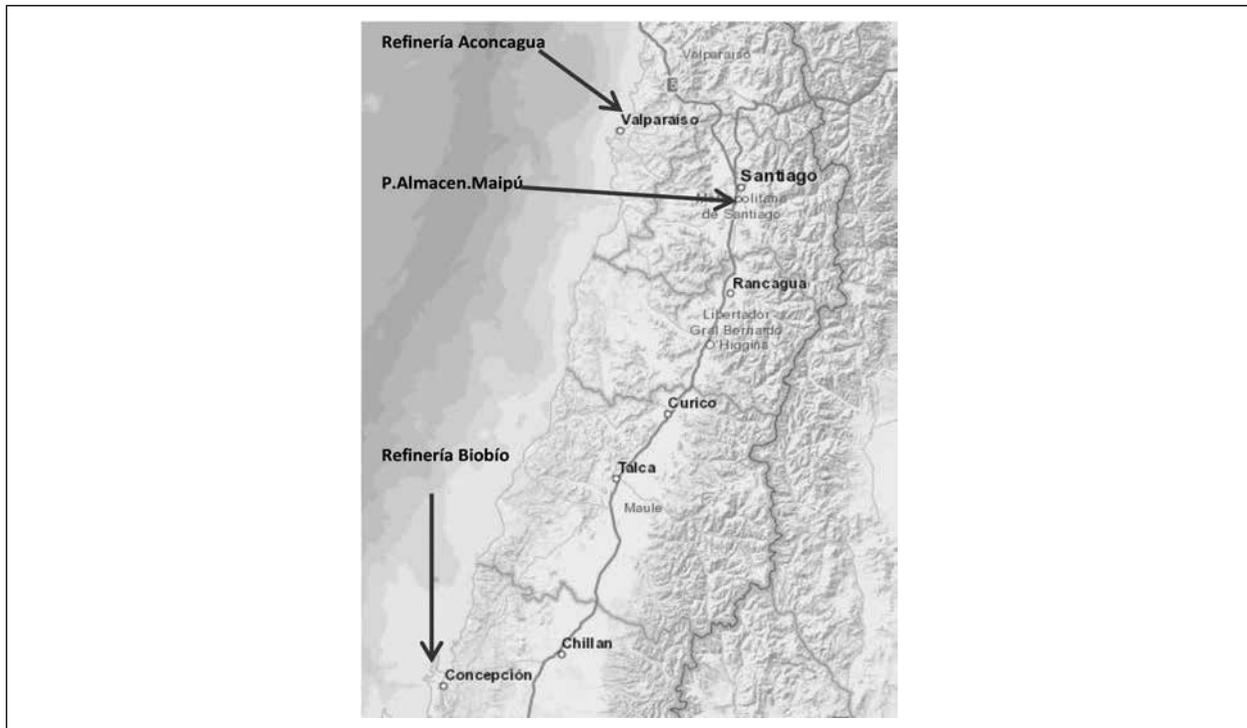
<sup>43</sup> Ante el progresivo deterioro de la situación, en el 2012 Methanex tomó la decisión de trasladar uno de los trenes de producción a EE.UU. y en el 2014 un segundo tren, quedando en Magallanes solo el primer tren, produciendo por debajo de su capacidad, y estando el cuarto tren paralizado desde 2007.

Los recientes descubrimientos de reservas de gas no convencional, así como la firma de acuerdos de suministro de gas con YPF a fines de 2016, permitieron a Methanex recuperar la actividad en su planta chilena, que se planteaba la reapertura del cuarto tren.

<sup>44</sup> La producción de petróleo en Chile se localiza en Magallanes con una producción estable entre 84 y 97 miles de barriles/mes en 2015. A ello hay que añadir la producción de Sipetrol que, en valores mensuales, se situó entre 948 y 1.132 miles de barriles/mes.

<sup>45</sup> La Corporación de Fomento de la Producción fue creada en 1939 como un organismo del Estado chileno encargado de impulsar la actividad productiva nacional. Para ello creó grandes empresas, como la Empresa Nacional de Electricidad (Endesa) en el ámbito energético y la Empresa Nacional del Petróleo, ENAP. Dicha corporación ha tenido distintos enfoques estratégicos, de ser un conjunto de empresas de carácter público como una herramienta efectiva hacia comienzos de los años 70, a iniciar una política de privatización y un traspaso al sector privado de grandes empresas, entre ellas Endesa (CORFO, 2017).

## MAPA 2. Ubicación refinерías y plantas de almacenamiento



Fuente: elaboración propia.

ENAP entró en el negocio del gas tras las restricciones a la exportación de gas argentino a Chile en 2004, que se fueron agudizando progresivamente, afectando al abastecimiento de las centrales de ciclo combinado y de los consumos industriales, incluido el gas para las refinерías de ENAP.

ENAP ha tenido un papel relevante en el desarrollo del gas en Chile, ya que el gobierno chileno le encargó liderar el proyecto de GNL Quintero. Ello le llevó a conformar un *pool* de consumidores para lograr una demanda mínima que le permitiera acceder al mercado internacional de GNL. Así, se crearon las sociedades GNL Chile y GNL Quintero, sociedades en las que en el 2015 participaba con 33,3% y 20%, respectivamente. En los últimos años ENAP ha emprendido una campaña exploratoria en busca de nuevas reservas de petróleo y gas, mediante una intensa política de alianzas denominada “Contratos Especiales de Exploración Petrolera” (CEOP).

En cuanto a la producción de gas en Magallanes, en el 2015 alcanzó 836 MMm<sup>3</sup>, es decir, 0,83 bcm, equivalente a 4,91/4,92 MMBoe. Además, la producción de gas de Sipetrol en el extranjero fue cercana a 0,4 bcm (2,34 MMBoe)<sup>46</sup>.

La producción de hidrocarburos, petróleo y gas, tanto en Chile como en el exterior, por ENAP y su filial internacional puede verse, para 2014 y 2015, en el cuadro que sigue.

<sup>46</sup> La evolución mensual puede verse en el anexo 8.

TABLA 11. Producción de petróleo y gas de ENAP 2014 y 2015

	2014			2015			Variación 2015/2014		
	Petróleo (MBBLS)*	Gas (MBOE)	Total (MBOE)	Petróleo (MBBLS)	Gas (MBOE)	Total (MBOE)	Petróleo	Gas	Total
Argentina	3814.9	2404.8	6219.6	3471.8	2344.6	5816.4	-9.00%	-2.50%	-6.50%
Ecuador	4453.6	n.d.	4453.6	4628.9	n.d.	4628.9	3.90%	n.d.	3.90%
Egipto	3974.6	n.d.	3974.6	4297	n.d.	4297	8.10%	n.d.	8.10%
E&P Internacional	12243.1	2404.8	14647.9	12397.8	2344.6	14742.3	1.30%	-2.50%	0.60%
Chile (Magallanes)	1135.9	4144.6	5280.5	1069.6	4919.6	5989.2	-5.80%	18.70%	13.40%
E&P Nacional	1135.9	4144.6	5280.5	1096.6	4919.7	5989.2	-5.80%	18.70%	13.40%
Total E&P	13379	6549.4	19928.4	13467.4	7264.2	20731.6	0.70%	10.90%	4.00%

Nota 1: \*según original, MBBLS se refiere a millones de barriles de petróleo equivalente.

Nota 2: 1 BOE = 162,6 m<sup>3</sup> gas.

Fuente: {{408 Enap 2016}}.

Si bien en sus orígenes ENAP era una compañía de exploración y producción de petróleo y gas, es, tal y como se ha indicado anteriormente, tras la crisis de suministro de gas argentino en 2004, cuando la empresa entró claramente en el mercado del gas, tanto en infraestructuras como en suministro.

La producción de gas en Magallanes en el 2015 fue satisfactoria en los pozos exploratorios y de desarrollo del Bloque Arenal, teniendo resultados positivos en 54 de los 59 pozos exploratorios realizados por ENAP. En total, en el 2015 se perforaron 68 nuevos pozos, 7 de crudo y 61 de gas. ENAP continúa activa en perforaciones, particularmente en la Región de Magallanes, en los bloques Dorado-Riquelme, Intracampos y Arenal. En el Bloque Dorado-Riquelme ENAP es operador con 50% en sociedad con Methanex Chile bajo el esquema CEOP, ya citado. Uno de cuyos objetivos es contribuir a satisfacer la demanda de la planta Methanex<sup>47</sup>.

ENAP, en ocasiones, trabaja con otras empresas como ConocoPhillips, con quien se asoció recientemente para explotar hidrocarburos no convencionales en el Bloque Coirón, en la

<sup>47</sup> En 2012 se comenzó el segundo periodo de exploración en el citado bloque y en el primer trimestre de 2013 se completó la perforación de dos pozos exploratorios con obtención de depósitos no convencionales en zona glaucomítica en pozos con profundidades de 3.353 y 2.360 m, respectivamente.

En enero y febrero de 2014 se realizaron trabajos de finalización del Pozo Palenque Norte 12 (Springhill), dejando el pozo listo para fracturación hidráulica. Posteriormente se realizó la fracturación hidráulica en los pozos Dorado ZG1, Palenque Oeste ZG1 y Dorado Sur 12. En junio de 2014 se perforó el Pozo Dorado 5, resultando ser productor de gas. A finales de 2015 la inversión neta acumulada en CEOP en el Bloque Dorado-Riquelme ascendió a la cifra de US\$ 239,1 millones y una producción acumulada de 0,81 bcm (813,12 millones de m<sup>3</sup> de gas).

En el Bloque Intracampos, que pertenece a ENAP en 100%, se perforaron durante 2014 cinco pozos exploratorios, de estos, dos dieron resultados positivos. En este bloque se invirtieron en 2015 US\$ 2,85 millones. En el Bloque Arenal, que es 100% ENAP, en el 2014 se perforaron 24 nuevos pozos, 18 de gas y 12 están produciendo con una tasa de éxito del 92%. En 2015 se perforaron 52 pozos y la inversión de ese año fue de US\$ 255,2 millones (Enap, 2016b).

misma región de Magallanes, donde hasta 2015 también trabajaba Pan American Energy (La Prensa Austral, 2016).

En la actualidad ENAP colabora también con GeoPark<sup>48</sup>, en la cuenca de Magallanes, con quien participa en los bloques Isla Norte, Campanario y Flamenco (GeoPark, 2016).

Por otro lado se encuentra la exploración y explotación de gas no convencional. En 2013 se anunció que se había procedido a la fracturación de un pozo que resultó exitosa en la isla de Tierra de Fuego. No obstante, la exploración de gas no convencional no se remitiría solo a la isla, sino que se podría extender a la Pampa del Tamarugal (desierto de Atacama, en la zona norte) y a la zona costera rica en carbón (golfo de Arauco) (Gutiérrez Ríos, 2014). La empresa Layne, que exploró el gas asociado a los mantos de carbón, consideró no rentable la explotación del recurso.

Posteriormente, en el 2015 ENAP decidió desarrollar proyectos en el ámbito eléctrico<sup>49</sup>, lo que se reguló formalmente en febrero de 2016, mediante la Ley 20.297, que permite la actividad de ENAP en generación eléctrica<sup>50</sup>. Para ello inició un proceso, en el que participan 15 empresas y consorcios, con objeto de buscar socios para este negocio. Como resultado del mismo firmó un acuerdo con Mitsui & Co. Ltd. para construir y operar ciclos combinados con gas natural.

En esta asociación ENAP participó en licitaciones de suministro para la Central de Ciclo Combinado Luz Minera<sup>51</sup> (760 MW), con emplazamiento en la comuna de Mejillones y la Central Nueva ERA (510 MW), que se ubicará en la comuna de Concón. A la fecha de este informe esta asociación ha optado por descartar el desarrollo de Luz Minera y centrarse en la central Nueva ERA.

## 8.2. Demanda de gas y su cobertura

En el siguiente gráfico se puede ver el acentuado incremento de la demanda de gas, que en ocho años pasó de algo más de 1 bcm a 8 bcm y, posteriormente, en 2008, como consecuencia de la acusada caída de las importaciones del gas argentino, se situó en unos 3 bcm.

<sup>48</sup> En 2008 era la única empresa que junto con ENAP producía gas y petróleo en Chile. Abastecía de gas a la canadiense Methanex, la principal productora mundial de metanol. GeoPark descubrió dos yacimientos en esa región dicho año (Mining Press, 2008).

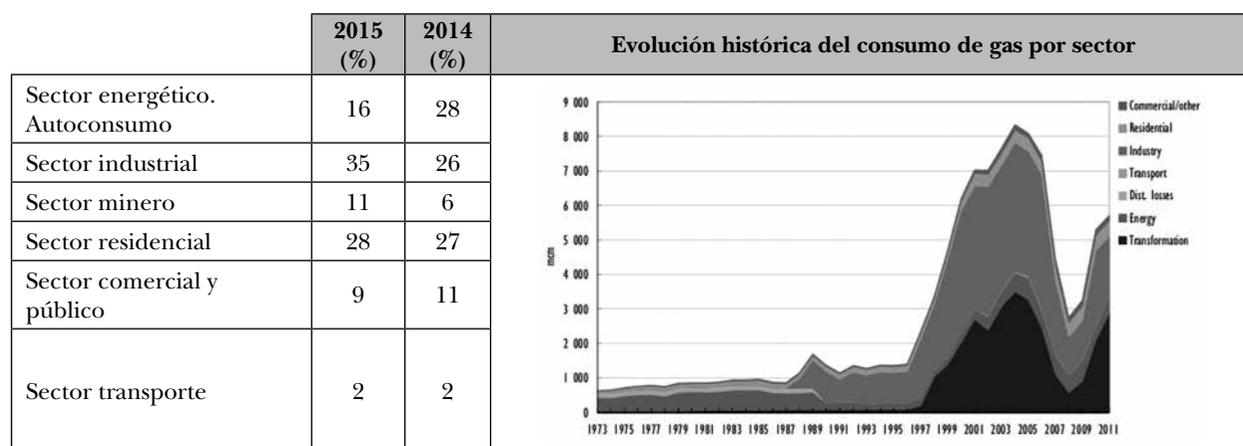
<sup>49</sup> Entre otros proyectos, ENAP adjudicó a Duro Felguera el “Notice-To-Proceed” en agosto de 2015 para la construcción de una cogeneración de 77 MW de potencia eléctrica, destinada a atender a la Refinería Aconcagua y exportar excedentes al SIC. La inversión es de 120 millones de US\$ y la construcción se estimaba en 27 meses a partir de septiembre de 2015. Este proyecto, que producirá energía eléctrica y vapor para la refinería, exportando los excedentes, se encuentra ya en construcción (Emol.economía, 2015).

<sup>50</sup> Para el suministro de gas a la Refinería de Biobío de ENAP, así como al segmento residencial, comercial e industrial de la VIII Región mediante el Gasoducto del Pacífico, opera desde junio de 2011 la Planta Satélite de Regasificación (PSR) de GNL, propiedad de ENAP y ubicada en Pemuco, con una capacidad de 650.000 m<sup>3</sup>/d, planta que se abastece mediante camiones cisterna, que transportan GNL desde la Terminal de Quintero.

<sup>51</sup> El proyecto Central Luz Minera, 760 MW, un ciclo combinado con diésel como combustible de respaldo, suponía la construcción de una línea de transporte de doble circuito de 220 kV y aproximadamente 12 km. El proyecto, que fue desarrollado por Codelco y suponía una inversión de 800 millones de US\$ y un plazo de ejecución de 34 meses desde la firma del contrato.

El gráfico muestra asimismo que la industria y, en menor medida la generación eléctrica (*transformation* en el gráfico), son los sectores que reducen notoriamente la demanda para acomodarse a la caída de las importaciones. Es también importante advertir el peso que en el conjunto de la demanda de gas tienen los sectores residencial y terciario a pesar del desarrollo de la distribución y de las infraestructuras de regasificación y transporte. No obstante, en los últimos años se observa un aumento considerable, suponiendo en conjunto en 2014 y 2015 más de un tercio del total. En todo caso, puede decirse que los grandes inductores de la demanda de gas natural son la industria, en particular la industria minera, como veremos más adelante, y la generación eléctrica.

**GRÁFICO 19. Consumo de gas natural por sector 1973-2011, 2014 y 2015**

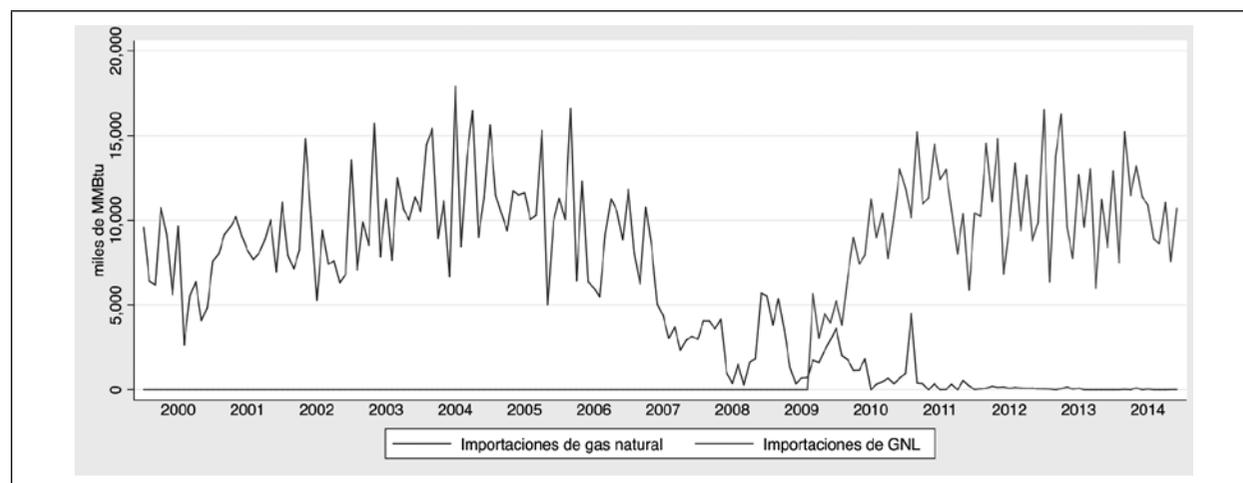


Nota: *transformation* se refiere al gas consumido en los ciclos combinados. *Energy* se refiere a la producción de metanol.

Fuente: (Ministerio de Energía, 2017a) y (IEA, 2015).

En el gráfico siguiente se puede apreciar la evolución de las importaciones de gas, en términos mensuales desde el 2000 hasta 2014. Es importante advertir el paso de las importaciones de gas natural por gasoducto a las de gas natural licuado.

**GRÁFICO 20. Importaciones de gas natural y GNL para uso energético, Chile, 2000-2014**



Fuente: (Corrales, Dardati, Elejalde, Fuentes, & Larrea, 2015).

### 8.3. Gasoductos

La concepción y la evolución de los gasoductos, tanto en la zona central como en el norte, se enmarcan en el contexto de la subsidiariedad del Estado. Esto quiere decir que el Estado se encarga de facilitar un marco normativo o regulatorio para que la iniciativa privada invierta en gasoductos, los opere y comercialice el gas.

Este marco ha de situarse cronológicamente a fines de los años ochenta y principios de los noventa, cuando se produjeron en Argentina los procesos de privatización de empresas, incluyendo las energéticas, bajo la presidencia de Carlos Menem; y en Chile, con la idea de importar gas natural de Argentina y en el marco también del gobierno de la Concertación de Partidos por la Democracia (CPPD), se introdujeron varias reformas.

Por un lado se fortalecieron las funciones reguladoras del Estado y, por otro, se promovieron reformas en el sistema económico de mercado, incluyendo la energía (Huneus, 2007). Se trataba, por un lado, de mejorar la competencia en la industria eléctrica, entonces concentrada en Enersis y Chilgener, que en 1995 poseían el 77,7% de la capacidad instalada del Sistema de Interconexión Central (SIC). Al mismo tiempo se buscaba diversificar el *mix* eléctrico en Chile, que dependía entonces en exceso de la generación hidroeléctrica, mediante la incorporación de gas para su combustión en plantas de ciclo combinado, privatizando también las empresas generadoras que estaban aún en poder del Estado (Colbún y Tocopilla) (Huneus, 2007).

Por consiguiente, los primeros ductos de transporte de gas se construyeron en la Región de Magallanes, ligados a la producción de gas doméstico, al suministro de la planta de Methanex y a la interconexión con Argentina en el sur de ambos países. La actividad de los gasoductos, geográficamente localizada durante años en esas regiones, llevó a que en 1987 se pusiera en marcha el gasoducto Posesión-Cabo Negro y en 1996 el gasoducto Bandurria, también en la Región de Magallanes, para conectar ambos países.

Así, el gasoducto Bandurria fue la primera interconexión entre Chile y Argentina, en Tierra del Fuego. Como se ha mencionado, su construcción respondía a la necesidad de ampliación de la planta de metanol de Methanex, para lo que se requería el suministro de gas argentino. Es un objetivo similar al citado el que promovió que tres años después, en 1999, se ampliara el gasoducto Posesión-Cabo Negro y se llevaran a cabo dos interconexiones más con Argentina en la zona continental del Estrecho de Magallanes, a saber, Dungeness-DAU2 y Cóndor-Posesión.

El planteamiento inicial de importar gas argentino en la zona central de Chile parece que consistía en traer gas de la cuenca de Neuquén hacia Concepción en Chile para, posteriormente, abastecer Santiago y la V Región, proyecto que es desarrollado por ENAP y Enersis (Tenneco). Las necesidades de gas para generación de electricidad de las compañías eléctricas que estaban involucradas implicaba la presencia de competidores en generación en el proyecto de transporte de gas. Esto parece ser una de las razones por las que el gasoducto para llegar a Santiago y a la V Región desde Concepción no se llevó a cabo. Además, este proyecto suponía una inversión importante en términos económicos.

Durante la segunda mitad de los años noventa el país tuvo una importante actividad de construcción y puesta en marcha de gasoductos de transporte. Así, en 1997 se puso en

marcha el gasoducto GasAndes<sup>52</sup> para el abastecimiento de gas desde la cuenca de Neuquén (Argentina) a la ciudad de Santiago y a tres centrales térmicas, comenzando dicho año el suministro. En 1998 entró en funcionamiento el gasoducto Electrogas<sup>53</sup>, para suministrar a la ciudad de Valparaíso.

En 1999 se pusieron en marcha, en el norte, los gasoductos GasAtacama y Norandino, para el suministro a proyectos mineros, a plantas térmicas y a la ciudad de Antofagasta; y en el sur, el gasoducto del Pacífico para transportar gas de la cuenca de Neuquén con el fin de alimentar la demanda de la industria y del sector residencial en las zonas de Concepción y Talcahuano (VIII Región). En este contexto se creó INNERGY Transportes, proyecto asociado a Gasoducto del Pacífico que tiene por objetivo el abastecimiento de gas natural a clientes industriales de la región.

En la siguiente tabla se puede ver, de forma resumida, la evolución histórica de los gasoductos en Chile<sup>54</sup>.

**TABLA 12. Evolución histórica de los gasoductos en Chile**

Año	Hito
1961/62	Gas a Planta Sara y Planta Posesión.
1971	Gasoducto Posesión-Cabo Negro.
1996	Gasoducto Bandurria.
1997	Gasoducto GasAndes, que conecta con el gasoducto argentino TGN, para suministrar a Metrogas (Ciudad de Santiago y tres centrales térmicas).
1998	Gasoducto Electrogas, conectado al gasoducto GasAndes, para suministrar a la ciudad de Valparaíso y zonas de la V Región (Ciclos combinados zona Quillota: 2 de Endesa y 2 de Colbún y un ciclo abierto de Colbún).
1999	Gasoducto GasAtacama y gasoducto Norandino, para suministro a proyectos mineros, plantas térmicas y a la ciudad de Antofagasta.
1999	Gasoducto del Pacífico, gas de la cuenca de Neuquén para suministro a industria y residencial en las zonas de Concepción y Talcahuano. Suministra a Innergy y Gas Sur.
2000	Gasoducto Tal-Tal, extensión del gasoducto GasAtacama, para el suministro a centrales térmicas.

Fuente: elaboración propia.

<sup>52</sup> GasAndes se conecta al gasoducto argentino TGN. Atraviesa la frontera en Paso Maipo y llega al City Gate (San Bernardo) para abastecer a Santiago. Dentro de la ciudad se encuentran las centrales Renca y Nueva Renca, propiedad de Eléctrica de Santiago, grupo AES Gener.

<sup>53</sup> El gasoducto Electrogas se conecta al gasoducto GasAndes en el “City Gate” (cerros de Chena, San Bernardo) y lleva gas a la V Región, en especial a la zona de Quillota donde se encuentran centrales de ciclo combinado (dos de Endesa, dos de Colbún y un ciclo abierto, también de Colbún).

Esta ubicación era interesante por el precio de nudo y conveniente porque, al instalar en ese nudo la generación, se producía un “contraflujo”. Debido a la ubicación de las centrales hidráulicas en Santiago de Chile y el peso de la generación en el sistema en esa zona, el flujo eléctrico tenía históricamente un sentido Sur-Norte. La ubicación en Quillota, al norte de Santiago, permitía en parte contrarrestar el flujo en el sentido Norte-Sur.

<sup>54</sup> Información más detallada acerca de los gasoductos se puede ver en el apartado 8.3.2.

### 8.3.1. *Las interconexiones gasistas con Argentina*

En lo que sigue, se tratará de hacer un breve resumen del marco y evolución de las conexiones por gasoducto entre Chile y Argentina, tanto en la parte central como en el Norte del país<sup>55</sup>. Como se ha dicho, en un marco en el que el Estado establece los protocolos generales de actuación, es la iniciativa privada la que lleva a cabo las inversiones y las operaciones. En este marco surgen proyectos en competencia para los gasoductos de conexión, resolviéndose de forma diferente en la parte central y norte. Mientras que en el centro, la decisión de los principales usuarios y consumidores se decanta por el proyecto del gasoducto GasAndes, en el norte terminan llevándose a cabo los dos proyectos que se plantearon, esto es, GasAtacama y Norandino.

#### 8.3.1.1. *Acuerdos Argentina-Chile*

En el contexto anterior es importante señalar la firma en 1991 del Acuerdo de Complementación Económica entre Argentina y Chile, en cuyo protocolo N° 2 se establecieron las bases para la interconexión gasífera entre ambos países.

Las disposiciones básicas del protocolo establecían que correspondía a compradores y vendedores establecer el precio del gas, que los gasoductos debían operar con el sistema de *Acceso de Terceros* y que el gas debería producirse en la cuenca neuquina con un valor máximo de exportación de cinco millones de m<sup>3</sup>/día, equivalente a 1,82 bcm/año. Lo anterior suscitó iniciativas de las empresas chilenas Enersis (filial de Endesa) y ENAP y la argentina YPF, que promovieron el gasoducto Trasandino, llevado adelante por el consorcio TransGas<sup>56</sup>.

En la evolución de los acontecimientos se suscitó que el protocolo era insuficiente para que, efectivamente, se promoviera la inversión. Se planteó también el problema de la dependencia energética de Argentina. Surgieron proyectos en competencia al Trasandino, como el promovido por GasAndes, y se vio que se carecía de la normativa necesaria para regular el transporte y la distribución de gas.

Lo anterior llevó a que se modificase el protocolo de 1991, entablándose conversaciones a finales de 1994, lo que dio como resultado un nuevo protocolo en 1995, que eliminó la condición de que el gas exportado a Chile proviniera únicamente de la cuenca de Neuquén, suprimiendo el límite de exportación de gas desde Argentina que, en cualquier caso, estaría sujeta a que no afectase al abastecimiento interno en ese país. Dicho protocolo, que entró en vigor en agosto de 1995<sup>57</sup>, también se resolvía regular, mediante decreto, los temas relativos a la importación, al transporte y al suministro de gas que el gobierno chileno estableció, mediante el Decreto 263 de 1995, con el reglamento de concesiones.

<sup>55</sup> La descripción que sigue se nutre ampliamente del trabajo de (Gamboa, R y Huneus, C., 2007).

<sup>56</sup> (Gamboa, R y Huneus, C., 2007).

<sup>57</sup> Sus características básicas, siguiendo a Gamboa y Huneus, así como la comparación con el protocolo de 1991, pueden verse en la tabla incluida en el anexo 7.

### 8.3.1.2. Gasoductos en la parte central

En la parte central de Chile, las dos alternativas eran GasAndes y Transgas. La primera estaba integrada originalmente por las empresas chilenas Gener y Metrogas, las argentinas Techint y Compañía General de Combustibles (CGC) y la canadiense Nova Gas Internacional (Nova)<sup>58</sup>.

Transgas, por su parte, estaba integrada por las empresas chilenas Enersis y Chilectra (35%), ENAP (10%), Tenneco Gas (25%) de EE.UU. e YPF (10%), así como otras petroleras argentinas más pequeñas, que en su conjunto tenían el 10% (Bridas, Astra, Pluspetrol y Petrolera Argentina San Jorge).

GasAndes parece que formalizó cuatro contratos de transporte<sup>59</sup>, cada uno con una duración de 20 años y con una capacidad inicial diaria de 6 millones de m<sup>3</sup> (2,2 bcm/año), que se incrementaría hasta los 10 (3,65 bcm/año). Estas contrataciones se situaban en el contexto de “Acceso de Terceros” a los gasoductos denominados *open season*.

El trazado de los gasoductos, su longitud e inversiones eran sustancialmente diferentes. El gasoducto Trasandino, promovido por GasAndes, iría desde la localidad de Loma La Lata en Neuquén para cruzar la cordillera por Paso Butamallín a la altura de Chillán y, desde allí, dirigirse hasta Santiago por la zona central, estableciendo ramales de suministro en las regiones VIII y V. Incluyendo estos ramales, la longitud total del gasoducto sería de 1.381 km. Según los autores Gamboa y Huneeus, el gasoducto de GasAndes presentaba un tramo sustancialmente más reducido en Chile, 180 km, respecto de 800 km<sup>60</sup> de Transgas.

Se suscitaron discusiones acerca de los costes de cada uno de los proyectos y *TransGas argumentó por la prensa que, en definitiva, el costo de su proyecto sería menor, ya que aunque el costo inicial era mayor, las ampliaciones posteriores necesarias para hacer frente al aumento de la demanda en su caso implicarían solo 600 millones de dólares, en cambio las de GasAndes costarían 832 millones de dólares* (Gamboa, R y Huneeus, C., 2007). La inversión, ciertamente menor, rondando cifras de 320-350 millones de dólares, correspondía a una longitud de trazado también menor, lo que no suponía, necesariamente, que la tarifa/peaje fuese más bajo, teniendo en cuenta asimismo que, en una comparación más homogénea, implicaría añadir el gasoducto de Electrogas. La longitud del trazado total era del orden de 350 km<sup>61</sup>.

Finalmente, Enersis (Endesa) se decantó por contratar con GasAndes y retirándose del proyecto de TransGas. Así, GasAndes terminó siendo el proyecto que finalmente se construyó<sup>62</sup>.

<sup>58</sup> En el momento de la puesta en marcha del gasoducto en 1997, la propiedad era Nova 56,5%, Gener 15%, Metrogas 15% y CGC 13,5%. Como se ve, en dicha compañía, con participación del 15%, participan los usuarios de gas, bien en generación, Gener, o en distribución, Metrogas. En la planta Nueva Renca (ciclo combinado), Gener poseía el 51%, Nova el 15% y CGE Chile (que controlaba Metrogas) el 10%.

<sup>59</sup> Metrogas y Gener para Santiago, Endesa para San Isidro en Quillota y Colbún para Nehuenco en Quillota.

<sup>60</sup> (Gamboa, R y Huneeus, C., 2007).

<sup>61</sup> La longitud de los gasoductos puede verse en el anexo 10.

<sup>62</sup> El gasoducto GasAndes, cuyo proyecto surgió después del Trasandino, terminó estableciendo precios inferiores al último.

### 8.3.1.3. *Gasoducto en el Norte*

Las características de suministro en la zona norte eran muy diferentes al centro, siendo la actividad minera la principal actividad tractora para la demanda de electricidad y gas. En 1996 dos empresas generadoras de electricidad concentraban el 80% de la capacidad instalada del sistema, que ascendía a 1.160 MW, de estos, el 54,2% correspondía a Electroandina y el 25,6% a Edelnor. El resto de generadoras eran Endesa y Norgener. El carbón era el principal combustible, 732 MW, seguido del diésel, 242 MW y del fueloil, 173 MW. La generación hidráulica tenía una importancia mucho menor, 13 MW.

En el Norte Grande había también dos proyectos de conexión entre Chile y Argentina. El primero de los proyectos de esta zona era el gasoducto GasAtacama, cuyos socios principales eran Endesa y CMS de EE.UU. (que participaría como operadora). El proyecto partiría desde Salta en Argentina hasta el Puerto de Mejillones con una inversión de 350 millones de US\$. El segundo era el proyecto del gasoducto Norandino, cuyos socios eran Tractebel (propietaria de la central Tocopilla), Electroandina y Southern Electric, empresa que controlaba Edelnor, ascendiendo la inversión del proyecto a 330 millones de US\$. Estos dos proyectos se complementaban con el proyecto InterAndes, liderado por Gener para interconectar Salta en Argentina con Chile.

Si bien no parecía necesario construir los dos gasoductos, como no se llegó a un acuerdo entre las partes participantes en los proyectos, finalmente se construyeron ambos.

El resultado final fue un exceso de capacidad en el suministro de gas natural, así como un incremento de la capacidad instalada en el SING de centrales de gas de 2.112 MW, de tal manera que la potencia total pasó de 1.475 MW en 1999 a 3.596 en 2005, con lo que en ese año el gas supuso casi el 59% de la generación eléctrica, superando, y casi duplicando, al carbón, 33,5%.

Las inversiones en infraestructuras para transporte de gas desde Argentina, como se ha mencionado anteriormente, fueron acometidas por inversores privados. Se trataba de cuantiosas inversiones que no podrían recuperarse más que a largo plazo. Tal previsión se vio truncada en menos de diez años, en un proceso de sucesivas restricciones de suministro que se inició en 2004 y tuvo una dramática interrupción del abastecimiento en los años 2007 y 2008, lo que supuso enormes pérdidas, si bien durante el periodo que va de 1997 a 2004 se habían obtenido considerables beneficios del negocio del gas, tanto económicos, como sociales y ambientales.

Hernán F. Errázuriz señala en su artículo “La frustrada integración gasífera entre Chile y Argentina: orígenes, crisis y lecciones”<sup>63</sup> el exceso de confianza de los inversores que no previeron en sus contratos garantías ante incumplimientos, como es habitual en contratos mercantiles, y se sintieron suficientemente amparados por el Acuerdo alcanzado entre sus

<sup>63</sup> (Errázuriz, 2008).

gobiernos<sup>64</sup>, que, por otro lado, nunca fue ratificado por el gobierno argentino, lo que se utilizó como eximente cuando se dejaron de enviar los suministros pactados<sup>65</sup>.

En el 2008, Larraín y Quiroz se lamentaban de las cuantiosísimas pérdidas sufridas por el sector privado chileno, fruto de una gran inversión inicial, que no podrían ser recuperadas, ni compensadas por los beneficios obtenidos en el primer periodo de importación de gas desde Argentina. Sin embargo, los autores atisbaban cierta esperanza en el proyecto de una terminal de GNL en la bahía de Quintero, ya en construcción en ese momento, que podría aliviar en cierto modo la situación. Llegaron incluso a plantear la posibilidad de rentabilizar la costosa infraestructura existente, invirtiendo el sentido de los gasoductos, y usándola para suministrar en el futuro gas desde Chile a Argentina.

Ocho años después de escribirse este artículo, la opción que Larraín y Quiroz calificaban como “altamente incierta”<sup>66</sup> se convirtió en una realidad. El 17 de mayo de 2016 se realizó el primer envío de gas desde Chile hacia Argentina, utilizando la infraestructura construida años antes con otra intención. Así, por medio del gasoducto GasAndes se suministró un total de 3Mm<sup>3</sup>/d, por ENAP, Endesa Chile y Metrogas (Deloitte, 2016c), complementados con el envío en el norte por el gasoducto Norandino. En total se enviaron a Argentina 4,5 Mm<sup>3</sup>/d de gas natural, que, eventualmente, podrían llegar a 5,5 Mm<sup>3</sup>/d (Deloitte, 2016c).

### 8.3.2. Descripción básica de los gasoductos de transporte en Chile

Tras el recorrido llevado a cabo en el apartado anterior, puede ya apreciarse que el resultado de los desarrollos en infraestructuras para transporte de gas pueden ubicarse en cuatro zonas, entre las que no existe interconexión: norte, centro, sur y Magallanes. *No hay interconexión física entre zonas, por lo tanto no existe una red de GN en el ámbito nacional. La zona norte, a su vez, cuenta con dos gasoductos internacionales que tampoco están conectados entre sí, conformando dos subredes dentro de una misma zona. De esta manera, la construcción de gasoductos internacionales en las zonas norte, centro y sur significó la creación, pero a la vez, condicionó la evolución de mercados delimitados geográficamente* (Fosco & Saavedra, 2003).

De esta manera se configuraron cuatro sistemas de gasoductos, independientes entre sí. Como consecuencia de esta estructura de transporte, los mercados de transporte que se crearon en torno a ellos se constituyeron como monopolios geográficos.

El plano que sigue permite situar la ubicación general de los gasoductos de transporte entre Chile y Argentina. La zona norte abastece a la II Región mediante dos gasoductos internacionales, el gasoducto Norandino y el gasoducto GasAtacama. La zona centro cubre el mercado de la Región Metropolitana mediante el gasoducto GasAndes, con expansión hacia la V Región, Valparaíso, mediante el gasoducto Electrogas, y hacia la VI Región, O’Higgins. La zona sur abarca la VIII Región, Biobío; y recibe gas del gasoducto Pacífico. La

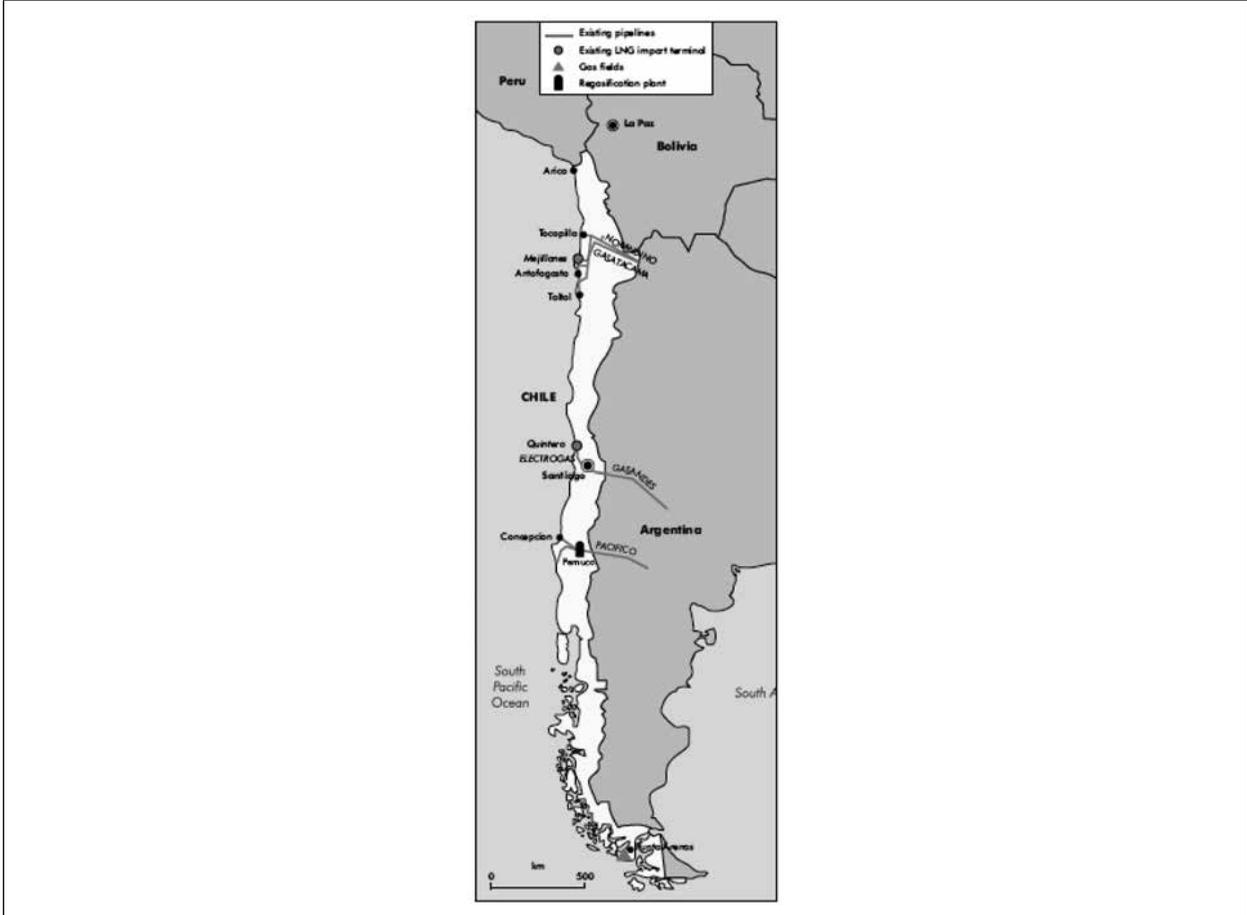
<sup>64</sup> *Los particulares tampoco midieron los elevados riesgos políticos de estos emprendimientos. No contaban con seguros comerciales para riesgos políticos, ni con estudios sobre los mismos, como es habitual que contraten los inversionistas de países industrializados. Sus estudios se centraron exclusivamente en la rentabilidad y viabilidad técnica del proyecto y se confiaron en las garantías de respaldo otorgadas por el Estado chileno a través de tratados negociados por este y de un poder negociador, que finalmente los dejó en la indefensión frente a Argentina* (Errázuriz, 2008).

<sup>65</sup> *En el plano de las garantías de suministro debió haberse perfeccionado el Protocolo de Integración gasífera, llevándolo formalmente a nivel de Tratado con la ratificación por parte del gobierno argentino, ya que la no ratificación es uno de los argumentos que dio el Gobierno de ese país para incumplirlo* (Bernstein, 2008).

<sup>66</sup> *Los gasoductos que corren desde Argentina hacia Chile seguirán ahí, y quizá algún día puedan ser utilizados en sentido contrario. Altamente incierto, pero no del todo improbable* (Larraín & Quiroz, 2008).

última zona corresponde a la XII Región de Magallanes y la Antártica, donde se encuentra el gasoducto Posesión-Cabo Negro y el gasoducto Bandurria (como se puede observar estos dos últimos gasoductos no están representados en dicho plano)<sup>67</sup>.

**MAPA 3. Gasoductos de transporte en Chile en su conexión con Argentina**



Fuente: (IEA, 2015).

Mientras que en las tres primeras zonas se construyeron cuatro grandes gasoductos internacionales, promovidos por el sector privado y a riesgo de mercado, con el fin de importar gas natural desde Argentina en los años noventa, con el objeto de paliar la incapacidad de cubrir la demanda energética del país mediante la producción nacional en esa época; la zona de Magallanes combina suministros internacionales con producción nacional, impulsada desde el sector público (ENAP) (Fosco & Saavedra, 2003).

En el cuadro siguiente se reflejan, para los gasoductos principales, las empresas propietarias y las inversiones realizadas, lo que permite dar una idea de las empresas y operadores, así como de las inversiones en el sector del transporte de gas en Chile.

<sup>67</sup> En el anexo 10 se listan los gasoductos principales indicando las características técnicas básicas (diámetro, capacidad y longitud) de los mismos. En el anexo 11 se describen los trazados básicos de los gasoductos representados en diferentes mapas, que reflejan el conjunto de la situación indicada arriba.

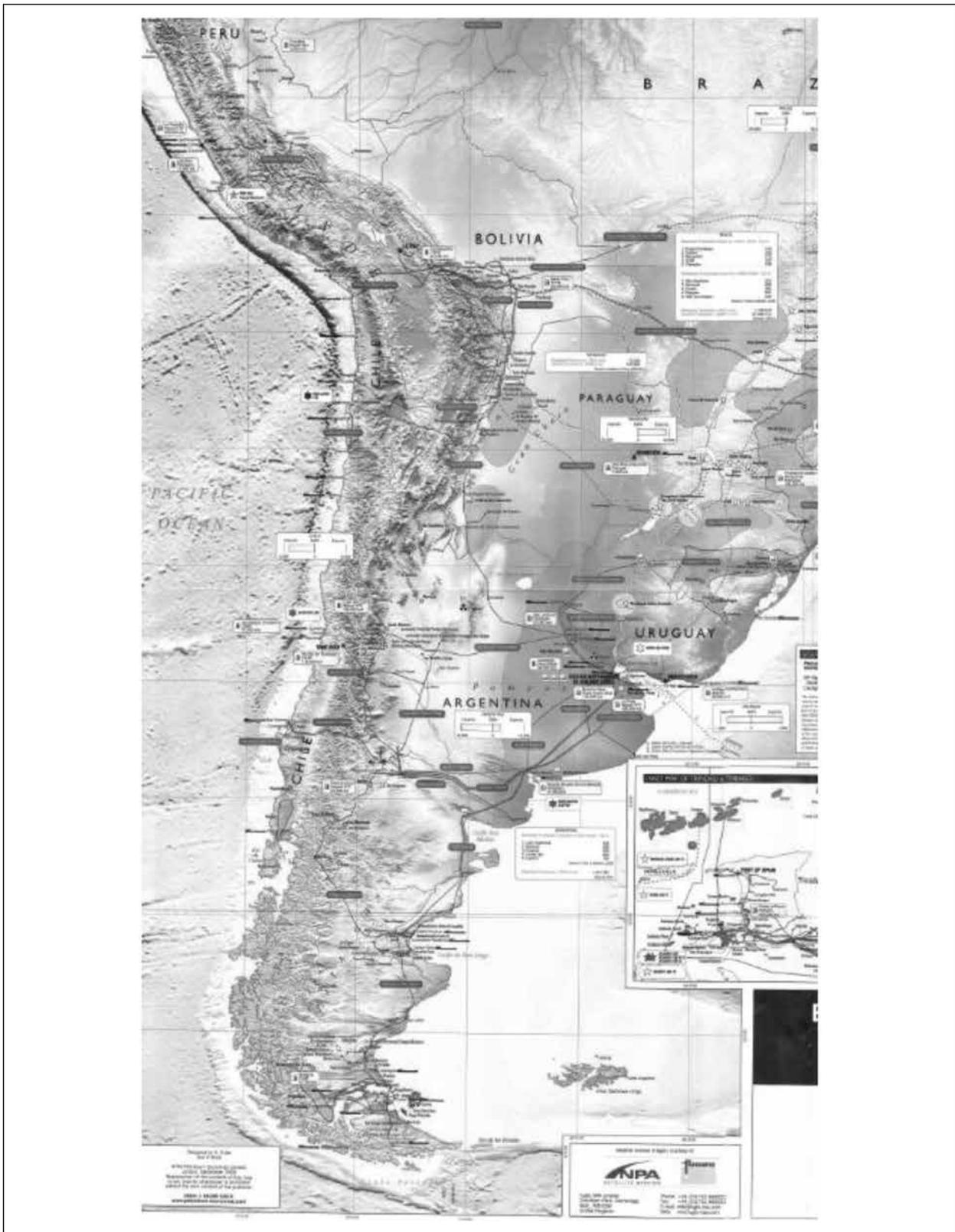
TABLA 13. Empresas propietarias de los principales gasoductos

	Empresa Propietaria	Operador	Participaciones Propietarios (%) (origen)	Participaciones Propietarios (%) (2016)	Inversión Proyectos/ Gasoducto (millones US\$)	Inicio opera.	Longitud Chile/total (km)	Estimación MUS\$/km	
Gasoducto Gas Atacama	GasAtacama Chile S.A.	GasAtacama Chile S.A.	Endesa Chile (50%)	Enel Generación Chile (Ex Endesa Chile) (100%)	650	1999	411/941		
			CMS Chile (50%)						
Gasoducto Norandino	Gasoducto Norandino S.A.	Gasoducto Norandino S.A.	Tractebel (66%)	Engie Energía Chile (100%)	400	1999	730/1180	0,5	
			Southern Electric (29.2%)						
			Accionistas minoritarios (4,8%)						
Gasoducto Tal-Tal	Gasoducto Taltal Ltda.	Gasoducto Taltal Ltda.	Endesa Chile (100%)	Enel Generación Chile (Ex Endesa Chile) (100%)			224/224		
Gasoducto GasAndes			Nova Gas International (56,5%)		325	1997	154/467		
			Cía. General de Combustibles (13,5%)						
			Metrogas (15%)						
			Chilgener (15%)						
Gasoducto Electrogas	Electrogas S.A.	Electrogas S.A.	Endesa Chile (42,5%)	Enel Generación Chile (Ex Endesa Chile) (42,5%)	82	1998	138/138		
			Colbún S.A. (42,5%)	Colbún S.A. (42,5%)					
			ENAP (15%)	ENAP (15%)					
Gasoducto del Pacífico	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Innergy	TransCanada (30%)	Gasco S.A. (60%) En 2014 adquiere participación de Transcanada Int. (30%)	400	1999	362/638	1,10	
			YPF Repsol (10%)						YPF S.A.
			CGE (11,3%)						
			ENAP (18,2%)						ENAP (25%)
			El Paso (21,8%)						
			Inversores minoritarios (8,7%)						Inversiones Trigás Cuatro S.A.
Sara Cullen	ENAP Exploración y Producción			ENAP	4,1	2006-2007	45/45		
Posesión-Cabo Negro	ENAP Exploración y Producción			ENAP	12	1999	180/180		
Bandurria	ENAP Exploración y Producción			ENAP		1996	48/83		

Fuente: elaboración propia en base a datos de memorias ENAP-CGE.

Resulta importante ubicar también los gasoductos y las plantas de regasificación en Chile, Quintero y Mejillones, en el contexto de las infraestructuras gasistas del Cono Sur, no solo Argentina, sino también Perú, Bolivia, Brasil y Uruguay. Con este fin se recoge el siguiente mapa, que muestra la red de gasoductos en Sudamérica.

### MAPA 4. Principales gasoductos y plantas de regasificación en Sudamérica



Fuente: (Petroleum Economist, 2009).

## 8.4. Plantas de regasificación

Las plantas de regasificación en Chile son la respuesta estratégica ante la disminución y la interrupción del suministro de gas de Argentina, que se ha visto en el apartado anterior.

Por otra parte, la diversidad geográfica, la densidad de población, así como la ubicación de las zonas más industriales o la minería en el Norte Grande, han llevado, por una parte, a la ubicación en Quintero de una planta de regasificación, “vinculada” con la Región Metropolitana y con la conexión del gasoducto GasAndes y a la planta de regasificación en Mejillones, relacionada con la zona minera industrial del norte y con los gasoductos Norandino y GasAtacama.

La geografía y la demografía en Chile ha llevado también a que falta de gasoductos en el sentido norte-sur se solventa, en parte, mediante gasoductos que se ubican en bandas de norte a sur, de manera que a partir de las plantas de regasificación se proceda a realizar la distribución de GNL a plantas satélites de regasificación (por ejemplo, Pemuco en la VIII Región). Por ello, el GNL, junto con los GLP, son energías con un peso significativo en Chile.

A continuación se tratarán las dos plantas de regasificación de Chile, GNL Quintero y GNL Mejillones, describiendo primeramente las características técnicas básicas para tratar, seguidamente, las relaciones contractuales.

### 8.4.1. GNL Quintero

La planta GNL Quintero está situada en la bahía de Quintero, 180 km al noroeste de Santiago, en la Región de Valparaíso. Se encuentra integrada en el Sistema Interconectado Central (SIC). Cuenta con 126 empleados entre la planta y las oficinas en Santiago de Chile. Ocupa una superficie de 49 ha, tiene un muelle de 1.878 m, cinco brazos de descarga de 12.000 m<sup>3</sup>/h cada uno y tres tanques de almacenamiento. El primero en construirse fue uno de 14.000 m<sup>3</sup> y, posteriormente, dos de 160.000 m<sup>3</sup> cada uno. En total cuenta con una capacidad de almacenamiento de 334.000 m<sup>3</sup> de GNL. Tiene también cuatro vaporizadores, tres con refrigeración de agua de mar y uno de combustión sumergida de respaldo, con una capacidad total de 3,75 Mtpa, equivalente a 15 millones de m<sup>3</sup> estándar diarios (15 MSm<sup>3</sup>/d) o unos 5,5 bcm/año<sup>68</sup>. Está también dotada con una estación de carga de camiones cisterna con cuatro islas de carga, con capacidad de hasta 50 camiones diarios (2.500 m<sup>3</sup>/día).

En la siguiente figura se puede apreciar el muelle y las instalaciones de vaporización. En la siguiente, el muelle de descarga, tanques de almacenamiento de la planta de regasificación, la estación de carga de camiones y la sala de control.

<sup>68</sup> En otras ocasiones figura la cifra de 3,65 bcm/año.

FIGURA 3. Muelle e instalaciones de vaporización



Fuente: (Quintero, 2015) modificado.

FIGURA 4. Vista general de las instalaciones



Fuente: (Quintero, 2015) modificado.

El GNL regasificado se inyecta en el gasoducto de Electrogas y se transporta a las principales centrales termoeléctricas de la zona central y a los consumidores residenciales, comerciales e industriales de la V Región (incluyendo la Refinería Aconcagua de ENAP).

El desarrollo de la planta se inició con unos estudios de factibilidad de la terminal en 2004, como consecuencia de las primeras reducciones de suministro de gas natural desde Argentina. En el 2005 se formó un *pool* de consumidores y se obtuvieron la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y las concesiones marítimas correspondientes. En ese año se llevaron a cabo licitaciones internacionales para el suministro de GNL y la construcción de la terminal. En 2006 se adjudicó el suministro de GNL y se desarrollaron el proyecto y la ingeniería, formalizándose en 2007 los principales contratos de ingeniería, el de transporte por gasoducto (Electrogas), así como los de suministro de GNL y uso de la terminal, a los que se hace referencia más adelante, y los relativos a la venta de GNL.

En el 2008 se llevó a cabo la construcción de la terminal y se cerró su financiación con un crédito internacional de 1.100 millones de US\$. La planta se inauguró en 2009 y comenzaron las operaciones con el tanque de almacenamiento de 14.000 m<sup>3</sup>. En el 2010, ya en operación, se construyeron dos tanques de almacenamiento adicionales de 160.000 m<sup>3</sup> cada uno.

En los años 2011, 2012 y 2013 tuvo lugar la ampliación fase I a 15 MMSm<sup>3</sup>/d y el inicio de las operaciones en la estación de carga de camiones con dos islas. En el 2014 se inició una consulta pública *open season* para la ampliación fase II a 20 MMSm<sup>3</sup>/d, se refinanció la deuda de 1.100 millones de US\$ y se puso en marcha la estación de carga de camiones, teniendo disponibles cuatro islas de carga. En el 2015 entró en funcionamiento la ampliación fase I con un nuevo tren de vaporización<sup>69</sup>.

En el 2006 se firmó un contrato a largo plazo con el Grupo BG, así como el Front End Engineering and Design (FEED) del proyecto con CB&I. En 2007 se firmaron contratos a largo plazo para el suministro de GNL, la recepción, descarga, almacenamiento y regasificación en la Terminal, el Terminal Use Agreement (TUA), referido más adelante, y el contrato de venta de gas natural a los clientes (Gas Supply Agreement, GSA).

En el mismo año 2007 se firmó también el contrato de transporte con Electrogas S.A. para la construcción y operación de un gasoducto entre Quintero y Quillota (ver apartado 9.3 de Gasoductos), así como la conexión al gasoducto existente a Santiago.

Los socios de GNL Quintero, en 2007, eran el Grupo BG (40%), Endesa Chile (20%), Metrogas (20%) y ENAP (20%). En el 2012 ENAGAS firmó un acuerdo con el Grupo BG para comprarle el 20% de Quintero por Terminal de Valparaíso, al igual que lo hizo Oman Oil con 20% mediante la misma sociedad. En ese año la estructura de propiedad era la siguiente: Terminal de Valparaíso (40%), ENAP (20%), Endesa Chile (20%) y Metrogas (20%).

<sup>69</sup> A fecha 6 de marzo de 2017 se encontraba en estudio la segunda ampliación de la terminal. El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) fue aprobado en mayo de 2016, que contemplaba la ampliación de la capacidad de la terminal de 3,75 a 5 Mtpa, sustituyendo el tanque de 14.000 m<sup>3</sup> existente por otro de 160.000 m<sup>3</sup>, y un nuevo vaporizador con refrigeración de agua de mar y otro de combustión sumergida de respaldo. Con esto, la terminal contará en total con cuatro vaporizadores con refrigeración de agua de mar y dos de respaldo (cada uno de 5 Mm<sup>3</sup>), lo que dotará a la terminal con una capacidad total de vaporización de 20 Mm<sup>3</sup> a base de 10 Mm<sup>3</sup> de respaldo. Asimismo esta segunda fase de ampliación prevé incorporar capacidad de recarga de buques, que incluya naves de pequeña escala para cabotaje, y la ampliación de las instalaciones de carga de camiones de 4 a 7 islas. La inversión estimada para este proyecto de expansión es del orden de 250 millones de dólares (MUS\$), el plazo de construcción se estima en cuatro años y se espera obtener la decisión final de inversión (Final Investment Decision, FID) en abril o mayo de 2017.

En el 2014 Terminal de Valparaíso<sup>70</sup> adquirió el 40% de la Terminal GNL Quintero, y en el año 2016 Enagas se hizo con un 40% de GNL Quintero de manera directa, comprando su participación a Endesa Chile y Metrogas, por lo que, directa e indirectamente, ENAGAS tiene la mayoría de la planta (60,4%). En la actualidad los socios de Quintero GNL son ENAGAS (40%), Terminal de Valparaíso (40%) y ENAP (20%).

#### 8.4.1.1. Aspectos comerciales

Desde el punto de vista contractual, GNL Quintero actúa como una empresa que regasifica cobrando a los clientes de la terminal (que pueden ser propietarios o no) unas tarifas de peaje.

La sociedad GNL Chile es la que entrega el gas para descargarlo y regasificarlo en la planta<sup>71</sup> y que lo recibe regasificado a la salida de la misma. GNL Chile tiene un contrato de suministro con la empresa suministradora de GNL era BG LNG Trading, hoy es Shell.

GNL Chile es una sociedad anónima cuyos accionistas son ENAP, Metrogas y Endesa Chile, cada uno de ellos con un tercio de la sociedad. Hasta la fecha ha comercializado más de 10 bcm y abastecido a más del 20% de la generación eléctrica del SIC y a más de 500.000 hogares, clientes comerciales e industriales (GNL Chile, 2015).

La estructura comercial básica en torno a GNL Chile se articula en tres tipos de contratos. El *Gas Sales Agreement* (GSA), en donde los clientes (i.e. ENAP Refinerías, Endesa, Metrogas) venden el gas a la salida de la planta de regasificación. Cada GSA tiene asociados uno a más contratos de suministro de GNL (*Supply Purchase Agreement*, SPA por sus siglas en inglés) para la importación de gas con entrega a la entrada de la terminal, cuyo precio dependerá de los que tenga firmados cada comprador. Estos contratos, si bien parece que estaban indexados al precio del crudo con cierto grado de flexibilidad, se han ido modificando para que estén referenciados al Henry Hub (HH) y, en menor medida, al Brent.

En tercer lugar está el contrato de GNL Chile con GNL Quintero para el uso de la terminal (*Terminal Use Agreement*, TUA), lo que permite un uso compartido de la misma, una programación que permita optimizar las necesidades de los usuarios, combinando también la demanda, y posibilitando el acceso de nuevos usuarios. La tarifa final para los compradores está compuesta por un cargo correspondiente a la regasificación y comercialización, siendo otro componente el precio del GNL.

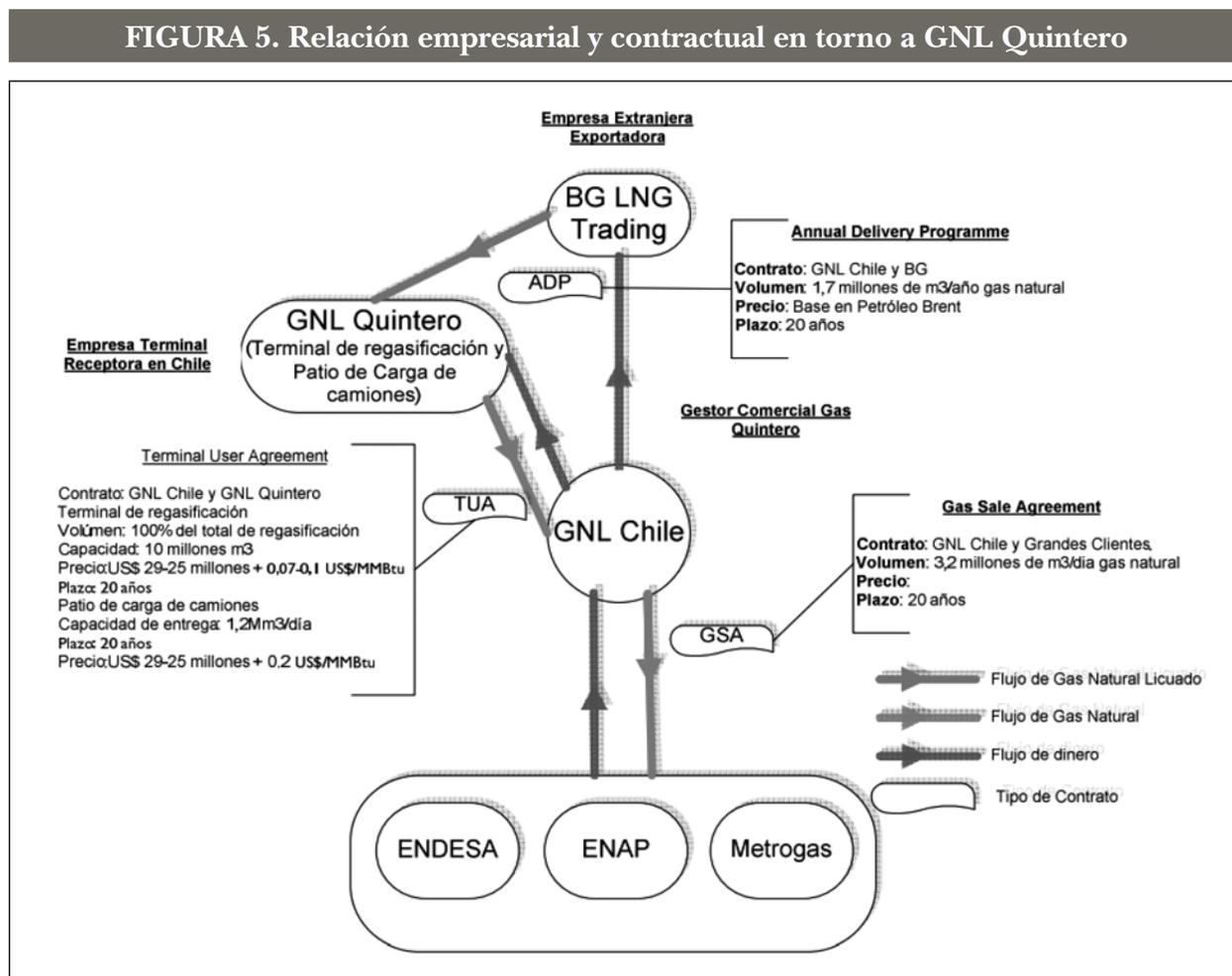
Las tarifas de regasificación y comercialización varían en función del plazo de contratación (10-15-20 años) y de la capacidad contratada según las tasas de expansión. Constan de una parte fija y una variable (0,09 US\$/MMBtu). La parte fija va de 1,22 US\$/MMBtu a 1,60 US\$/MMBtu. Es decir, en total, de 1,30 a 1,70 US\$/MMBtu. Esta tarifa parece alta, lo que puede deberse al elevado coste de la planta, unos 1.100 MUS\$, cifra estimada a partir de la financiación necesaria.

<sup>70</sup> Terminal de Valparaíso es una sociedad en la que ENAGAS tiene el 51% y Oman Oil Company el 49%.

<sup>71</sup> El gas natural que se recibe en la terminal proviene de países exportadores de gas, como Qatar, Guinea Ecuatorial, Argelia, Trinidad Tobago, EE.UU. y México.

Una vez regasificado, GNL Chile entrega ese gas a los tres clientes de la planta: Endesa Chile, ENAP y Metrogas, quienes lo utilizan en función de sus mercados: directamente en centrales generadoras de energía eléctrica, lo distribuyen a la industria o al sector residencial, o bien lo venden en el mercado a otras empresas como Colbún o AES Gener.

En el esquema siguiente se representa lo indicado anteriormente; y se indican las condiciones económicas básicas del acuerdo de uso de la terminal.



Nota: La información económica aquí recogida no está actualizada, por lo que podría no coincidir con la realidad actual.  
 Fuente: (Ingeniería DICTUC, 2011).

El GNL que los tres clientes compran en plantas satélite abastecidas por camión, lo transportan y distribuyen en camiones cisterna a clientes como Endesa, GasValpo y Lipigas. Endesa Chile, por ejemplo, lo utiliza para sus centrales de generación eléctrica. También otras generadoras de la zona utilizan gas natural, en parte proveniente del regasificado en GNL Quintero, en principio a partir de las *open seasons*.

Las plantas de generación eléctrica que utilizaban gas natural regasificado en 2011 se pueden ver en la tabla que sigue. Como se puede observar, únicamente las centrales San Isidro I y San Isidro II tienen contratos de suministro para el aprovisionamiento de GNL.

**TABLA 14. Plantas de generación eléctrica en el SIC que utilizaban GNL (enero-julio de 2011)**

Empresa	Central	Unidad	Región	Tipo suministro de GN	Potencia neta instalada (MW)	Energía generada (GWh)	Factor de planta (%)	Tecnología
Endesa	San Isidro I	San Isidro I	V	Con contrato	374	1.593	85	CC
	San Isidro II	San Isidro II	V	Con contrato	399	1.831	91	CC
	Tal Tal	Tal Tal 01	III	Interrumpible	122	52	8	TG
	Tal Tal	Tal Tal 02	III	Interrumpible	123	21	3	TG
	Quintero	Quintero	V	Interrumpible	290	150	10	TG
Colbún	Nehuenco I	Nehuenco I	V	Interrumpible	374	1.048	56	CC
	Nehuenco II	Nehuenco II	V	Interrumpible	383	1.528	79	CC
	Nehuenco 9B	Nehuenco 9B	V	Interrumpible	102	20	4	TG
	Candelaria	Candelaria	VI	Interrumpible	133	189	28	TG
	Candelaria	Candelaria	VI	Interrumpible	137	242	35	TG
Gener/Eléc. Santiago	Nueva Renca	Nueva Renca	RM	Interrumpible	371	1.468	79	CC
Gas Sur	Newen	Newen	VIII	Interrumpible	15	31	41	TG
Arauco Generación	Horcones TG	Horcones TG	IX	Interrumpible	24	9	7	TG
Campanario	Campanario	Campanario	VIII	Interrumpible	163	77	9	TG
Sagesa	Coronel	Coronel	VIII	Sin suministro	46	0	0	TG
Total					3.056	8.259		

Nota: CC=ciclo combinado, TG=turbina de gas.

Fuente: (Ingeniería DICTUC, 2011).

#### 8.4.2. GNL Mejillones

La terminal de regasificación GNL Mejillones, en adelante también referida como GNLM, está ubicada en la bahía de Mejillones, II Región de Antofagasta y se encuentra integrada en el Sistema Interconectado Norte Grande (SING). La planta es propiedad de Codelco en 37% y de Engie en 63%<sup>72</sup> e inició su actividad en junio de 2010. GNLM ofrece tres tipos de servicio: regasificación, patio de carga de camiones y *transshipment*.

La planta cuenta, en la actualidad, con un tanque en tierra de 187.000 m<sup>3</sup>, puesto en operación en el 2014. Con anterioridad a la puesta en marcha de las instalaciones en tierra, y del tanque citado, el almacenamiento se realizaba mediante un buque metanero flotante (*GDF Suez Brussels*<sup>73</sup>). Con este buque, que sirvió de almacenamiento, se iniciaron las operaciones de la central de regasificación en febrero de 2010, mes en que se recibió el primer cargamento de GNL. En abril tuvo lugar la puesta en marcha de la planta, que inició la operación comercial en julio de 2010 sin el tanque de tierra. La inversión de la

<sup>72</sup> En octubre de 2007 la empresa cuprífera chilena Codelco y GDF Suez Energy Chile constituyeron la sociedad GNL Mejillones S.A. En 2010, GDF Suez incrementó su participación a 63% a raíz de su inversión de 200 millones de US\$ en el tanque de almacenamiento de GNL. En abril de 2015, GDF Suez pasó a denominarse Engie.

<sup>73</sup> Con una capacidad de 162.400 m<sup>3</sup> de GNL.

planta fue de 750 millones de US\$. El GNL regasificado en GNL Mejillones se transporta mediante los gasoductos Norandino y GasAtacama.

**FIGURA 6. Vista general de las instalaciones de GNL Mejillones**



Fuente: (Construcción. Portal de noticias, 2016).

La terminal dispone de tres trenes de regasificación con capacidad nominal de 2,75 millones de metros cúbicos normales diarios ( $\text{MNm}^3/\text{d}$ ) cada uno, equivalente a una capacidad de planta de  $5,5 \text{ MNm}^3/\text{d}$ , dos operando de modo habitual y uno de respaldo.

En la planta de regasificación existen tres vaporizadores de combustión sumergida, tres bombas de alta presión para facilitar el acceso del gas regasificado al gasoducto y dos bombas para GNL sumergidas en el tanque interior. Hay un muelle con capacidad para una nave metanera cada vez y cuatro brazos de descarga.

GNL Mejillones tiene un proyecto, que cuenta con la aprobación del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) desde el 14 de julio de 2016, para ampliar en 50% la capacidad nominal de regasificación de la planta de  $5,5 \text{ MNm}^3/\text{d}$  a  $10 \text{ MNm}^3/\text{d}$  (equivalente a unos  $3,6 \text{ bcm/año}$ ). Para ello se prevé la repotenciación, en 20%, de los trenes existentes (de  $2,75 \text{ MNm}^3/\text{d}$  a  $3,3 \text{ MNm}^3/\text{d}$  cada uno) y la incorporación de un cuarto tren de regasificación de igual capacidad, lo que permitiría operar de modo habitual con tres de ellos y contar con un cuarto de respaldo. La inversión considera, asimismo, la instalación de una cuarta bomba de baja presión y un cuarto vaporizador de combustión sumergida, entre otras obras. Lo anterior permitirá el aumento de la capacidad de regasificación disponible para los usuarios de la terminal en 50%. El proyecto contempla un plazo de ejecución estimado de dos años desde la decisión final de inversión y una vida útil de 41 años.

Asimismo, GNLM ha anunciado el inicio de los estudios para la construcción de un segundo tanque de almacenamiento de GNL<sup>74</sup>. Este proyecto dotaría de mayor flexibilidad operacional a los usuarios de la terminal y facilitaría el desarrollo del cabotaje de buques de

<sup>74</sup> A fecha, 6 de marzo de 2017, este proyecto contaba ya con la disponibilidad de los terrenos necesarios y se estaba iniciando la ingeniería de factibilidad asociada a la construcción de este segundo tanque de GNL.

GNL de mediana escala por las costas de Chile. Adicionalmente, permitiría a los usuarios comprar el GNL durante el periodo del año donde el precio es menor (verano boreal).

Esta alternativa de distribución de GNL en cantidades adecuadas con la demanda de la zona centro-sur del país permitiría implementar un tercer terminal de GNL. La tecnología de GNL a mediana escala consiste en el uso de pequeños y medianos buques metaneros que abastecen uno a más terminales de regasificación de tamaño medio. Dependiendo del tamaño y de la tecnología del segundo tanque, se prevé un tiempo de construcción de alrededor de tres años.

Para facilitar el acceso a GNL a clientes que se encuentran lejos de los actuales gasoductos, GNLM puso en operación, en julio de 2015, un patio de carga piloto de camiones cisterna con una capacidad de hasta cuatro camiones diarios que distribuyen el GNL en un radio de hasta 700 km de la terminal, en la región de Antofagasta. Se contempla ya la construcción de un patio de carga con capacidad de hasta 15 camiones/día, ampliable hasta 60 camiones, mediante la incorporación de nuevas instalaciones de carga.

La terminal de Mejillones ofrece al mercado un servicio de *transshipment* (transbordo), que consiste en transferir GNL de un buque metanero a otro sin necesidad de descargarlo en el tanque de almacenamiento en tierra. Entre 2010 y 2014 se realizaron 34 transferencias, gracias a su muelle de doble cabezal, que se muestra en la figura siguiente, y a las condiciones marítimas que ofrece la bahía de Mejillones.

FIGURA 7. Muelle de doble cabezal y operación de *transshipment*



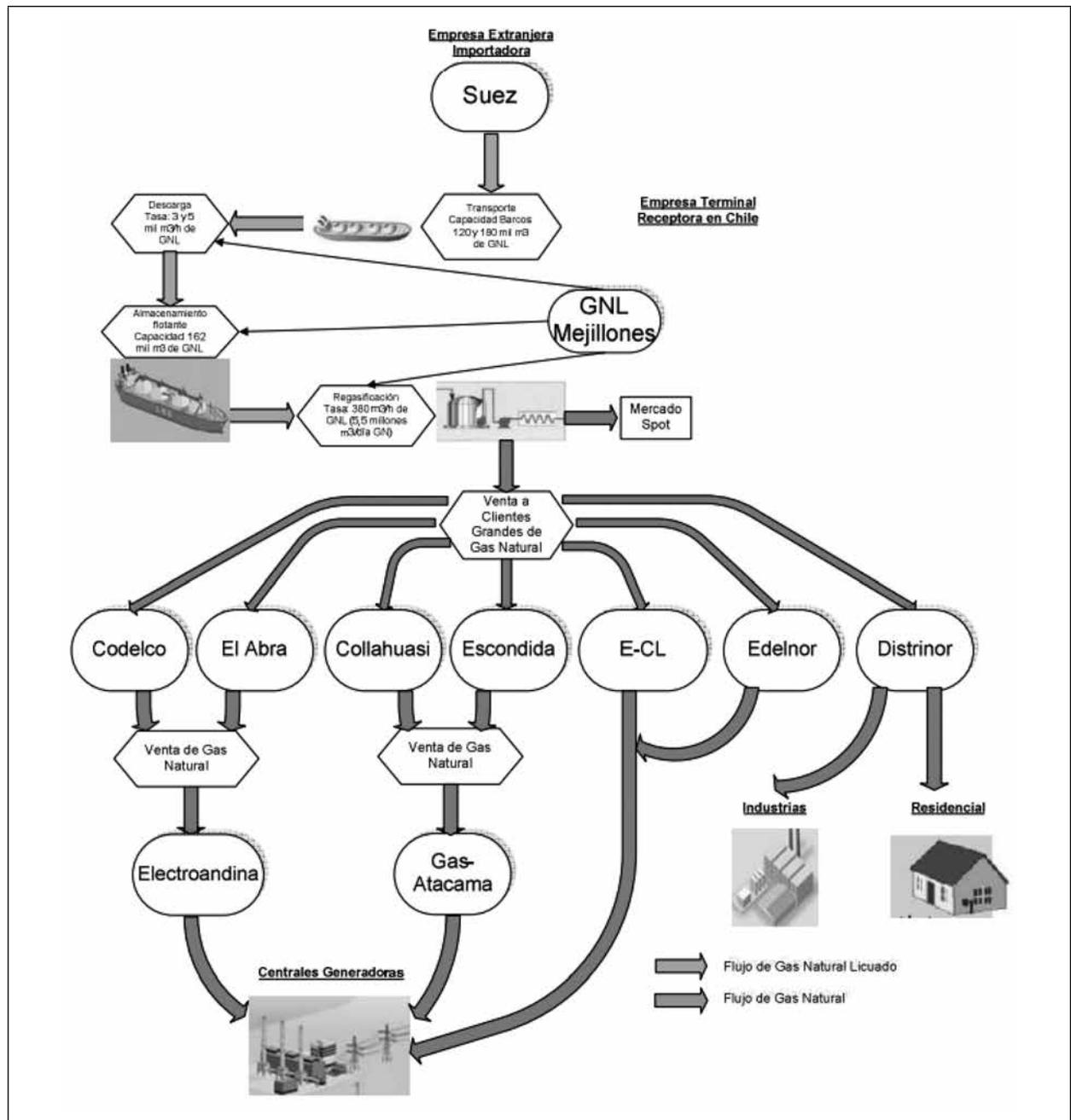
Fuente: (Rodríguez, 2013).

#### 8.4.2.1. Aspectos comerciales

La estructura comercial inicial, que se puede ver en la figura siguiente, estaba basada en Contratos de Venta de Gas (GSA, *Gas Supply Agreement*). Consistía en la compra de gas a la entrada de la planta de regasificación por las empresas mineras Collahuasi, BHP-Escondida, Codelco y El Abra.

Estas empresas, mediante acuerdos de uso de la terminal (*Terminal Use Agreement, TUA*), regasifican el gas y se lo venden a generadoras eléctricas, comprándoles luego la electricidad y dejando a las generadoras un margen fijo por generación eléctrica. Las compañías mineras citadas en 2010-2011 tenían contratos con las generadoras Electroandina y GasAtacama para 500 MW durante tres años. Por otra parte, GNLM tenía contratos directos con Engie Chile (E-CL) y Edelnor. Endesa compra gas natural *spot* proveniente de GNLM para su Central de Taltal (Ingeniería DICTUC, 2011).

**FIGURA 8. Características técnicas y comerciales de GNL Mejillones**



Fuente: (Ingeniería DICTUC, 2011).

En el 2013 GNL Mejillones ofrecía contratos de regasificación a plazo, bajo la modalidad TUA, donde eran los clientes quienes importaban el GNL. Las tarifas de regasificación para el “contrato base” (a enero 2012), sujetas a indexación en función de la variación del IPC en Estados Unidos, se reflejan a continuación, mostrando diferencias según los años de duración del contrato.

**TABLA 15. Tarifas por servicios de regasificación contrato base**

Duración (años)	Spot	1	10	15	20
Tarifa (US\$/MMBtu pcs)	3,02	3,02	2,01	1,91	1,85

Nota: a pesar de que las tarifas se refieren a enero de 2012, se entiende que son los vigentes, en la medida en que son los datos que se recogen en su página *web*.

Fuente: (GNL Mejillones, 2017).

Para servicios de regasificación de cantidades descargadas menores de 1,45 Btu (pcs), la tarifa será la menor entre las tarifas anteriores, multiplicadas por 1,45 TBtu (pcs), y la tarifa de acuerdo al plazo del contrato multiplicada por la cantidad descargada en TBtu (pcs) + US\$ 100.000 (GNL Mejillones, 2017).

GNLM ofrece, además, un servicio de regasificación donde los clientes pueden programar diariamente hasta aproximadamente 24% adicional de la cantidad contratada inicialmente, de existir disponibilidad, y hacer uso diario de hasta la máxima capacidad de regasificación (5,5 MNm<sup>3</sup>/d de gas natural). Cada vez que un cliente descarga un buque en la terminal, el almacenamiento es compartido por todos los clientes, permitiendo así que los mismos tengan acceso al gas natural todos los días del año (GNL Mejillones, 2017).

Los interesados en participar en el Programa Anual de Entregas (ADP, por sus siglas en inglés) deberán tener un TUA vigente con GNLM y participar del proceso de preparación formal del ADP. No obstante lo anterior, en caso de requerirse la recepción de un buque *spot* posterior al acuerdo de ADP, GNLM evaluará la viabilidad de su descarga.

### 8.5. Distribución de gas

El gas natural suministrado por canalización llega a 1.000.000 de clientes en Chile. Teniendo en cuenta que el país tiene una población de unos 18 millones de habitantes, en términos de clientes, el porcentaje de cobertura es del 2%. Sin embargo, esta cifra es equívoca, ya que, en realidad, el gas para clientes domésticos y residenciales, bien por gasoductos o mediante plantas de regasificación y posterior distribución de gas canalizado, está concentrado en ciertas regiones, a saber, Región Metropolitana, VI Región del Libertador B. O'Higgins y la VIII Región de Biobío.

Por las características geográficas de Chile, las distribuidoras tienen sus zonas de distribución en bandas de norte a sur, no existiendo redes de distribución de gas en todas las regiones (ver anexos 11 y 12).

El gas natural por canalización ha penetrado también en otras regiones, ya que, tras la puesta en marcha en los años 2009 y 2010 de las plantas de regasificación de Quintero y Mejillones, que, como se ha visto, tienen instalaciones de carga de camiones cisterna, se

transporta gas licuado a regiones que, o bien no disponen de distribución por gasoducto o, disponiendo de ella, complementan la distribución de gas canalizado en esas regiones.

Esto implica la construcción y operación de Plantas Satélite de Regasificación (PSR), siendo llamativa la distribución por este sistema en la IV Región (zona de Coquimbo/La Serena), que cuenta también con una red de 40 km (34 en La Serena y 5,6 en Coquimbo); la Región de Valparaíso, con una PSR en la zona industrial Los Andes y una red de 26,5 km, y la VII Región de Maule con una PSR en el barrio industrial de Talca y una red de 19,8 km de extensión.

En el cuadro que sigue se pueden ver los datos básicos de las empresas distribuidoras en cuanto a número de clientes, extensión de redes, volumen de ventas, regiones en las que distribuyen y resultado bruto de explotación (EBITDA).

Conviene distinguir entre las compañías concesionadas y las no concesionadas. Siguiendo ese criterio, la distribución de gas en Chile sería de 68% mediante redes concesionadas y 32% con no concesionadas (Larrondo, 2016).

**TABLA 16. Datos básicos de las compañías distribuidoras de gas natural (2015)**

	Compañía <sup>1</sup>	Clientes	Redes (km)	Vol. Ventas	Regiones	EBITDA (MM\$ <sup>76</sup> )
Concesionadas	Metrogas	614.424	5.257		R. Metropolitana y R. Libertador O'Higgins	93.350*
	GasValpo	91.864	1.600		Valparaíso	58.236*
	Gas Sur	33.000	700	26,5 mill.m <sup>3</sup>	Biobío, R. VIII	5.749
	Intergas	15.607	550		La Araucanía, R. IX	
	Gasco Magallanes	54.000	1.400	392 mill.m <sup>3</sup>	Magallanes	
No Concesionadas	Lipigas	>1.000.000			GNL, regiones XV y XI GN, región II	79.046*
	Abastible (Empresas Copec SA)					227.245* <sup>77</sup>
	Gasco			742.393 tn		81.679*

Nota 1: \*=EBITDA consolidado.

Nota 2: Los nombres de las sociedades jurídicas son los siguientes: Metrogas (Metrogas S.A.), GasValpo (Compañía de Gas de Valparaíso S.A.), Gas Sur (Gas Sur S.A.), Intergas (Intergas S.A.), Gasco Magallanes (Gasco Magallanes), Lipigas (Empresas Lipigas S.A.), Abastible (Abastecedora de Combustibles) y Gasco (Gasco S.A.)

Fuente: elaboración propia.

Si se consideran tanto las empresas concesionadas como las no concesionadas, operan en Chile ocho empresas distribuidoras de gas por canalización. Las que tienen concesión son Metrogas, GasValpo, Gas Sur, Intergas y Gasco Magallanes; y las que no tienen concesión son Lipigas, Abastible y Gasco. En el caso de las primeras, Metrogas controla el 72% del mercado, mientras que entre las empresas del segundo grupo, Lipigas ostenta el 50%. Estas últimas distribuyen asimismo gas envasado, como GLP en cilindros o bombonas.

<sup>75</sup> MM\$=millones de pesos chilenos.

<sup>76</sup> Este valor se refiere al consolidado de Copec.

En efecto, los gases licuados del petróleo tuvieron en el pasado, y siguen teniendo, un peso importante en el suministro energético de Chile, y algunas empresas distribuidoras de gas también suministran GLP. Asimismo existen empresas que suministran únicamente GLP.

### 8.5.1. Breve descripción de las compañías distribuidoras

A continuación se describen brevemente las principales compañías de distribución concesionadas (Metrogas, GasValpo, Intergas, Gas Sur y Gas Magallanes). En el cuadro que sigue se indican algunas características relevantes de las empresas distribuidoras que se examinan más adelante.

**TABLA 17. Datos de las principales compañías de distribución de gas (2015)**

METROGAS		GAS SUR		INNERGY HOLDINGS		GASCO MAGALLANES	
<u>Gas canalizado</u>	<u>GNL Móvil: PSR</u>	<u>Región Biobío</u>	<u>PSR (ENAP)</u> Pemuco	<u>PSR (ENAP)</u> Pemuco	<u>Región Biobío</u>	<u>Gas canalizado</u>	<u>GNL</u>
R. Metropolitana R. O'Higgins	R. Metropolitana Melipilla El Monte Lampa Paine Buin R. O'Higgins San Fernando R. Los Lagos Llanquihue R. Biobío Coronel (Biobío)	Concepción Talcahuano Hualpién Chiguayante San Pedro de la Paz Los Angeles	Gasoducto del Pacífico		Talcahuano Penco Lirquén Laja Nacimiento Coronel Arauco Nueva Aldea Pemuco Charrúa	(GC) Punta Arenas Puerto Natales Porvenir	Tierra de Fuego Última Esperanza Magallanes Antártica chilena
		Central de Newen (15 MW)					
Cientes:	614.424	Cientes:	33.774			Cientes :	53.952
Ventas físicas:	820 Mm <sup>3</sup>	Ventas físicas:	26,5 Mm <sup>3</sup>	Ventas físicas:	32,4 Mm <sup>3</sup>	Ventas físicas:	392 Mm <sup>3</sup> GC 2313 TonGNL
EBITDA:	114.380 M\$	EBITDA:	5749 M\$	EBITDA:	3,3 MUS\$	EBITDA:	
Utilidades:	54236 M\$	Utilidades:	1332 M\$	Utilidades:	2 MUS\$	Utilidades:	
Inversiones:	32672 M\$	Inversiones:	3.437 M\$				
Personal:	817	Personal:	133	Personal:	73		
Se importa GNL que se regasifica en GNL Quintero y se distribuye por más de 5.000 km redes.		Conversión de gas licuado a gas natural					

Fuente: elaboración propia en base a (Gasco, 2016).

Nota 1: datos se expresan en millones (M), salvo que se indique expresamente otra cosa.

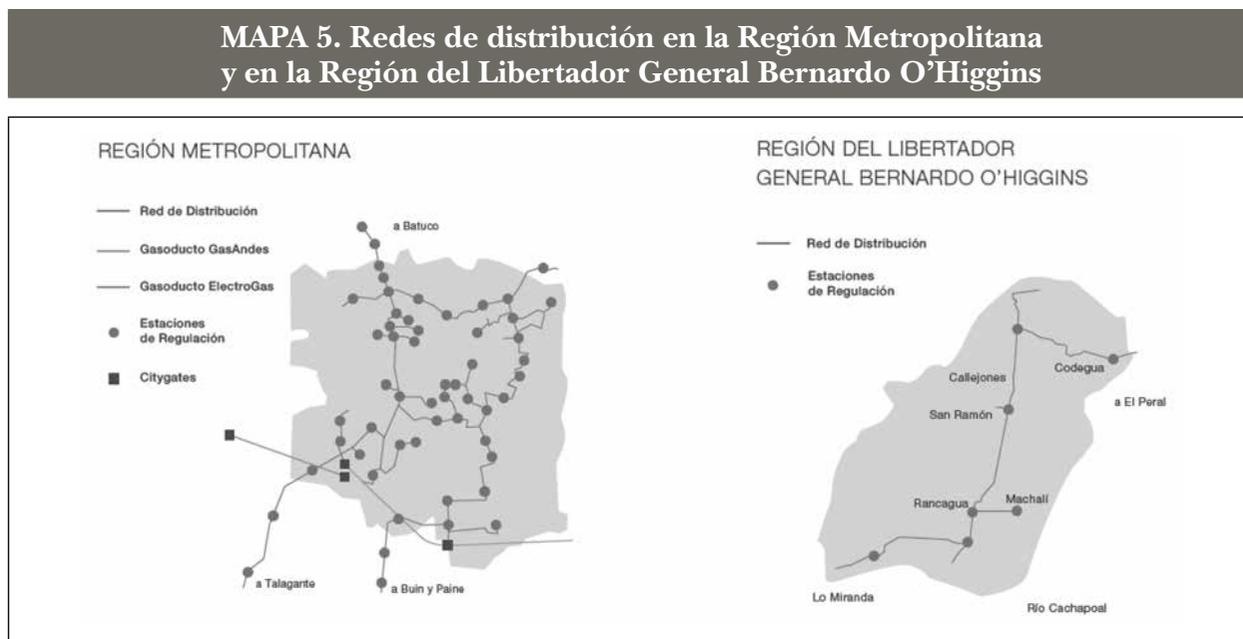
Nota 2: las ventas no incluyen las destinadas a electricidad o a la generación con gas natural.

Nota 3: el concepto de utilidades se refiere al beneficio neto de la empresa.

#### A. Metrogas S.A.

Es la distribuidora de gas más importante en Chile. En el 2015 contaba con 614.000 consumidores y comercializaba 0,82 bcm a clientes domésticos, a los que hay que agregar 0,48 bcm de ventas a empresas para generación eléctrica, en total 1,3 bcm. En el mismo año su red de distribución, que había ampliado en 25 km, era de 5.282 km. En 2015 el resultado bruto de explotación ascendió a 114.000 millones de pesos.

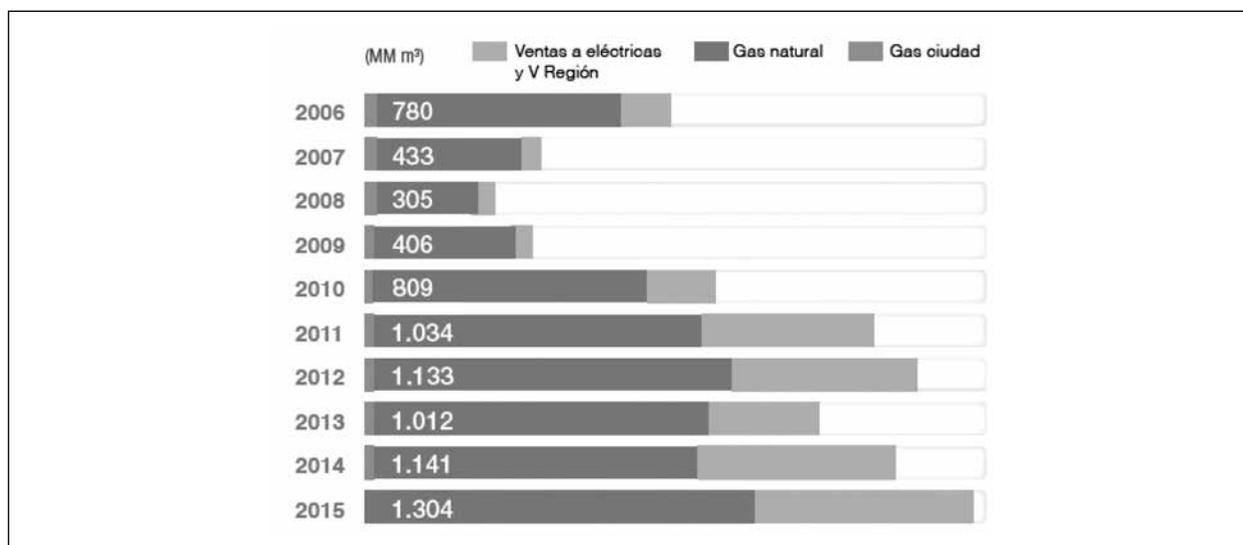
Metrogas tiene concesiones de distribución en la Región Metropolitana y en la del Libertador General Bernardo O’Higgins. Además ha solicitado concesión de distribución en ciudades al sur de Santiago, entre Santiago y Puerto Montt. En la figura que sigue se pueden ver las redes de distribución en las regiones citadas, observándose en la Región Metropolitana las ubicaciones de los gasoductos GasAndes y ElectroGas.



Fuente: (Metrogas, 2016).

La evolución de los parámetros básicos de las ventas de gas a clientes, con el desglose entre ventas para la generación eléctrica y resto de segmentos de consumo, se recoge en el gráfico que sigue.

**GRÁFICO 21. Parámetros básicos de las ventas de gas a clientes y red de distribución (millones de m<sup>3</sup>)**



Fuente: (Metrogas, 2016).

En cuanto a longitud de las redes y número de clientes, en la tabla siguiente se puede apreciar la evolución.

**TABLA 18. Evolución de la red de distribución y del N° de clientes de Metrogas**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Longitud (km)	4.689	4.789	4.912	4.947	4.993	5.034	5.125	5.172	5.258	5.282
Clientes (miles)	373	406	436	451	480	499	520	548	579	614

Fuente: (Metrogas, 2016).

Hasta el 2014 existía distribución de gas ciudad. En los datos del cuadro se incluyen también los gasoductos de gas ciudad que, en cualquier caso, en el 2006 suponían el 8%, y en 2014 se encontraban en el entorno del 6%. En el 2012 comenzó la venta de gas a clientes térmicos, que crecieron progresivamente para llegar a representar el 15% de los clientes en el 2015.

Un aspecto importante en distribución, ya comentado anteriormente, es la distribución de GNL. Metrogas distribuye, fundamentalmente, en la Región O'Higgins y Biobío. La importancia del transporte de este gas queda reflejada en el hecho de que, en 2015, se duplicaron las cifras del año anterior, realizándose 720 descargas y recorriendo más de 1.000.000 km sin incidentes.

Metrogas aspira a distribuir en otras regiones, en gran parte, en competencia con Valpo y otras distribuidoras. Para ello ha diseñado un plan a diez años que pretende incorporar 800.000 nuevos clientes, extendiendo la operación de la empresa a siete nuevas regiones con una inversión de 700 millones de US\$. En la actualidad distribuye GNL en las regiones V (Valparaíso), Metropolitana, VI (O'Higgins), VII (Maule) y en la X (Los Lagos). Los planes a futuro apuntan a la distribución en las regiones VIII (Biobío) y IX (La Araucanía) (Metrogas, 2016).

Metrogas pertenece en 51,84% a Gasco, empresa controlada por la Compañía General de Electricidad, CGE, que tiene una participación del 56,62% de Gasco. CGE fue adquirida en octubre de 2014 por Gas Natural Fenosa. El resto de participaciones en Metrogas son de Empresas Copec (39,83%), empresa participada en 60,82% por Antarchile.

En marzo de 2016 Gasco se dividió en dos unidades de negocio, y sociedad Gas Natural Chile S.A. será a partir de entonces quien en adelante controle Metrogas. Gas Natural Chile, por su parte, será supervisada por Gas Natural Fenosa por medio de CGE. Como resultado de estos cambios la propiedad de Metrogas quedó configurada del siguiente modo: Gas Natural Chile, S.A. ostenta el 51,84%, Empresas Copec S.A. mantiene su 39,83% y Gas Natural Fenosa Chile SpA participa con 8,33% en la propiedad.

Metrogas tiene participación en empresas del sector del gas. Así, posee el 47% en el Gasoducto GasAndes S.A. y tiene el mismo porcentaje en Gasoducto GasAndes Argentina S.A. Es propietaria del 50% de Andes Operaciones y Servicios S.A., empresa dedicada a la ingeniería y consultoría. Finalmente, participa con 20% en GNL Quintero S.A. y con 33,33% en GNL Chile S.A.

El 26 de mayo de 2016 los accionistas de Metrogas aprobaron la división de las actividades de la compañía en dos sociedades. Una de ellas mantiene la identificación de la actual empresa y se ocupa del negocio de distribución de gas natural a clientes residenciales, comerciales e industriales. La segunda sociedad se creará bajo el nombre Aproveccionadoras Global de Energía S.A., asumirá el aprovisionamiento de gas natural así como los contratos de compra de gas con British Gas<sup>77</sup>, y comercializará GNL a Metrogas y a clientes no sujetos a regulación.

*B. Compañía de gas de Valparaíso S.A. (GasValpo)*

GasValpo pertenece a fondos de pensión australianos y no tiene relación con ninguna otra distribuidora de gas en Chile, ni participa accionarialmente en la Terminal GNL Quintero. Actualmente la empresa tiene 1600 km de gasoductos de distribución (con tuberías de acero, polietileno y *nylon* de alta resistencia).

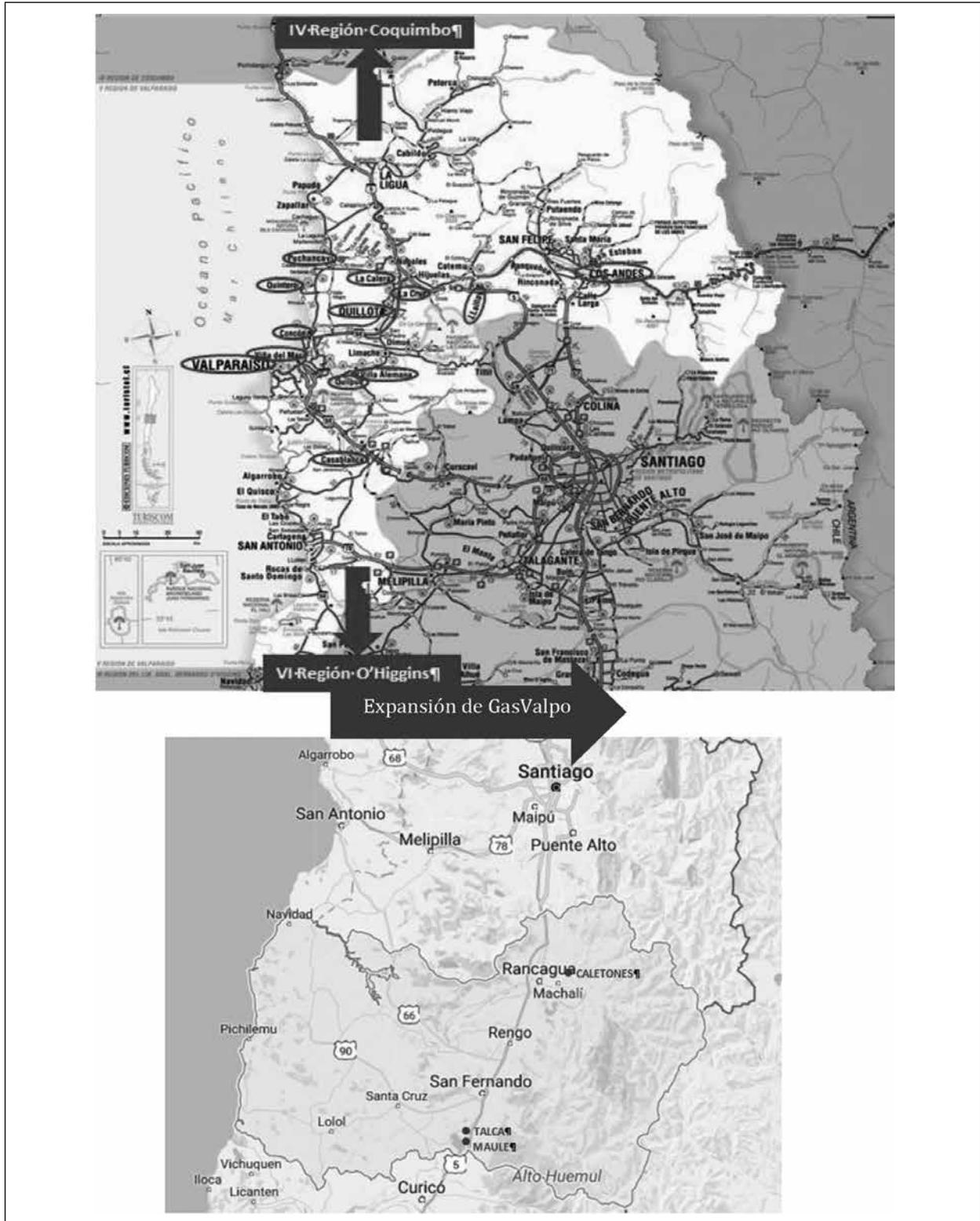
Suministra combustible al 15% de los clientes de gas natural en Chile y, de estos, el 80% en volumen son industriales y el 20% residenciales.

GasValpo distribuye gas natural a más de 90.000 clientes residenciales (91.864 en 2015), comerciales e industriales en la VI Región O'Higgins, V Región Valparaíso, en las comunas de Ventanas, Quintero, Puchuncaví, Concón, Viña del Mar, Valparaíso, Casablanca, Quilpué, Villa Alemana, Quillota, la Cruz, La Calera y Llay Llay; y en la Región de O'Higgins a Codelco División Caletones. Asimismo distribuye en las ciudades de La Serena, Coquimbo, Los Andes y Talca a través de GasValpo/Energas. Se encuentra en expansión en las regiones de Coquimbo, El Maule y la comuna de Los Andes.

En los últimos cinco años se han conectado 17.000 clientes y desconectado 6.000. En el caso de las bajas, la causa principal se debe a que los consumidores sustituyeron gas natural por GNL.

<sup>77</sup> Adquirida por Shell.

### MAPA 6. Comunas de distribución de GasValpo en la V Región, Valparaíso; y en la VI Región, O'Higgins



Fuente: mapas modificados a partir de Turiscom y División de Cartografía.

La compañía se creó en 1853 en Valparaíso, siendo la distribuidora de gas canalizado más antigua de Chile. En esa época suministraba gas ciudad a la ciudad de Valparaíso y, a partir de 1892, ante la penetración de la luz eléctrica, empezó a distribuir gas al sector residencial. En 1909 construyó gasómetros, en Barón y Recreo, y plantas de generación eléctrica para el suministro de electricidad mediante motores a gas.

En 1923 tenía 8.000 clientes y 230 km de redes de gas. En 1956 comenzó a distribuir gas licuado en la Región de Valparaíso y en el norte de dicha región, desarrollando esta actividad hasta 1981. En 1987 comenzó la utilización de biogás desde el relleno sanitario El Molle, para la producción de gas ciudad. En 1997 se creó la sociedad Energas S.A. para distribuir gas natural en la V Región de Valparaíso, distribución que se inició al año siguiente, en Valparaíso, convirtiendo gradualmente el suministro de gas ciudad a gas natural. En el 2000 desmanteló la producción de gas ciudad de cerro Barón.

Con el inicio del funcionamiento de la Planta de Regasificación GNL Quintero, la empresa amplió el servicio de distribución a varias zonas de la V Región de Valparaíso, en particular las comunas de Quintero, Puchuncaví, Valparaíso, Viña del Mar, Concón, Quilpué, Villa Alemana, Quillota, La Cruz, la Calera, Llay Llay y Casablanca, además de Caletónes en la VI Región. En 2008 GasValpo adquirió Energas, convirtiéndose ese año en el segundo distribuidor de gas natural en Chile.

En el 2015, por medio de Energas, comenzó la expansión/desarrollo de suministros en la IV Región de Coquimbo, al norte de la Región de Valparaíso y en la VII Región de Maule al sur de la Región de O'Higgins.

### C. *Intergas*

Es una empresa en el régimen concesional con alrededor de 20.000 clientes, que distribuye gas en la IX Región de La Araucanía. Distribuye también en las comunas de Chillán y Los Angeles y tiene planes de expansión. Cuenta con 550 km de gasoductos de distribución en Temuco, Chillán y Los Ángeles, y cinco plantas de gas. La empresa vende también el 1,4% de gas que se comercializa en Santiago.

La mayoría de los más de 15.000 clientes lo son porque han dejado de consumir leña. En efecto, la compañía comenzó sus operaciones en el 2000 en zonas donde el 80% de la energía residencial provenía de la leña. La leña y otros combustibles similares (*pellets*, aserrín, desechos) se usaban sin fiscalización del SEC en 200.000 estufas, cocinas y calderas.

Así, el gas también ha de competir con otras energías (472 Larrondo, R. 2016). En el contexto de la competencia con combustibles alternativos ha ganado 18.000 clientes y perdido 2.600<sup>78</sup>.

Intergas no cuenta con acceso directo al Terminal GNL Quintero, sin perjuicio de que, posteriormente, pueda acceder a través de ENAP. La inversión entre los años 2000 y 2015 ascendió a 90 millones de US\$, provenientes básicamente de capitales italianos.

<sup>78</sup> La tarifa de gas según el Gerente General es la más baja en calefacción y de 30 a 40% superior a la leña seca.

#### D. *Gas Sur*

Tiene presencia en las comunas Gran Concepción y Los Ángeles en la VIII Región, Biobío. Suministra gas natural a más de 33.000 hogares por medio de 700 km de red.

En la Región Biobío existe un grave problema de contaminación causado por una alta concentración de partículas ( $PM_{2,5}$ ), cuyo aporte corresponde en la zona sur en 80% a leña, 10% a transporte y 10% a la industria. Por ello, las empresas de gas en la zona tratan de sustituir el consumo de leña por el de gas natural.

La Región Biobío tiene una baja densidad de población y el 94% de las viviendas son casas individuales. Además los consumos unitarios de gas natural son reducidos (solo el 7% de los clientes utiliza gas para la calefacción). En general, la penetración de gas en la región es reducida, el 5% de la matriz energética respecto del 15% de promedio en Chile.

#### E. *Gasco Magallanes*

Esta compañía distribuye gas natural a la región de Magallanes y cuenta con 54.000 clientes y 1.400 km de redes. Los consumos promedio en invierno son de 1.500  $Mm^3/d$  y en verano de 700  $Mm^3/d$ , con precios fijados por ley con una tarifa a cliente residencial, que en junio 2016 era de 84.000  $\$/m^3$  IVA incluido, esto es, aprox. 3,4 US\$/Btu.

El desarrollo de Gasco tiene sus antecedentes en el descubrimiento de petróleo en Magallanes en 1945. En 1950 se creó ENAP y hacia fines de los 60 se inició la distribución de gas natural en esa región, reemplazando este combustible al carbón, la leña y el gas licuado.

En 1981 se adjudicó la concesión de distribución de gas natural en la Región de Magallanes y compró a ENAP la infraestructura de distribución que comprendía 715 km de redes, con todos los sistemas y equipos necesarios para suministrar gas a unos 20.000 clientes.

En marzo de 2016 los propietarios decidieron dividir la sociedad Gasco en dos negocios independientes: uno de ellos, Gas Natural Chile S.A. se dedicaría al gas natural y el otro, Gasco S.A., se concentraría en el GLP. Resultante de esta escisión y a partir de ese momento, Gasco Magallanes quedaría integrado en Gasco S.A, junto con otras empresas como Gasco GLP, Gasmar, Invergas, Autogasco, Movigas y las colombianas Vidagas y Unigas.

#### F. *Lipigas*

Lipigas, que comenzó con una actividad muy localizada en la V Región, Valparaíso, ha vivido un proceso de consolidación, crecimiento y expansión internacional en sus más de sesenta años de historia. La empresa nació en 1950 y en 1985 el grupo de familias fundadoras llevaron a término un proceso de consolidación donde se fusionaron Lipigas de la V Región, Codigas (fundada en 1959 en Santiago), Enagas (creada en 1975 como fusión de distribuidoras de Biobío y La Araucanía) y Agrogas (1977 en la VI Región). Este grupo de familias vendió a Repsol el 45% de la propiedad en el 2000. Entre 2000 y 2004 se agruparon las cuatro marcas bajo un mismo nombre, Empresas Lipigas S.A.

Lipigas comercializa y distribuye GLP, GN y GNL. Sus primeras actividades se centraron en el envasado, distribución y comercialización de GLP a clientes residenciales, comerciales, industriales y de transporte. Desde 2004 suministra también gas natural en Calama, Antofagasta, llegando a 3.300 hogares y en el 2014 entró en el negocio del GNL, tras firmar

un contrato de compra de este combustible con ENAP, para su distribución en camiones cisterna a clientes industriales alejados de redes y gasoductos.

Lipigas cuenta con una planta satélite de regasificación (PSR) en cada establecimiento industrial, de forma que transforma el gas que llega en fase líquida a gaseosa, listo para ser utilizado. Desde Arica a Coyhaique, Lipigas tiene catorce plantas de almacenamiento y envasado y dieciséis centrales de distribución y venta.

En julio 2016 se otorgó a Empresas Lipigas una concesión definitiva para establecer, operar y explotar el servicio público de distribución de gas de red en la comuna de Valdivia, Región de Los Ríos (XIV Región), desde la PSR de GNL ubicada en la misma comuna. En la misma fecha se les otorgó también la concesión en la comuna de Osorno, Región de Los Lagos (X Región).

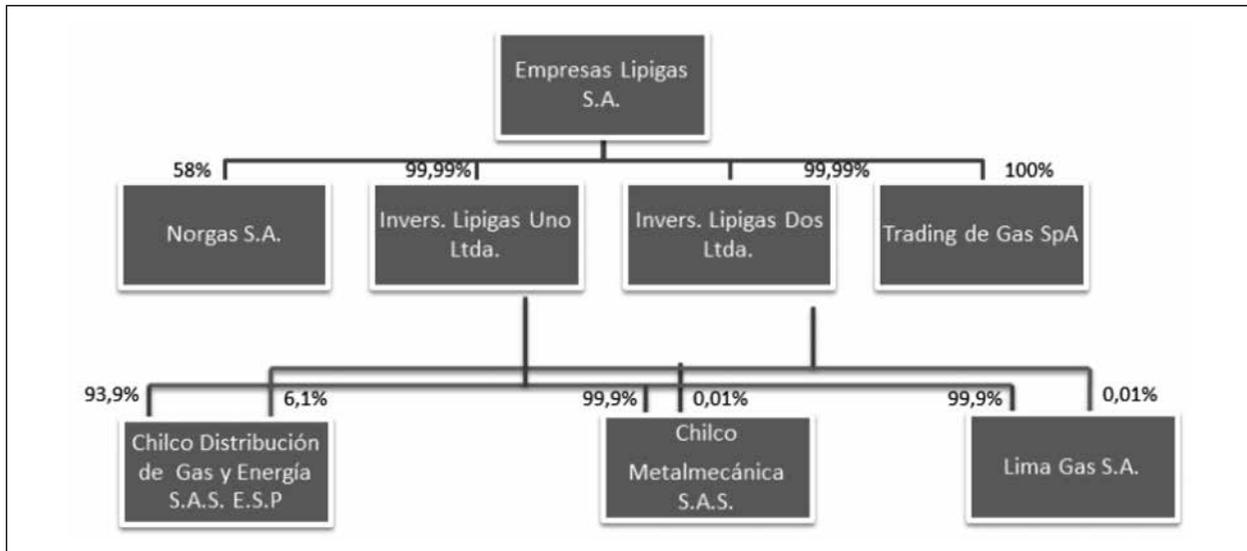
La empresa tiene presencia hoy no solo en Chile, sino también en Perú (desde 2010) y Colombia (desde 2013). En 2010 comenzó la expansión internacional del grupo con la adquisición del 70% de Chilco en Colombia. Dos años después vendió su participación en Repsol al grupo de inversionistas LV Expansión. Un año más tarde Lipigas se hizo con Lima Gas de Perú y adquirió el 30% restante de la propiedad de Chilco en Colombia. También en Colombia compró en 2014 Lidergas.

Sin embargo, es en Chile donde se encuentra su principal mercado, con una cuota del 36,5% en diciembre de 2015, y 73,8% del total de ingresos. El EBITDA correspondiente a su participación en el mercado chileno supone el 83% del total, Perú representa 9% y Colombia 8%.

En marzo de 2015 entraron en operación las instalaciones de la terminal marítima construidas en la bahía de Quintero por Oxiquim, con quienes tenían un contrato de arriendo por 25 años. Estas instalaciones permitieron a Lipigas importar directamente GLP por vía marítima y almacenar hasta 25.000 toneladas de GLP. En concreto, alrededor del 52% del gas viene por este medio y solo depende en 8% de Gasmar y 21% del suministro argentino.

Los principales accionistas a diciembre de 2015 eran LV Expansión SpA con 45%, El Cóndor Combustibles S.A. (10%), Nogaleta Holding Ltda. (10%), Inversiones y Rentas Bermeo (8,9%), Inversiones Hevita S.A. (7,9%) y San Javier Combustibles S.A. (5%). Las acciones restantes se dividían entre otras seis empresas minoritarias. A continuación se presenta un esquema de la relación entre las empresas que consolidan Lipigas.

FIGURA 9. Estructura de Empresas Lipigas



Fuente: Villalobos, E. Humphreys. Clasificadora de riesgo. Empresas Lipigas S.A. Mayo 2016.

### 8.5.2. Sobre las interrelaciones empresariales

Una característica reseñable del sistema chileno es las interrelaciones societarias<sup>79</sup> entre las empresas de transporte, de distribución y las plantas de regasificación<sup>80</sup>.

Puede decirse que hay un entramado empresarial, con participaciones de grupos principales en empresas distribuidoras. El grupo empresarial “dominante” es Gasco, que a su vez está controlado por CGE y GasValpo. En el ámbito del GLP, destaca Lipigas. Es interesante señalar también la presencia de las empresas matrices o de cabecera en el ámbito de utilización de gas, como por ejemplo, en el gas de automoción.

La interrelación empresarial de participaciones cruzadas se refleja en los porcentajes mayoritarios que, por ejemplo, tiene CGE en Gasco, Metrogás, Innergy Holdings; o en los que, mediante empresas distribuidoras como Metrogás, tienen en la planta GNL Quintero (20%), GNL Chile (33,33%); también con la empresa de GLP, en la que Gasco tiene 70%, tiene en la práctica la mayoría de las acciones de Gas Sur, 99,7%.

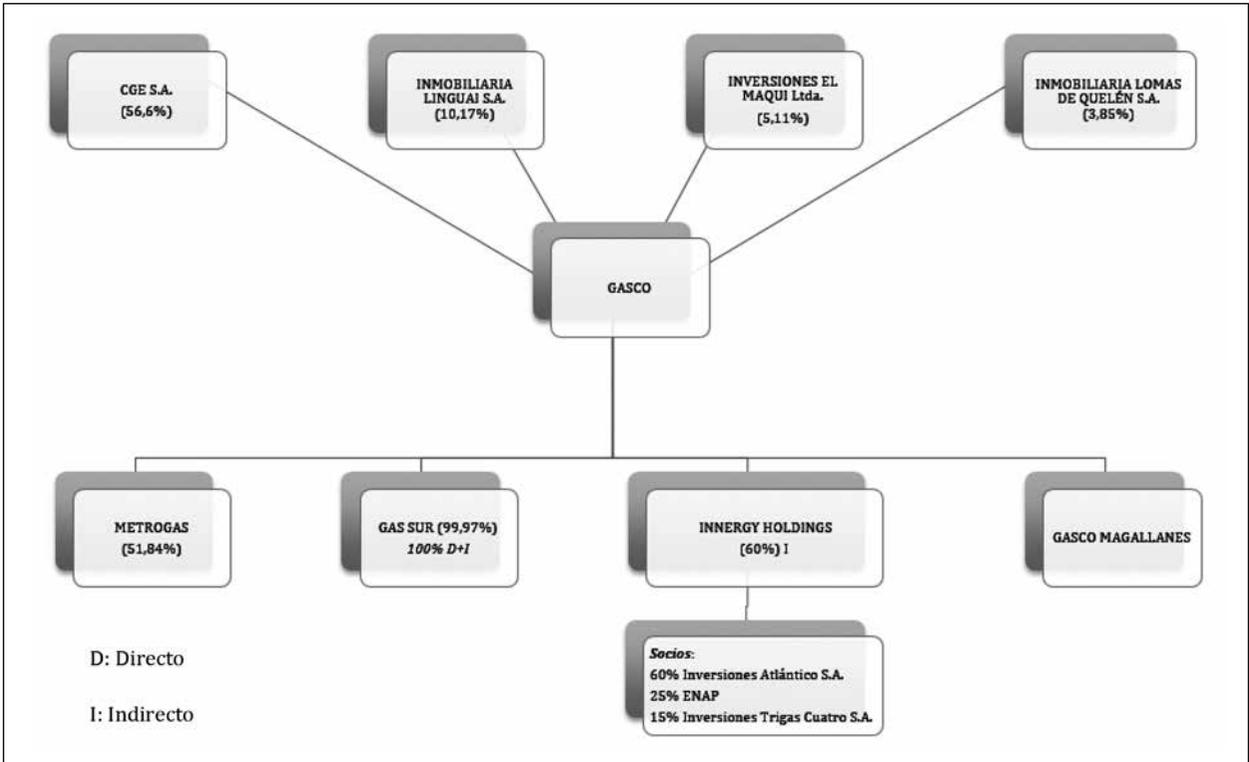
No menos importante es el ámbito de expansión internacional, fundamentalmente en gasoductos de transporte y distribución de GLP. Esta expansión internacional tiene lugar en áreas geográficas o en países del entorno, como Argentina, Colombia y Perú.

En el caso de Gasco, señalado anteriormente, su presencia en Metrogas, Gas Sur, Energy Holdings y Gasco Magallanes es muy relevante, como se puede ver en la figura que sigue.

<sup>79</sup> Para más información ver anexo 9.

<sup>80</sup> En parte relacionado con lo anterior puede citarse que el informe del Banco Mundial “Improving Natural Gas Distribution in Chile (P152065)” señalaba en sus recomendaciones dos alternativas básicas para profundizar o para mejorar en la competitividad del sistema gasista chileno. Uno consistía en la desintegración vertical, y otra, que es la que finalmente el gobierno chileno ha adoptado, es la de profundizar en el actual esquema regulatorio de libertad tarifaria, pero sujeto a la revisión de la rentabilidad sobre la base de empresa eficiente.

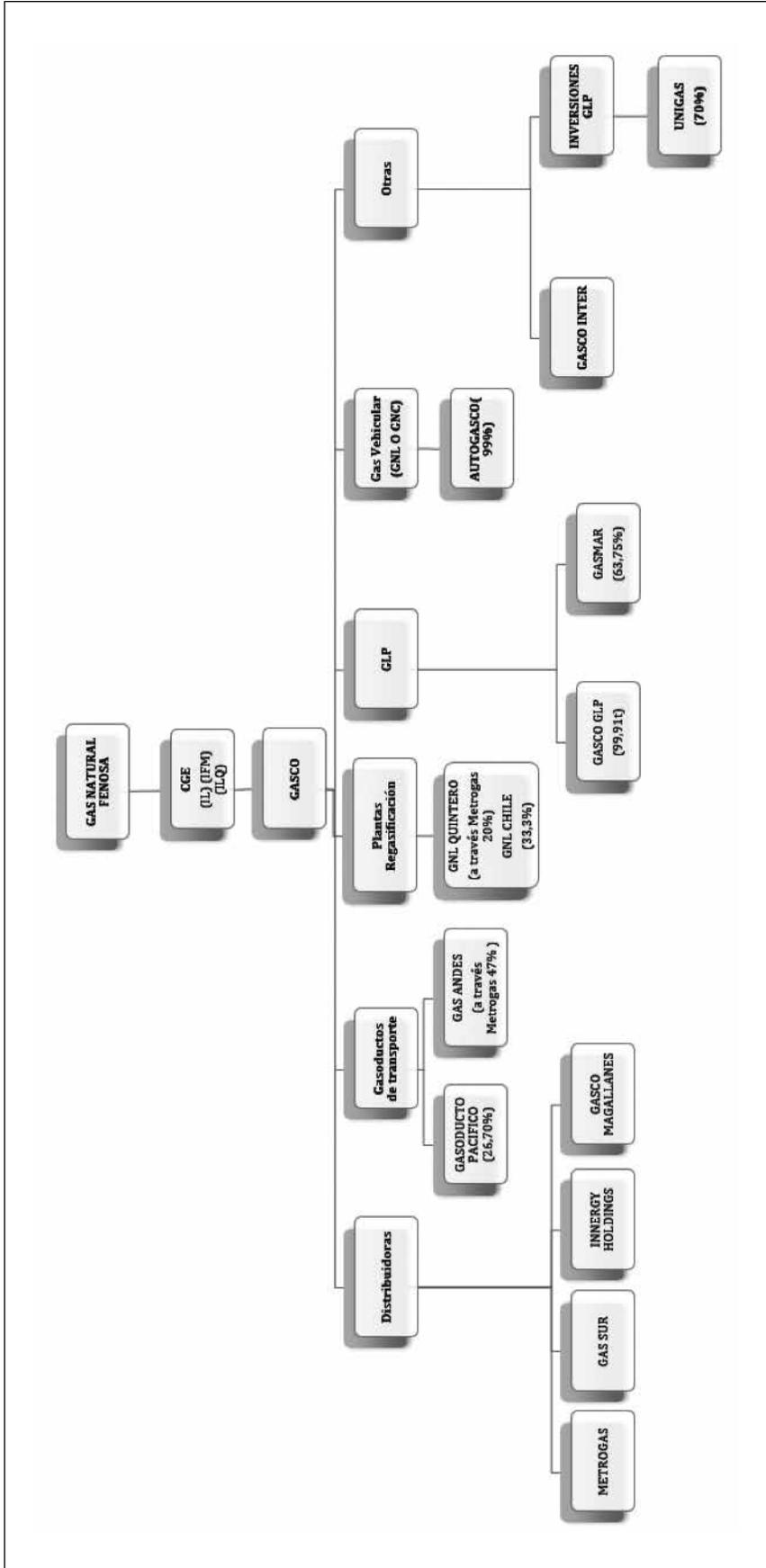
**FIGURA 10. Relaciones entre empresas del gas en Chile**



Fuente: elaboración propia.

La presencia en empresas de transporte por gasoducto (GLP y gas vehicular) es también destacable, como se ilustra en la figura siguiente.

FIGURA 11. Estructura de Gas Natural Fenosa



Fuente: elaboración propia.

## 8.6. Aspectos regulatorios

La regulación básica del gas natural en Chile se inició en 1931 con el DFL N° 323 del Ministerio del Interior o Ley de Servicios de Gas que ha sido objeto solo de tres enmiendas hasta la aprobación reciente de la Ley de Servicios de Gas.

La última modificación relevante, con anterioridad a la modificación de la Ley de Servicios de Gas de diciembre de 2016, fue hace veintiocho años, mediante la Ley N° 18.856 de 1989, que tuvo por objetivo principal extender el régimen de concesiones de distribución al transporte de gas y establecer, con rango legal, el régimen de precios y tarificación para los servicios de gas en Chile.

Con carácter general, en los artículos 30 y 31, del DFL 323 se establecía un régimen eventual para empresas concesionarias de servicios públicos de distribución de gas, salvo para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, para la que la Ley definió la necesidad de fijar una tarifa de forma permanente (art. 34) (Presidencia de la República, 2015).

La Ley N° 18.856 de 1989 no llegó a desarrollar la legislación que debía profundizar en la regulación tarifaria contemplada en el DFL 323, en los artículos 30 y siguientes. Por ello, la ley que la modificó, la Ley N° 20.999<sup>81</sup>, ha tratado de modernizar la Ley General de Servicios de Gas, llenar los vacíos regulatorios de la ley vigente hasta entonces, corregir las deficiencias de la normativa y actualizar, normalizar y uniformar, en especial, la distribución de GLP.

Esta ley ha establecido la regulación básica relativa al transporte, distribución, suministro y venta de gas y no es de aplicación a las instalaciones de captación de hidrocarburos. Se aplica al gas y a todo combustible gaseoso que se transporta o distribuye por gasoductos, incluido el gas natural licuado del petróleo en fase gaseosa.

La Ley, si bien distingue entre redes de transporte y distribución, no diferencia las mismas por niveles de presión. Identifica las primeras como los gasoductos que unen los centros de producción o almacenamiento con las redes de distribución u otros centros de producción, almacenamiento o consumo. Las redes de distribución, por su parte, son aquellas que van hasta la salida de un medidor, que es propiedad de la empresa distribuidora.

Como se ha señalado, la ley establece también una distinción entre empresas concesionarias y no concesionarias. Las primeras tienen atribuida una zona o zonas geográficas ubicadas en una misma región y especificada por Decreto de Concesión de Servicio Público, que, básicamente, otorga derechos en cuanto a servicios de paso y servidumbres pero no supone derechos exclusivos en el área de la concesión. Las concesiones se conceden por orden del Presidente de la República mediante decreto supremo del Ministerio de Energía y obligan a la concesionaria al suministro de energía, siempre que se trate de consumos compatibles con la capacidad y seguridad de las instalaciones. La empresa puede solicitar pagos anticipados a consumidores de dudosa solvencia, siempre que no exceda un valor de consumo de tres meses, y puede cortar el suministro en caso de impago de dos meses.

El cliente o consumidor residencial tiene derecho a cambiar de empresa distribuidora y esta no puede poner cláusulas de exclusividad o permanencia mínima de dos años.

<sup>81</sup> Presentada al Congreso en septiembre de 2015, discutida en el informe de la Comisión de Minería y Energía en agosto 2016 y publicada con fecha 9 de febrero de 2017.

Las redes de distribución no concesionadas comprenden los tanques de almacenamiento de gas licuado más el conjunto de tuberías, equipos y accesorios hasta la salida del medidor, destinadas a distribuir gas sin hacer uso de una concesión de servicio público de distribución.

La ley contempla asimismo la distribución de gas licuado a granel sin un medidor de flujo gaseoso para contabilizar el consumo. La ley reconoce a la empresa de gas como la entidad destinada a transportar, distribuir o comercializar gas, tanto por redes concesionadas como por redes no concesionadas. Distingue, a su vez, entre el consumidor como la persona natural o jurídica que utiliza el gas para consumirlo y el cliente, que es también la persona natural o jurídica que acredita dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben el servicio de gas. Los servicios de gas diferencian el residencial, el comercial y el industrial.

Aparte de las empresas transportistas y distribuidoras asociadas a los servicios de transporte y distribución, existe la figura de la empresa comercializadora como la entidad que presta servicios de gas utilizando redes de transporte o distribución de otras empresas, es decir, que la comercialización a clientes la puede llevar a cabo la empresa comercializadora o la distribuidora y, también la transportista, en el supuesto de clientes conectados a redes de transporte, i.e. industriales.

En los aspectos económicos del sistema gasista hay tres figuras/entidades que tienen un papel decisivo: el Ministerio de Energía, que finalmente determina la retribución y tarifas de gas; la Comisión Nacional de Energía y el Panel de Expertos, que se establece en el Título VI del DFL N° 4/20.018 de 2006, relacionado con la Ley General de Servicios Eléctricos, para la solución a controversias de gas relativas a la ley.

En cuanto a la retribución de las redes y fijación de precios para consumidores, el sistema no entra regulatoriamente en detalles, como puede ser, por ejemplo, el caso en España. Es decir, rige la libertad de mercado y con carácter oficial no hay una fijación de tarifas.

Así, la ley contempla que respecto de la retribución de actividades de transporte y distribución, o empresas transportistas y distribuidoras, el sistema de retribución es básicamente un *pass-through* de costes, que han de ser revisados, y en los que la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles han de estar de acuerdo.

Así, las empresas tienen libertad de fijación de precio, salvo en la zona de Magallanes y la Antártica Chilena<sup>82</sup> para aquellos consumidores con consumos de gas mensual inferiores o iguales a 5.000 GJ/mes, sean estos suministros residenciales, comerciales o industriales. Además, los consumidores entre 2.000 y 5.000 GJ/mes tendrán derecho a un régimen de precio libre con un periodo de cuatro años de permanencia.

Continuando con la fijación de tarifas, estas se obtienen a partir de la suma del valor del gas al ingreso al sistema de distribución (VGISD), y el valor agregado de la distribución (VAD).

El VGISD se compone de los precios de los contratos de compra de gas más los costes de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución, basados en un estudio de

<sup>82</sup> Excluyendo la autogeneración, pero aplicable a los consumos independientemente de su nivel, incluyendo, por tanto, desde la generación eléctrica al gas para uso vehicular.

costes realizado por una empresa consultora contratada por la Comisión Nacional de Energía. El precio del gas de importación corresponde a los contratos, salvo que sea entre filiales, en cuyo caso, sí se consideran estos si son el resultado de licitaciones públicas o internacionales, y, si esta no fuese la situación, sería el menor de los precios de compra, a base de los contratos de importación a largo plazo existentes en el mercado internacional.

El VAD, por su parte, se estima a partir del trabajo de un consultor, cuya adjudicación se somete a licitación pública, quien elabora un informe que es revisado por la Comisión Nacional de Energía. La metodología contempla un coste total a largo plazo correspondiente a la inversión asociada a la demanda prevista en la zona de concesión, durante un horizonte de planificación de quince años por una empresa eficiente.

A estos costes de inversión se le añaden los costes de explotación. Además, en las inversiones se consideran los valores de reposición o reemplazo. De esta manera, no se trata de un reconocimiento de activos estándar o sobre una base previamente regulada, ni siquiera de instalaciones existentes, ya que contempla las inversiones para atender la demanda prevista.

El sistema de control básico que permite ver si los precios/tarifas son realmente competitivos no es fácil de conocer en un sistema como este. El reconocimiento *ex ante* de las inversiones futuras para atender la demanda facilita, desde luego, el despliegue de redes pero al mismo tiempo, dependerá de los cálculos y del mecanismo del proceso de elaboración del VAD.

Debido a que se trata de un sistema de libertad de precios para consumidores no sujeto a tarifa, la ley contempla un mecanismo para evitar que las empresas transportistas o distribuidoras tengan una remuneración que no sea ajustada al tipo de mercado y al riesgo del negocio. Para ello, se prevé una tasa del coste<sup>83</sup> de capital aplicable durante el periodo tarifario, que se calcula por la Comisión cada cuatro años. Para ello se considera el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, la prima por riesgo de mercado y un factor individual según la zona de concesión.

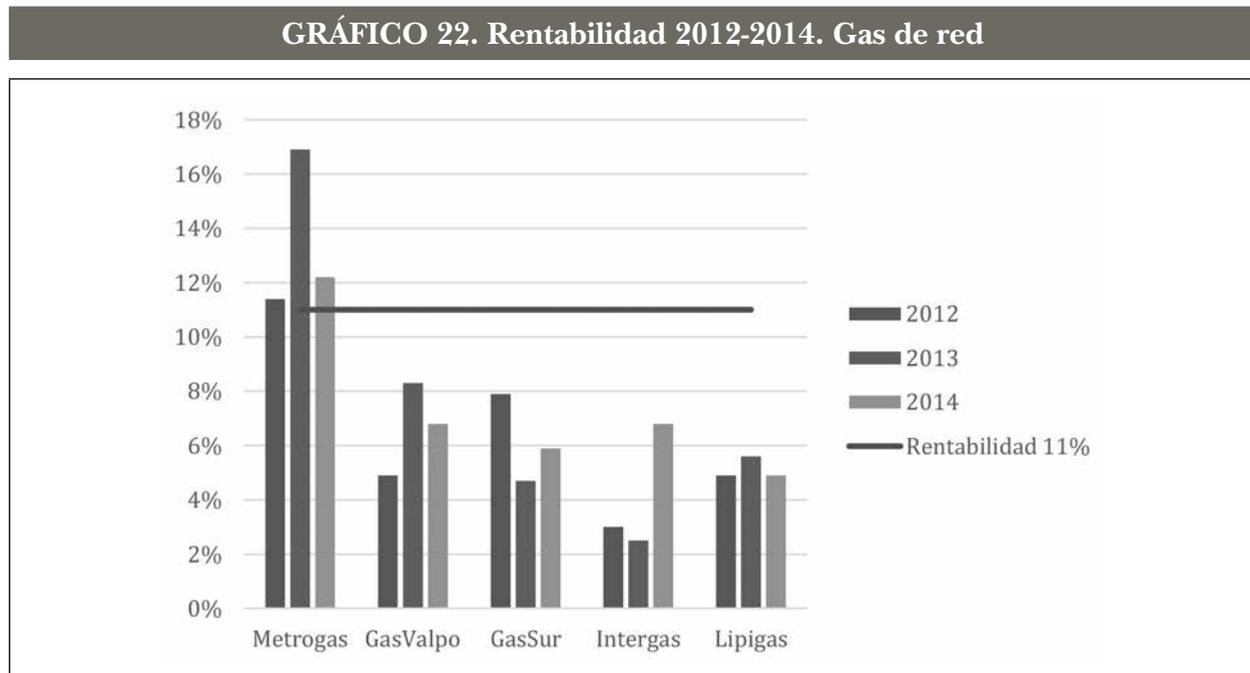
La tasa de rentabilidad libre de riesgo es la tasa interna de retorno promedio (seis meses) ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República. El riesgo del sistema mide o estima la variación de los ingresos de una empresa eficiente de distribución respecto de las fluctuaciones de mercado. La prima de riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad de un instrumento libre de riesgo. El factor individual por zonas concesionadas, que no puede ser mayor al valor de un punto porcentual, se determina para cada empresa, y su finalidad es reconocer diferencias en las condiciones de mercado en que operan las empresas concesionarias. En todo caso, la tasa de coste anual de capital no podrá ser inferior al 6% ni superior al 9%.

Las discrepancias que pueden surgir acerca del valor de la tasa de coste de capital (para un periodo de cuatro años), que determina la Comisión basada en un informe técnico preliminar, se pueden presentar al Panel de Expertos.

El tema de la tasa del coste de capital (TCC) es muy relevante. De hecho, tanto el exministro de Energía, Máximo Pacheco, como la opinión de la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile pusieron de manifiesto que la retribución de las distribuidoras llegó a

<sup>83</sup> En ocasiones también aludida como costo de capital.

valores del 16,9% en el 2013<sup>84</sup>. Para el Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero, la TCC fue de 5,78% en 2014 y de 5,77% en 2015. De hecho, la rentabilidad de las empresas distribuidoras durante el periodo 2012-14 puede verse en el gráfico siguiente.



Fuente: (Pachecho, 2016).

Tras lo anterior, puede decirse que hay un sistema básicamente de traslado de costes de la cadena de valor al consumidor final, incluyendo los precios de compra del gas en mercados internacionales. Los pequeños consumidores (<5.000 GJ/mes) tienen una tarifa determinada pero cuya fijación responde básicamente a la traslación de costes de la cadena de gas con una retribución a empresas transportistas y distribuidoras sobre los activos existentes y futuros para atender la demanda entre el 6 y 9%.

Asimismo, para la determinación del precio final existen dos componentes principales y básicamente diferentes por su naturaleza. Por un lado, los precios de gas en mercados internacionales, en principio a largo plazo, y por otro, la retribución por infraestructuras gasistas y gasoductos. Como el sistema es de traslación de costes hacia el precio final, las inversiones más o menos eficientes o la gestión de la empresa afecta a los precios finales.

Es interesante conocer la estructura básica y los precios finales, distinguiendo el precio del gas importado, las tarifas de regasificación y el precio/coste por transporte y distribución, ya que en la información disponible en la CNE y Superintendencia de Electricidad y Combustibles aparentemente no está disponible esta estructura de costes o el seguimiento de algunos de sus componentes. En el siguiente apartado se lleva a cabo un ejercicio para tratar de estimar los mismos.

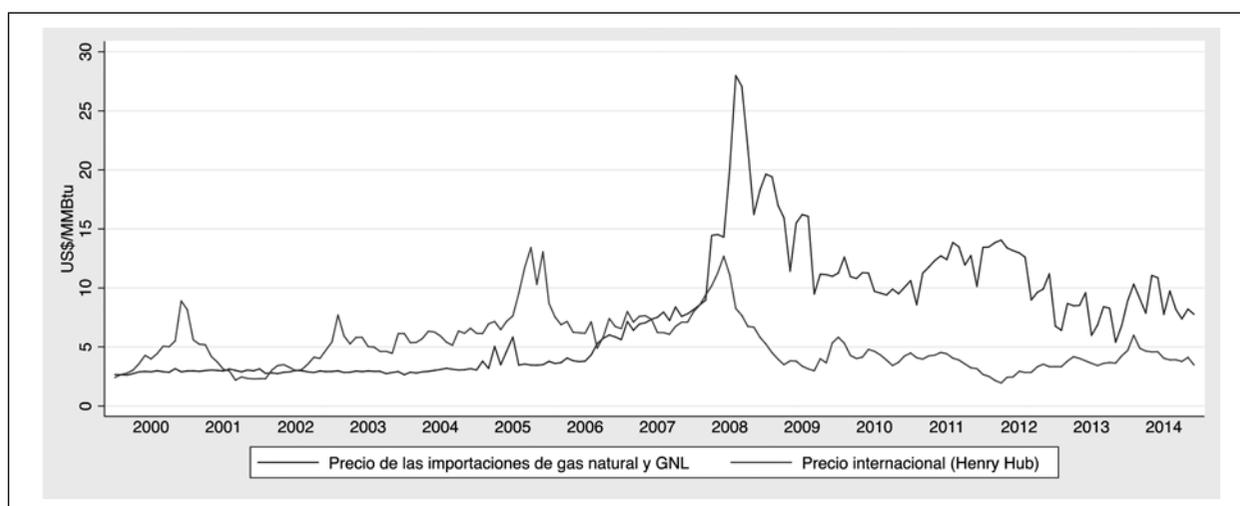
<sup>84</sup> Si bien, de acuerdo con Econsult, la rentabilidad podría ser de 3,6%, reducida si se tienen en cuenta los costes iniciales (Departamento de Prensa, 2016).

## 8.7. Aspectos económicos

### 8.7.1. Sobre los precios de las importaciones de gas

El siguiente gráfico muestra evidencia del coste adicional para las centrales de adquirir GNL en lugar del gas natural proveniente de Argentina. En el período 2000-2005, el costo del gas argentino fue alrededor de los 3 US\$/MMBtu, mientras que el precio de referencia del gas natural Henry Hub se ubicó alrededor de los 5 US\$/MMBtu. A partir de 2009-2010 esta relación se invirtió, debiendo las centrales pagar un promedio de 10 US\$/MMBtu por la importación de GNL; 6 US\$/MMBtu más que el precio promedio observado en Henry Hub para el mismo período.

**GRÁFICO 23. Precio promedio de las importaciones de gas natural y GNL y precio internacional del gas natural, Chile, 2000-2014**



Fuente: (Corrales *et al.*, 2015).

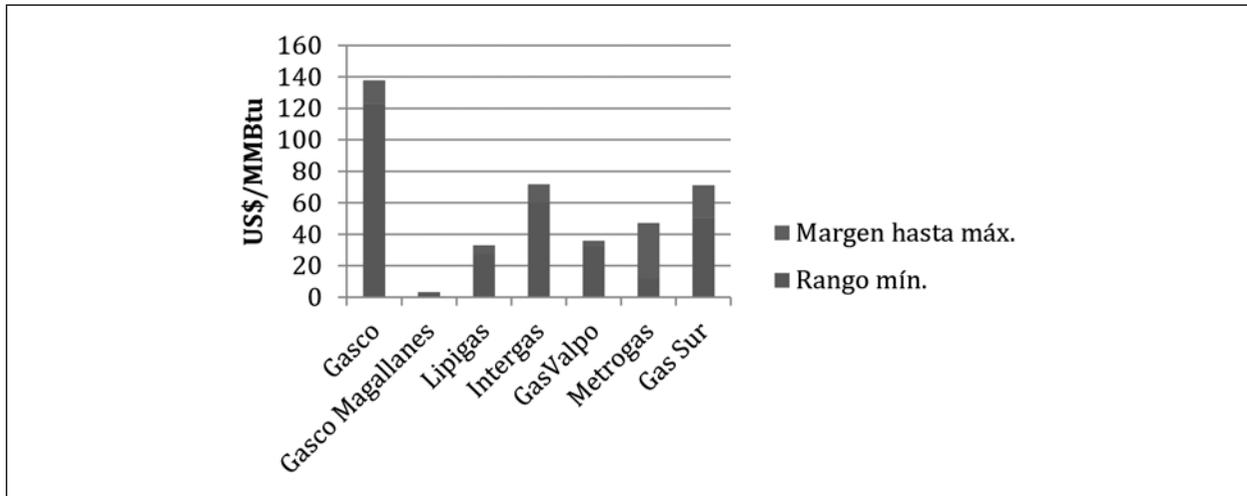
### 8.7.2. Sobre los precios de los consumidores domésticos de gas

En Chile las compañías tienen libertad de establecimiento de precios, lo que lleva a una gran diferencia entre los precios ofrecidos por las distintas distribuidoras. Esta situación se espera que cambie con la nueva Ley N° 20.999 que modifica la ley de servicios del gas.

El siguiente gráfico muestra los precios a principios de 2017 de algunas de las distribuidoras de gas chilenas. Para su elaboración se ha partido de los datos ofrecidos para consumidores domésticos, expresados en pesos chilenos /m<sup>3</sup>, que se han convertido a US\$/MMBtu. Para ello se ha empleado el poder calorífico expresado en las ofertas de las compañías y que se sitúa entre las 9.300 y 9.774 kcal/m<sup>3</sup>, así como el tipo de cambio promedio del primer mes del año.

Las distribuidoras ofrecen precios diferentes en función de la banda de consumo del cliente. Para este gráfico se han tomado los valores mínimo y máximo de todas las bandas, ya que el precio final que paga el consumidor por m<sup>3</sup> se encontrará entre esos valores. Como se puede observar no solo existen diferencias entre territorios (Magallanes cuenta con subvenciones), también existen diferencias considerables por bandas de consumo, y entre mínimos y máximos.

**GRÁFICO 24. Precios mínimos y margen hasta máximo de las ofertas de gas para consumidores domésticos (enero 2017)**



Fuente: elaboración propia.

El esquema de libertad de Chile para fijar los precios de los combustibles permite que cada distribuidor pueda cobrar a los consumidores finales lo que estime conveniente. ENAP se rige por una política de precios basada en el costo alternativo de importación de combustibles a partir de un mercado de referencia de gran escala y profundidad (costa del golfo de México en EE.UU.) y en la aplicación de descuentos diferenciados según un compromiso contractual adquirido con los clientes en referencia a volúmenes de compra y programación de plazos de entrega.

En junio de 2015, en una entrevista al CEO de ENAP, este declaró que Chile debía ampliar su capacidad de importar GNL, lo que de continuar con las exportaciones de gas a Argentina sería una necesidad para evitar que estas transacciones aumentaran el precio del gas para el consumidor chileno (Baker, 2015b).

ENAP pacta con empresas distribuidoras y clientes finales que suscriben un contrato firme un precio con aplicación de descuento según el volumen programado, tipo de producto, segmento de cliente y lugar de entrega.

En el caso de demandas sin contrato, ENAP considera un precio equivalente al costo marginal o paridad de importación si las compras se programan con una antelación superior a los 45 días, y un precio *spot* si las compras se programan con plazo inferior o igual a 45 días.

## 9. EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO. RENOVABLES Y COMPETITIVIDAD

Chile es un país que por su geografía, condiciones climatológicas, meteorológicas (con períodos de grandes sequías) y geológicas (actividad volcánica y terremotos) se enfrenta a importantes retos en el ámbito eléctrico. A pesar de ello ha mostrado ante diferentes eventualidades una importante capacidad de respuesta en términos de calidad de suministro y seguridad (Ministerio de Energía, 2015b).

Así, durante 2014, los clientes chilenos estuvieron sin suministro eléctrico, por causas atribuibles a la distribuidora, un promedio de 6,3 horas. Es cierto que hubo regiones donde el índice SAIDI<sup>85</sup>, de interrupción del servicio, superó las 25 horas. La Región de Tarapacá (R.I) se vio sin suministro durante casi 60 horas el mismo año. En once de las quince regiones, los usuarios estuvieron sin electricidad durante más de 15 horas<sup>86</sup> (Comité consultivo de Energía 2050, 2050; Ministerio de Energía, 2016c).

La cobertura eléctrica en Chile es la más alta de la región, con más del 99%. No obstante, la región de Magallanes y la Antártica Chilena tenían una cobertura rural menor al 90% en 2010, mientras que a nivel nacional la electrificación rural alcanzaba al 96,1%. Esta cifra es muy superior a la de otros países latinoamericanos y comparable con la de los países de la OCDE. La siguiente tabla muestra varios parámetros eléctricos en el país.

**TABLA 19. Principales indicadores eléctricos de Chile en 2015**

Indicador	Situación
Inicio del desarrollo del plan nacional de electrificación <sup>88</sup>	1943
Porcentaje de producción de energía eléctrica renovable excluyendo la hidráulica	8,1% (2015)
Porcentaje de producción de energía eléctrica con carbón	39,7% (2015) frente a un 13,74% (2005) y un 21,1% (2000)
Porcentaje de producción de energía eléctrica con gas	15,8% (2015) frente a un 26% (2000)
Acceso a la electricidad	99,6% (2016)
Costes marginales	57,3 US\$/MWh (SING)-88,6 US\$/MWh (SIC)
Precio medio de mercado	100 US\$/MWh (SING)-107 US\$/MWh (SIC)
Precio nominal final ofertado en licitaciones	79,3 US\$/MWh

Nota: los datos relativos a los costes marginales (el precio *spot* es el coste marginal de la última central en operación [coste variable]) y precios medios de mercado (los que se transfieren al cliente final) son promedios anuales de 2015.

Fuente: (Deloitte, 2016b).

<sup>85</sup> System Average Interruption Duration Index.

<sup>86</sup> En países europeos ese mismo índice SAIDI no supera las 8,5 horas anuales y se sitúa por debajo de una hora en Dinamarca, Alemania y Suiza.

<sup>87</sup> Consistente en la construcción de nuevas unidades generadoras y, especialmente, de una red de líneas de transmisión regionales para conectarlas (Transelec, 2016).

La República de Chile fue pionera en la liberalización del sector eléctrico. La ley de 1982 distinguió entonces tres actividades: generación, transmisión y distribución, restringiendo la integración vertical<sup>88</sup> (Generadoras de Chile, 2014). Según la actividad, la legislación chilena reconoce diferentes concesiones eléctricas, para la fase de generación, transporte o distribución.

En la actualidad se considera necesario mantener las características básicas de un mercado eléctrico con desintegración vertical de las actividades, que debe ser eficiente y competitivo, que debe proveer de señales económicas claras a los agentes y que debe ser capaz de cubrir una demanda creciente en el tiempo.

Por otra parte, las concesiones eléctricas pueden ser de diversos tipos según el objeto de las mismas, creando derechos y obligaciones según el tipo de actividad de que se trate. Así, según la clase de concesión que se conceda, se otorgará a su titular el derecho a establecer centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, subestaciones eléctricas y líneas de transporte de dicha energía, o a establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución. A cambio, el acto administrativo concesional impondrá al titular ciertas obligaciones basadas en la normativa eléctrica.

En el presente capítulo se trata en primer lugar de describir el sistema eléctrico chileno, partiendo de algunas cuestiones regulatorias, para pasar a describir el funcionamiento del sector por actividades. Para cada una de ellas se presentan datos relativos a la estructura de las instalaciones, los principales agentes e infraestructuras. A continuación se analizan cuestiones relativas a la regulación y al futuro de cada actividad (generación [incluyendo información relativa al potencial de generación eléctrica con renovables], transmisión y distribución), para pasar a tratar el tema de los precios de la electricidad en el país. En este apartado es necesario hacer referencia a las licitaciones y a los resultados de las últimas.

### 9.1. Aspectos regulatorios<sup>89</sup>

En la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1982 se fijó la privatización de las empresas estatales de energía. Con posterioridad, en 1989, se estableció que en el sector eléctrico chileno el Estado jugaría un rol subsidiario y regulador de aquellas actividades en donde la competencia no se diera de manera natural. Asimismo se señaló que, salvo en la distribución eléctrica<sup>90</sup>, la planificación del Estado tendría carácter indicativo.

Los sistemas eléctricos en Chile son operados por un ente centralizado denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), encargado por ley de establecer el despacho de las centrales de generación de acuerdo con el criterio de mínimo coste, es decir, se despachan primero las centrales de menor coste variable para luego incorporar las de mayor coste, en un orden estrictamente ascendente<sup>91</sup>. En julio de 2016 se publicó la Ley N° 20.936<sup>92</sup>, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN) que vino a sustituir al CDEC.

<sup>88</sup> Las empresas que prestan servicios de transmisión troncal no pueden dedicarse a actividades de generación o distribución.

<sup>89</sup> Para más información y cronología de la normativa, ver anexo 4.

<sup>90</sup> Bajo el argumento de que se trata de una actividad desarrollada en régimen de monopolio natural.

<sup>91</sup> En el proceso organización del despacho también se tienen en cuenta los costes de arranque y otras restricciones técnicas.

<sup>92</sup> Su contenido se revisará en el apartado relativo a la transmisión eléctrica.

Por otra parte, asociados al segmento de generación se distinguen dos mercados, que operan simultáneamente: el mercado *spot* cuyos precios se determinan en el ámbito de operación del CDEC<sup>93</sup>, y el mercado de contratos, que corresponde a los acuerdos para la provisión de energía y potencia entre los generadores y los clientes finales. Estos últimos pueden ser clientes libres<sup>94</sup>, en cuyo caso el precio es parte de un acuerdo bilateral; o regulados, cuyo precio es el resultado de licitaciones abiertas llevadas a cabo por los distribuidores en el marco de la llamada Ley Corta I.

Es importante destacar que, de acuerdo con la regulación chilena, solo las generadoras eléctricas están facultadas para realizar “retiros”<sup>95</sup> de energía y potencia en el mercado *spot* (obviamente, también son las que realizan las inyecciones). En este sentido, los generadores son productores y “comercializadores” al mismo tiempo. Los retiros que efectúa cada generador son siempre explicados por la necesidad de cumplir los contratos, ya sea con clientes libres o regulados (distribuidoras eléctricas)<sup>96</sup>.

La estrategia nacional de energía (2012) abogaba por la diversificación de fuentes energéticas en el largo plazo, priorizando la incorporación de fuentes renovables de electricidad no convencionales (ERNC), que de acuerdo con la Ley N° 20.257 (2008) incluyen la biomasa, la geotermia, la minihidráulica (<20MW), solar, mareas y eólica.

Esta ley obliga a las empresas generadoras de energía, que efectúen retiros de energía de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, a que 10% de sus retiros que se inyecten sean de generación renovable no convencional. Dicha ley está orientada a que el generador eléctrico inyecte, ya sea por sí o por un tercero, energía limpia a los sistemas eléctricos para comercializarla a distribuidores eléctricos o consumidores finales (BBVA Research, 2014).

Por su parte la Ley N° 20.698 (2013) propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Pretende elevar el objetivo de generación eléctrica con ERNC desde 10% para 2024 a 20% en 2025, de manera escalonada. Junto con ello, se establece que el Ministerio de Energía debe efectuar licitaciones públicas para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de los medios de generación mencionados (BBVA Research, 2014).

La reforma del sector energético chileno en general y del eléctrico en particular, ha hecho que aumente el número de agentes extranjeros en el país. En este sentido, no existen requisitos o limitaciones especiales a las empresas extranjeras. No obstante, si necesita conseguir una concesión<sup>97</sup> de electricidad, debe hacerlo mediante una subsidiaria incorporada en Chile, de acuerdo con el artículo 13 de la LGSE (Getting the deal through, 2016).

<sup>93</sup> Donde se comercializa toda la energía y potencia producida en el sistema (Piña, 2008).

<sup>94</sup> Si su demanda es superior a los 2 MW. En todo caso, existe un rango en que la decisión de comprar a precios regulados o libremente negociados pertenece al cliente.

<sup>95</sup> Se sigue aquí la expresión chilena de “retiros” por adquisiciones.

<sup>96</sup> Para un detalle de la operación del mercado de la generación y del sistema de precios *Peak Load Pricing* en Chile, ver *Análisis y Fundamentación del Modelo Marginalista de Precios Eléctricos en Chile*, Fernando Fuentes. Serie Documentos de Investigación I-303, Universidad Alberto Hurtado, 2014. En *Economía y Energía; la experiencia chilena*, Ediciones Universidad Alberto Hurtado.

<sup>97</sup> A grandes rasgos, se entiende por concesión el acto administrativo en virtud del cual se autoriza temporalmente por una Administración a una persona particular la utilización privada de un bien público, mediante el pago de un canon.

En todo caso, resulta preferible obtener una concesión, ya que otorga el derecho de vía y facilita el trabajo de establecer y desarrollar un proyecto de energía. Además, si la empresa extranjera realiza una actividad de transporte de electricidad deberá estar constituida en Chile como sociedad anónima, estando sujeta a las correspondientes limitaciones (Getting the deal through, 2016).

Finalmente, se puede señalar que, desde mayo de 2017, Chile tiene nuevas reglas para el desarrollo de las renovables en terrenos públicos, que son de aplicación en especial a proyectos solares y de renovables a gran escala y a proyectos ya aprobados (Bellini, 2017a). El objetivo es simplificar el uso de terrenos estatales, ampliando el plazo máximo de uso del terreno de 30 a 35 años, así como el plazo máximo de construcción de las plantas de 24 o 48 meses a un máximo de 10 años. Esta normativa puede ser de gran relevancia para los inversores internacionales (Bellini, 2017a).

### 9.1.1. *Principios regulatorios de las energías renovables no convencionales (ERNC)*<sup>98</sup>

De todas las modificaciones legales a la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, son las leyes N° 20.257 (2008), N° 20.698 (2013) y N° 20.805 (2015) las que fomentan, en mayor medida, el uso de fuentes no convencionales de generación.

No obstante, la Ley Corta I<sup>99</sup> (2004) y la Ley Corta II<sup>100</sup> (2005), también establecieron incentivos para la generación con ERNC, aunque resultaron poco eficientes como consecuencia de los entonces elevados costes de generación con estas tecnologías. Entre los incentivos se encuentra la exención del pago de peajes de transmisión local y el establecimiento de la obligación a las distribuidoras de comprar hasta 5% de su demanda para clientes regulados a generadores con ERNC, al precio promedio de compra de las distribuidoras, sin necesidad de participar en los procesos de licitación.

Además de las anteriores Leyes, en 2015, en Chile, se contaba con los siguientes mecanismos de promoción de políticas de energías renovables.

<sup>98</sup> De acuerdo con la Ley N° 20.257, los medios de generación renovables no convencionales son los que presentan alguna de las siguientes características: a) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos, b) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW, c) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, d) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, e) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, f) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, g) Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la CNE que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un reducido impacto ambiental.

<sup>99</sup> La Ley N° 19.940 o Ley Corta I introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo principal de regular la toma de decisiones y el desarrollo de la expansión de la transmisión de electricidad. También estableció incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.

<sup>100</sup> La Ley N° 20.018 o Ley Corta II introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo principal de estimular el desarrollo de inversiones en el segmento de generación mediante licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución.

TABLA 20. Políticas de energías renovables

Política	Mecanismos
Política nacional	Objetivo de energías renovables Estrategia/Ley de energías renovables Ley/programa de energía solar térmica Ley/programa de energía solar Ley/programa de energía geotérmica Ley/programa de energía biomasa
Incentivos fiscales	Exención del impuesto sobre los combustibles Impuesto sobre el carbono Otros beneficios fiscales
Acceso a la red	Descuento/exención en la transmisión Acceso a la red garantizado o regulado para los productores de electricidad renovable cualificados
Instrumentos reguladores	Subastas Cuota Sistema de certificados Balance neto
Finanzas	Fondo específico Apoyo previo a la inversión Financiación directa
Otros	Energías renovables en programas de acceso rural

Fuente: elaboración propia a partir de IRENA, 2015.

A continuación se repasan, brevemente, las leyes N° 20.257, la N° 20/25, la N° 20.698 y la N° 20.805.

### 9.1.2. Ley N° 20.257<sup>101</sup> de 2008

La Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC, es aplicable a los sistemas eléctricos de una capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, al SIC y el SING), y establece que toda empresa que retire energía deberá acreditar inyecciones<sup>102</sup> de ERNC del 10% de dichos retiros<sup>103</sup>, obligación que regirá por 25 años, a contar desde 2010 (entre 2010 y 2014 corresponderá a 5%, que se incrementará en 0,5% anual a partir de 2015, para concluir con 10% en el 2024).

Asimismo, se podrá cumplir mediante inyecciones del año inmediatamente anterior al que corresponde la obligación, siempre y cuando no hayan sido utilizadas para cumplir la obligación de dicho año. De igual manera, una empresa deficitaria podrá traspasar dicho déficit al año siguiente (sin incurrir en multa), siempre que lo informe debidamente y este no supere el 50% de la obligación contraída.

<sup>101</sup> Esta es la primera ley que explícitamente establece un mecanismo de fomento a este tipo de tecnologías.

<sup>102</sup> Se denomina una *inyección* cuando un generador produce energía que inyecta a la red eléctrica.

<sup>103</sup> Se denomina *retiro* cuando un generador, en su papel de comercializador, retira energía de la red eléctrica para satisfacer contratos de venta con distribuidores y clientes libres.

En el marco de la misma ley se señala que quien no cumpla con la obligación deberá pagar 0,40 UTM/MWh<sup>104</sup> (aproximadamente \$ 17.000 chilenos)<sup>105</sup> respecto de las inyecciones no acreditadas. Dicho cargo subirá a 0,60 UTM si se repite un incumplimiento antes de tres años<sup>106</sup>. Con fines de información y transparencia del sistema, se obliga a los CDEC a llevar un registro público del cumplimiento de la norma.

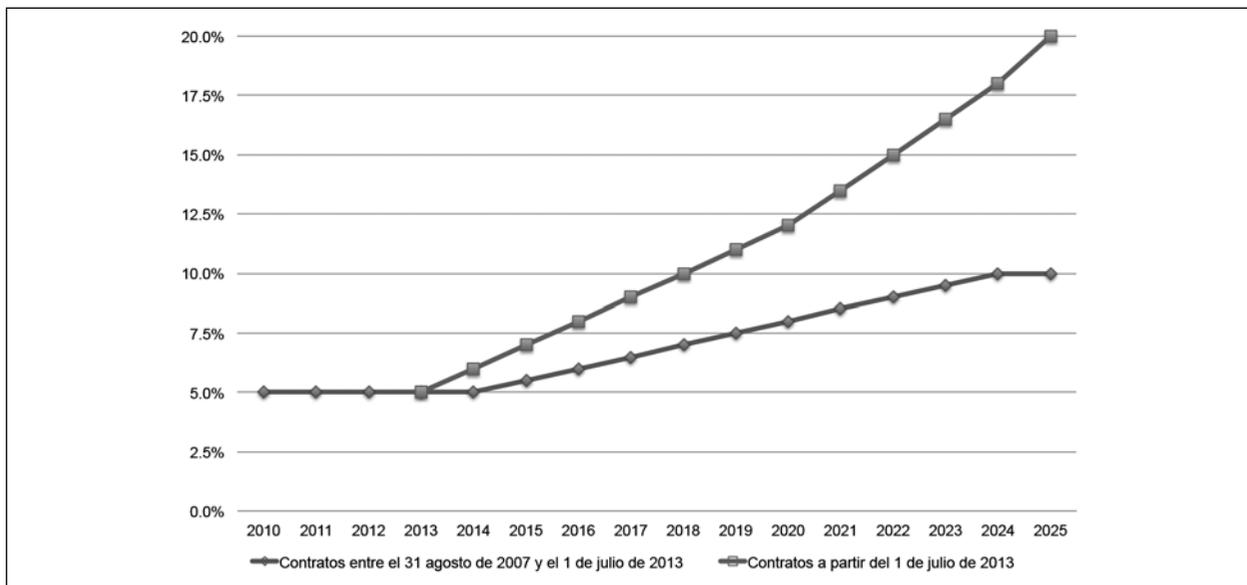
Con objeto de regular la operación de la ley, en noviembre del 2009 la Comisión Nacional de Energía (CNE) dictó la Resolución Exenta N°1.278 sobre normas para la adecuada implementación de la Ley N° 20.257, que fue posteriormente modificada, para dotar de más flexibilidad a la operación del mercado de certificados verdes, mediante la Resolución Exenta N° 706 de noviembre de 2011.

### 9.1.3. Ley 20/25 de 2013

Los aspectos centrales que establecía la Ley 20/25 están referidos al incremento de la obligación de inyecciones renovables, que alcanzará el 20% en el 2025; y a la disposición que establece la realización de licitaciones específicas para tecnologías ERNC cuando se cumplan ciertas condiciones en términos de la oferta disponible de energía proveniente de dichas tecnologías.

La principal modificación introducida por esta nueva ley es el aumento de la cuota e inyección de ERNC. Así, para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación será: del 5% de los retiros el 2013; con incrementos del 1% a partir de 2014 hasta llegar al 12% en 2020; con incrementos del 1,5% a partir del 2021 hasta llegar al 18% el 2024; y con un incremento del 2% en 2025 para llegar al 20% en dicho año.

**GRÁFICO 25. Obligaciones de inyección de ERNC según Ley 20/25**



Fuente: elaboración propia.

<sup>104</sup> La unidad tributaria mensual (UTM) es una unidad de cuenta usada en Chile a efectos tributarios y de multas, actualizada según la inflación.

<sup>105</sup> Aproximadamente 26 US\$/MWh en la actualidad.

<sup>106</sup> Lo recaudado por multas será distribuido, a prorrata de los consumos, entre los clientes finales o de las distribuidoras, cuyos suministros hubiesen cumplido con la obligación legal.

El Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas especiales de renovables anuales para la provisión de la energía anual proveniente de medios de generación de ERNC. Podrá realizar hasta dos licitaciones por año, en caso que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad. Además, plantea la reducción de barreras para el desarrollo de estas energías limpias en aspectos como la comercialización.

#### **9.1.4. Ley 20.698 de 2013 y Ley 20.805 de 2015**

La Ley N° 20.698 propició el desarrollo de las fuentes renovables no convencionales mediante las licitaciones públicas anuales por parte del Ministerio de Energía, de bloques de potencia y energía renovables (Garrigues, 2016).

Posteriormente, en el 2015 se promulgó la Ley N° 20.805, que “Perfecciona el Sistema de licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios”, en la que se introducen algunas cláusulas para el fomento de las energías renovables no convencionales.

Específicamente se pueden destacar dos aspectos. Por una parte se establece la facultad de la CNE de elaborar las bases de licitación, pudiendo las distribuidoras efectuar observaciones a las mismas, que no obstante han de ser aprobadas por dicha Comisión. Este hecho posibilita, de facto, incluir en las bases de las licitaciones futuras opciones preferentes para las ERNC, así como estructuras de demanda diseñadas especialmente para que este tipo de tecnologías puedan competir. Por otra parte se indica que las bases podrán establecer que los contratos de suministro contengan cláusulas que faculten a los generadores para solicitar, fundadamente, postergar el plazo de inicio del suministro o poner término anticipado al contrato. Esta opción, claramente, puede favorecer la entrada de nuevas tecnologías, cuya consolidación en el mercado aún no es suficientemente firme (como el caso de las ERNC).

Las modificaciones evidencian la eliminación de barreras de entrada, favoreciendo la participación de nuevos actores locales o extranjeros en el mercado, que permitirán la incorporación de distintos proyectos de generación y tecnologías eficientes, y en consecuencia aumentar la competitividad del proceso de licitación y reafirmar la validez de este mecanismo (Zelaya, 2016).

Finalmente, respecto de los nuevos desafíos que se plantean a partir de las modificaciones introducidas en virtud de la Ley N° 20.805, se considera que es necesario observar con detenimiento la atomización de oferentes, lo que puede eventualmente generar mayores costes de administración y de transacción para las empresas distribuidoras (Zelaya, 2016).

## **9.2. El sistema eléctrico chileno<sup>107</sup>. Actividades, infraestructuras y empresas**

Como se ha comentado, existen tres actividades eléctricas fundamentales identificadas en la ley: la generación, la transmisión y la distribución. Estas actividades son desarrolladas por empresas del sector privado, habiendo desempeñado el Estado, hasta ahora, una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria, así como planificadora.

<sup>107</sup> El sistema eléctrico nacional como tal verá la luz en 2018, en el momento en que el SING y el SIC se unifiquen, con una conexión eléctrica desde Arica hasta Chiloé.

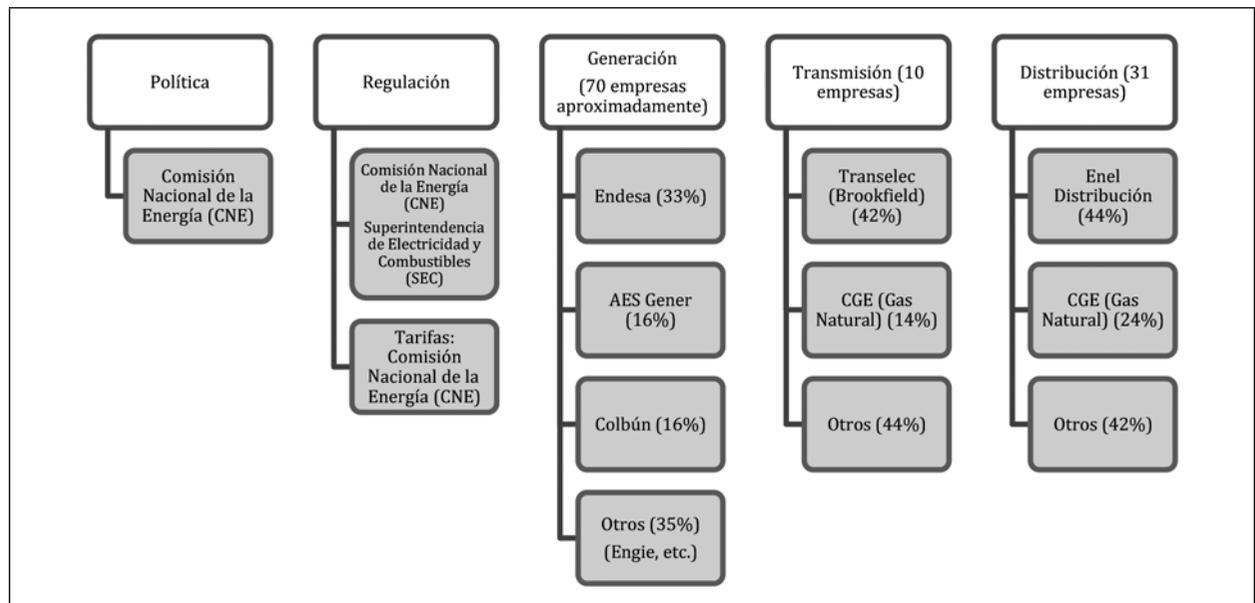
En Chile, y de acuerdo con el informe de la Agencia Internacional de la Energía de 2012, la generación eléctrica resulta bastante fiable, no así las actividades de transmisión y distribución, como consecuencia de unas redes más frágiles, debido a una naturaleza troncal de los dos principales sistemas eléctricos del país y falta de interconexión entre los dos sistemas principales.

No obstante, sí se puede señalar que las pérdidas en la transmisión y distribución de la electricidad se han reducido significativamente los últimos años habiendo rondado el 7% en 2011 frente al 6% del mismo año en Canadá (Bachra *et al.*, 2015)<sup>108</sup>.

La actividad de los sistemas de transmisión incluye los sistemas de voltajes mayores a 23 kV. Se subdividían en transmisión troncal (ahora nacional), sistemas de subtransmisión (ahora zonal) y sistemas de transmisión adicional (ahora sistemas dedicados). La operación de estos sistemas debe realizarse bajo condiciones de libre acceso, no discriminatorio, a cambio del pago de peajes por el servicio del transporte y de la potencia.

La actividad de distribución eléctrica, por su parte, muestra características de monopolio natural, por lo que se regulan las condiciones de su explotación, los precios a cobrar a los clientes regulados y la calidad del servicio.

**FIGURA 12. Imagen de la estructura del sector eléctrico chileno con algunos de sus principales agentes**



Nota 1: Los porcentajes se refieren a potencia instalada. Si se atiende a cuotas del mercado de generación, el mercado está más concentrado. En 2016 AES Gener tenía el 31%, Enel Generación el 25%, Colbún el 15% y Engie (antigua E-CL), que solamente tiene capacidad instalada en el SING, el 12%.

Nota 3: En transmisión y distribución también se puede señalar el papel de Saesa (Ontario Teachers y Alberta Investment Management Corporation).

Fuente: (Bachra *et al.*, 2015) y (Garrigues, 2016).

<sup>108</sup> Pueden surgir dudas respecto de estas cifras de pérdidas en transporte y distribución en Chile y Canadá, en la medida en que las pérdidas de transmisión de un sistema troncal en el que la energía viaja bastante suelen estar entre el 5 y el 7%. Por su parte, las pérdidas de distribución, si incluyen la baja tensión, son del orden del 9% o del 12%.

Por el momento no existe la figura del comercializador, como sucede en España, aun cuando existe un cierto grado de comercialización, que no está restringido a las generadoras. En efecto, se entiende que la labor de comercialización la realizan las generadoras y distribuidoras, trasladándose a los consumidores todos los costes. También existe comercialización a clientes libres, en la interconexión y en la venta a otras generadoras (Revista EI, 2013).

En cuanto a los principales agentes que se recogen en la figura anterior, conviene señalar que son indicativos, en la medida en que existen otras empresas que se dedican a la producción, transporte y distribución de electricidad. Esta información se complementa con la que se recoge en la tabla siguiente.

**TABLA 21. Número de agentes del SING y SIC**

Agente	SIC	SING
Empresas generadoras del primer segmento (<200MW)	113	18
Empresas generadoras del segundo segmento (>=200MW)	6	5
Empresas de subtransmisión	19	4
Empresas de transmisión troncal	5	2
Clientes libres	48	27

Fuente: (Deloitte, 2016b).

### 9.2.1. La actividad de generación eléctrica

La actividad de generación se viene realizando en Chile en condiciones de libre competencia. Las empresas generadoras no pueden tener actividad de transporte ni de distribución de electricidad y requieren de una concesión para la producción de energía eléctrica.

La generación eléctrica está altamente concentrada en tres compañías que suponen el 82% del total nacional. Además, existe una elevada concentración en el SIC, donde el 60% de la generación se encuentra en manos de tres empresas también (Endesa, 30%; Colbún, 20% y AES Gener, 11%<sup>109</sup>).

No obstante, esta estructura estaría modificándose como consecuencia de las reformas llevadas a cabo y que están permitiendo la incorporación de competidores nacionales e internacionales (Jurado, 2016a).

Las generadoras obtienen ingresos por varias vías como la compra y venta de energía y potencia en el mercado *spot*, la venta de energía y potencia a clientes libres, a precios pactados bilateralmente, la venta de energía y potencia a clientes regulados a precios a largo plazo de las licitaciones<sup>110</sup> (distribuidoras) y el cobro a distribuidores por pagos efectuados a la transmisión por retiros destinados a clientes regulados (Agüero, 2011). Por otra parte, deben proceder al pago del sistema de transmisión en proporción a las

<sup>109</sup> Si se tiene en cuenta la participación de Guacolda, que es propiedad de AES Gener, tendría el 28% del SIC.

<sup>110</sup> Anteriormente se realizaba al precio nudo.

inyecciones efectuadas, y al pago al sistema de transmisión en proporción a los retiros efectuados (contratos con distribuidoras y clientes libres).

Asimismo, en 2018 se comenzará a recaudar un impuesto sobre el carbono emitido. Este impuesto fue promulgado en el 2014, y recae sobre la generación de electricidad. Están exentas las instalaciones térmicas de biomasa y algunas de menor tamaño (Bachra *et al.*, 2015), como ya se ha señalado.

De esta manera, la actividad de generación eléctrica de más de 50 MW, así como otros sectores industriales, estarán sujetos desde 2018 a un impuesto de 5 US\$/tonelada de CO<sub>2</sub>, que cubrirá aproximadamente el 55% de las emisiones del país (90% de las centrales eléctricas, 70% de otras actividades industriales y 30% del transporte) (Montero, 2014). Se espera que Endesa, AES Gener, Colbún y Engie sean los principales contribuyentes del sector eléctrico a este impuesto.

#### 9.2.1.1. *La potencia eléctrica instalada en Chile y la producción de electricidad*

Los principales sistemas eléctricos del país son el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El SIC se ubica en el centro sur del país, en el que se encuentra el 90% de la población y el 76% de la capacidad instalada. Da servicio a las regiones comprendidas entre la III y la X (incluyendo la Región XIII, Metropolitana de Santiago). El SING se ubica en el norte del país, incorpora a las mineras más importantes (23% de la potencia total instalada) y da servicio a las regiones XV, I y II.

Además existen los sistemas eléctricos de Aysén y Magallanes. El primero tiene una potencia de 61,6 MW, mientras que el segundo de 101,7 MW. El Sistema Eléctrico de Aysén se divide en tres subsistemas: Aysén (de la región XI, con el 0,24% de la potencia total instalada en el país y el único con sistema de transmisión), General Carrera y Palena (de la región X, con el 0,01% de la potencia instalada cada uno, también de todo Chile).

El Sistema Eléctrico de Magallanes, por su parte, de la región XII o Región de Magallanes, se divide en cuatro subsistemas: Punta Arenas (con el 0,38% de la potencia total instalada y es el único que cuenta con sistema de transporte), Puerto Natales (0,05%), Porvenir (0,04%) y Puerto Williams (0,01%). En la siguiente tabla se resumen las principales características de los diferentes sistemas que componen el sistema eléctrico chileno (Tabla 22).

Adicionalmente se encuentran los sistemas de Los Lagos, Cochamó y Hornopirén (situados en la región X, Región de Los Lagos, con el 0,02% y 0,01% de la potencia total instalada) y los sistemas aislados de la Isla de Pascua (con el 0,02% de la potencia total instalada) y San Pedro de Atacama. En diciembre de 2016, la capacidad total instalada ascendía a 23.119,8 MW<sup>111</sup>. A la luz de los datos se observa que el SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país (Gráfico 26).

<sup>111</sup> El sistema eléctrico español en 2015 contaba con una potencia instalada de 108.328 MW (Foro de la Industria Nuclear Española, 2016).

TABLA 22. Sistema eléctrico chileno (2015)

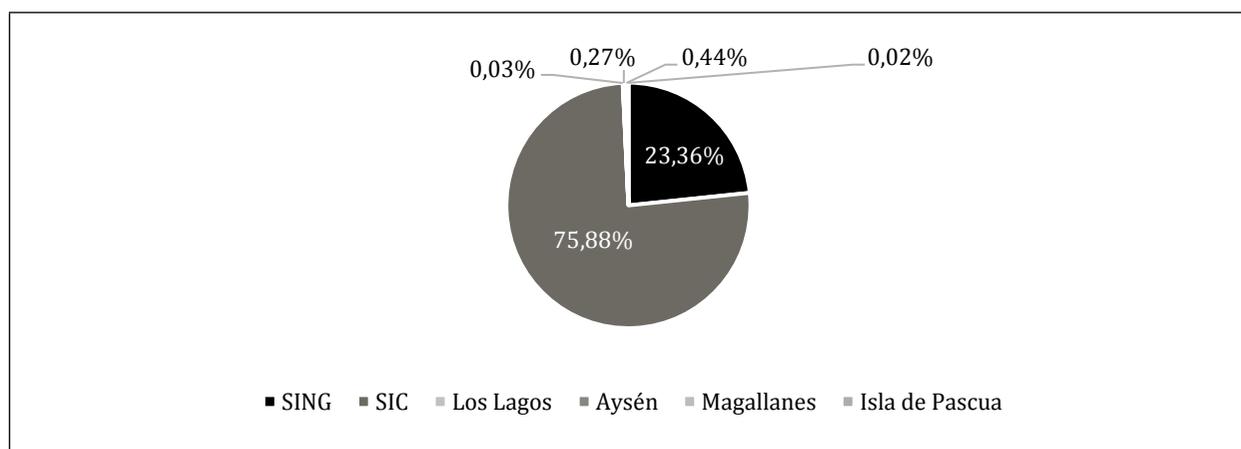
	Capacidad instalada (MW) Diciembre de 2016	Potencia por tecnología	Producción bruta anual (GWh)	Máxima demanda (MW)	Clientes regulados (%)	Población (%)
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	5.401,4	46% carbón 37% gas natural 8% derivados del petróleo 9% ERNC	18.805	2.290	11,1	6,3
Sistema Interconectado Central (SIC)	17.543,8	46,4% térmica 38,2% hidráulica 15,4% ERNC	52.901	7.577	69,4	92,2
Aysén	61,6	57,2% diésel 36,7% hidráulica 6,1% eólica	469	23	100	0,6
Sistema de Magallanes	101,7	84,2% gas natural 15,8% diésel		53	100	0,96
Total	23.108,5	–	72.175	–	–	100

Nota 1: Isla de Pascua tenía una potencia neta instalada de 4,3 MW y Los Lagos de 6,9 MW.

Nota 2: La cifra de clientes regulados se refiere a porcentaje de clientes regulados respecto del total de clientes de cada sistema.

Fuente: (Bachra *et al.*, 2015), (Ministerio de Energía, 2016c), y (Deloitte, 2016b).

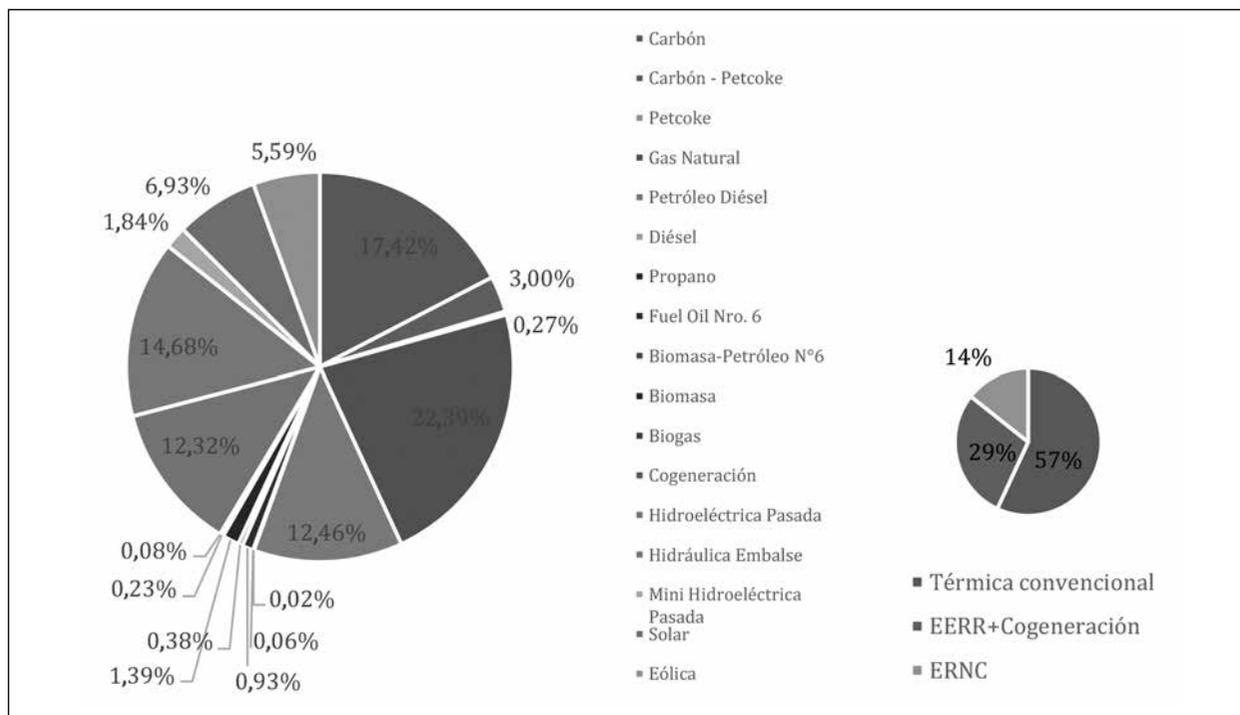
GRÁFICO 26. Potencia instalada por sistema en Chile (2016)



Fuente: elaboración propia a partir de (CNE, 2016b).

Si bien la potencia instalada se encuentra muy centralizada en dos grandes sistemas, el *mix* está muy diversificado, siendo más del 40% de la potencia instalada renovable, donde se incluyen no solo las ERNC sino también la biomasa así como la hidráulica de embalse o de pasada.

**GRÁFICO 27. Potencia instalada por tecnología en Chile (2016)**



Fuente: elaboración propia a partir de (CNE, 2016b).

**A. Detalle de potencia por sistema**

En 2016, la capacidad neta instalada en el SIC ascendía a 17.543,8 MW. De la capacidad total instalada, el 15,4% era de energías renovables no convencionales, el 46,4% era térmico y el 38,2% hidráulico, con el detalle que se puede observar en la siguiente tabla.

**TABLA 23. Potencia instalada en el SIC por fuente (diciembre de 2016)**

Tecnología	Potencia Neta (MW)	Gráfico
Carbón	1.608,6	
Carbón - Petcoke	693,6	
Petcoke	63,0	
Gas Natural	2.956,8	
Propano	14,3	
Petróleo Diésel	2.649,1	
Biomasa-Petróleo N°6	88,0	
Biomasa	322,3	
Biogas	52,8	
Hidráulica Embalse	3.393,4	
Hidráulica Pasada	2.825,9	
Mini Hidráulica Pasada	419,5	
Eólica	1.200,0	
Solar	1.256,3	
<b>Total</b>	<b>17.543,8</b>	

Fuente: elaboración propia a partir de (CNE, 2016b).

El mismo año, en el SING, la potencia neta instalada ascendía a 5.401,4 MW, siendo el 91% térmica y el 9% de ERNC.

**TABLA 24. Potencia instalada en el SING por fuente (diciembre de 2016)**

Tecnología	Potencia neta (MW)	Gráfico
Carbón	2.419,0	
Gas Natural	2.134,0	
Petróleo Diésel	175,2	
Fuel Oil Nro. 6	214,3	
Cogeneración	17,5	
Hidroeléctrica Pasada	0,0	
Mini Hidroeléctrica Pasada	6,3	
Solar	346,2	
Eólica	88,9	
Total	5.401,4	

Fuente: elaboración propia a partir de (CNE, 2016b).

Los sistemas menores tienen potencias muy reducidas, a base de gas y diésel fundamentalmente, y apenas representan el 0,76% de la potencia total del parque eléctrico de Chile.

**TABLA 25. Potencia instalada en Magallanes, Aysén, Los Lagos e Isla de Pascua por fuente (diciembre de 2016)**

	Tecnología	Potencia Neta (MW)	%
<b>Magallanes</b>	Gas Natural	85,6	84,2
	Petróleo Diésel	16,1	15,8
	<b>Total</b>	<b>101,7</b>	–
<b>Aysén</b>	Petróleo Diésel	35,3	57,2
	Hidráulica Pasada	22,6	36,7
	Eólica	3,8	6,1
	<b>Total</b>	<b>61,7</b>	–
<b>Los Lagos</b>	Petróleo Diésel	6,15	88,9
	Hidráulica Pasada	0,77	11,1
	<b>Total</b>	<b>6,9</b>	–
<b>Isla de Pascua</b>	Diésel	4,3	100
	<b>Total</b>	<b>4,3</b>	–

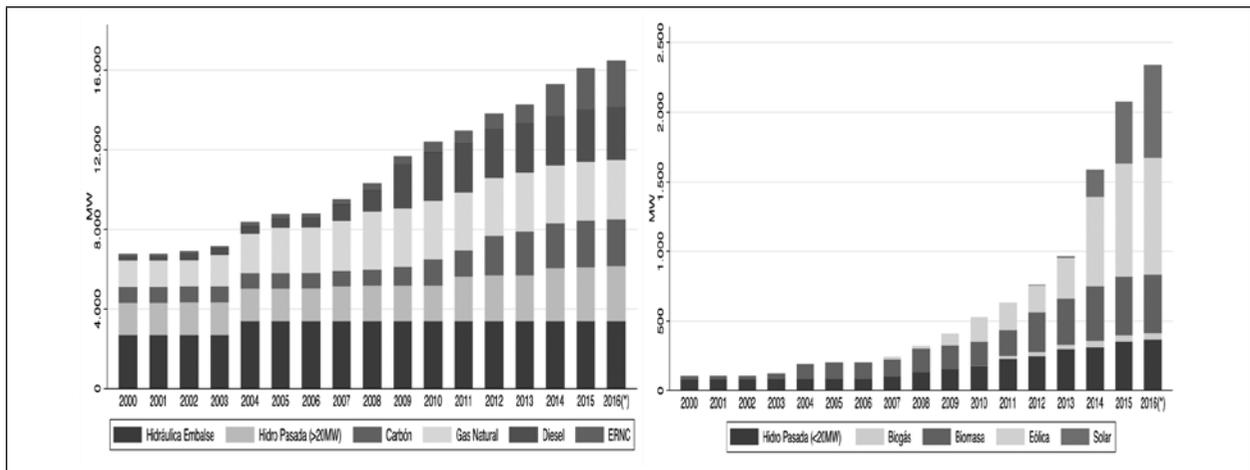
Fuente: elaboración propia a partir de (CNE, 2016b).

### B. Evolución de la potencia instalada. 2000-2016

Para responder a la demanda creciente, la potencia eléctrica ha tenido que aumentar. Teniendo en cuenta que el SIC supone alrededor del 70% de la demanda de electricidad del país y el SING<sup>112</sup> el 25%, en el caso del SIC la capacidad pasó de 6.862 MW en 2000 a 17.543 MW en 2016. En el SING la potencia pasó de 2.914 MW en 2000, a 5.401 MW en 2016.

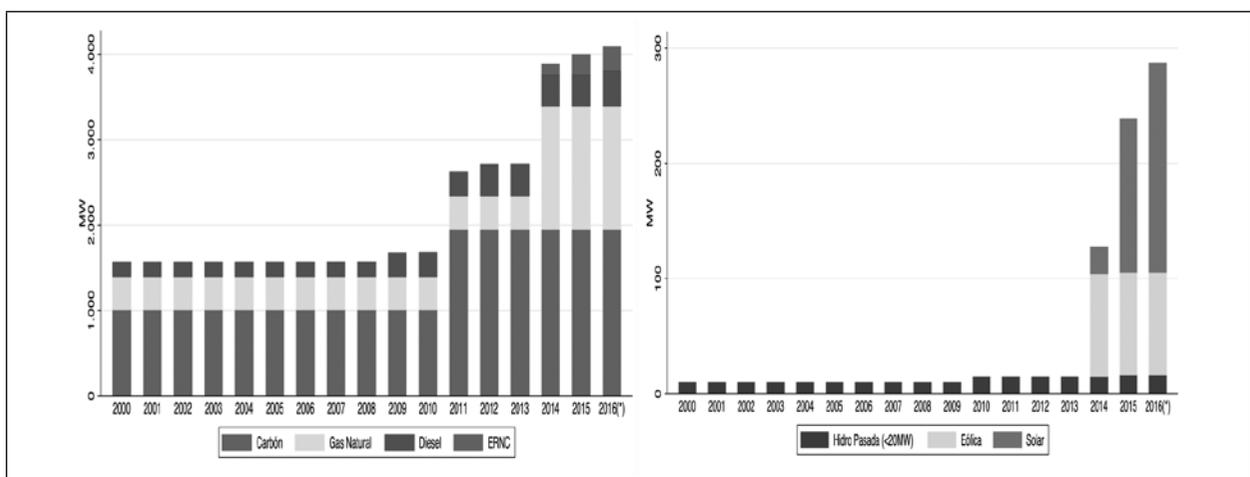
A continuación se presenta la evolución de la potencia instalada por sistema entre el 2000 y 2016, para el SIC y el SING, ya que juntos suponen el 99% de la potencia instalada en el país.

**GRÁFICO 28. Evolución de la capacidad instalada por tecnología y de las ERNC en MW, 2000-2016, SIC**



Nota: (\*) Incluye centrales instaladas hasta septiembre de 2016.  
Fuente: (Corrales *et al.*, 2015) en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

**GRÁFICO 29. Evolución de la capacidad instalada por tecnología y de las ERNC en MW, 2000-2016, SING**



Nota: (\*) Incluye centrales instaladas hasta septiembre de 2016.  
Fuente: (Corrales *et al.*, 2015) basado en datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

<sup>112</sup> En el SING tienen gran peso los clientes industriales y mineros.

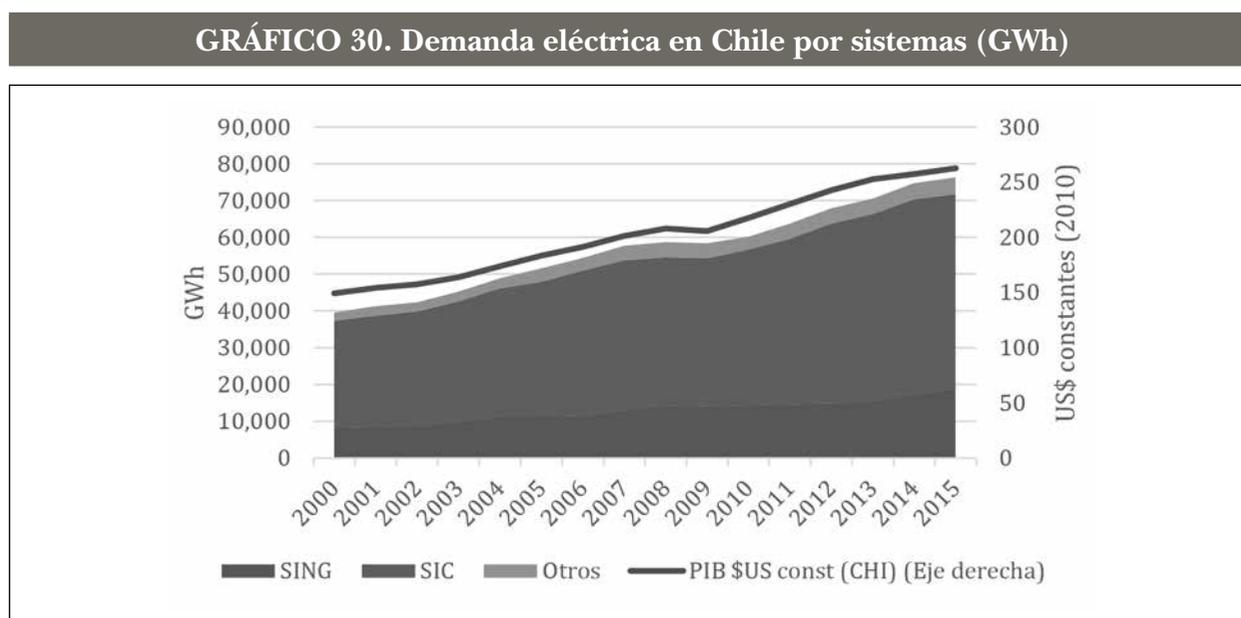
Durante los últimos años la generación eléctrica con ERNC pasó de ser prácticamente nula a tener una participación significativa. Dicho aumento se debe, fundamentalmente, al rápido crecimiento de la energía eólica y solar. A modo de ejemplo, en 2015, Chile invirtió 3.400 millones de dólares en ERNC (Deloitte, 2016a).

La evolución en la capacidad instalada agregada muestra cambios en la participación de las distintas tecnologías en la matriz energética. Tanto en el SIC como en el SING se observa un aumento en la participación de las centrales de carbón, diésel y centrales de energías renovables no convencionales, y una disminución en la participación de las centrales hidráulicas y a gas (de hecho, en el caso del gas, las inversiones en esta tecnología prácticamente desaparecieron después de la crisis de suministro asociada a los contratos con Argentina, a mediados de la década pasada). La disminución de la participación de las centrales hidráulicas y a gas se debe no a una pérdida de MW, sino a un aumento de las otras.

Este cambio en la composición de la matriz energética se puede explicar por distintos factores, el primero de ellos, la crisis del gas argentino. Las dificultades de acceso al gas natural y la incertidumbre respecto del acceso futuro desalentó la inversión en este tipo de centrales. En segundo lugar, la judicialización y las protestas sociales contra grandes proyectos hidráulicos como HidroAysén dificultaron la inversión en nuevas centrales hidráulicas. Finalmente, la introducción de políticas de fomento de energías renovables, como la Ley N° 20.257 de 2008, facilitó la inversión en proyectos de energías renovables no convencionales, principalmente eólica y solar.

### C. Evolución de la demanda y de la producción de electricidad. 2000-2016

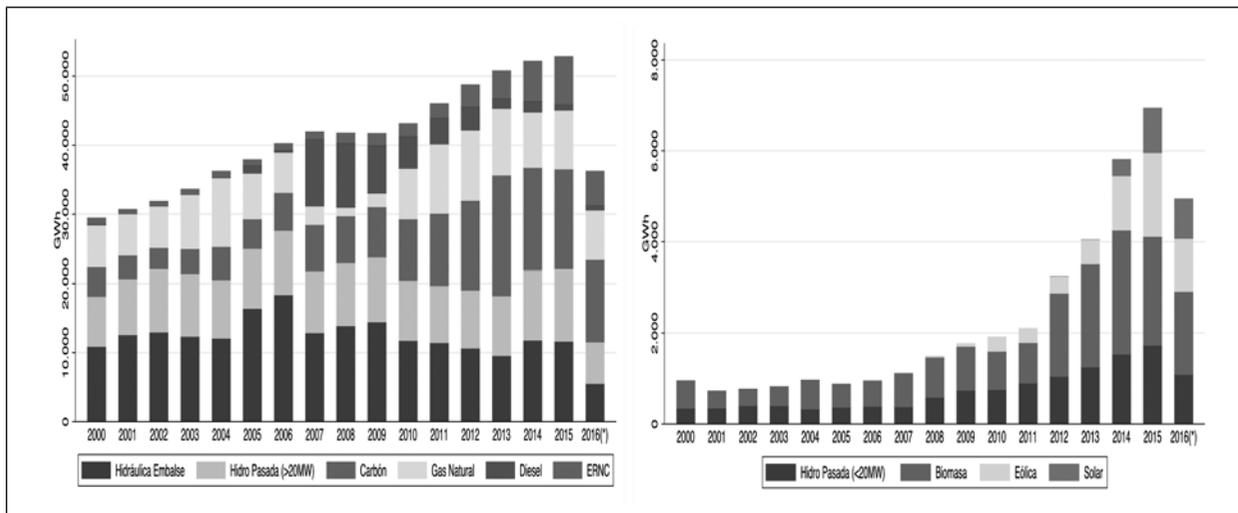
Desde el 2000 la demanda de electricidad ha aumentado, lo que ha supuesto un incremento de la potencia instalada y, consecuentemente, un crecimiento de la producción eléctrica; si bien las últimas previsiones establecen que la expansión se moderará a medio plazo (Deloitte, 2016c).



Fuente: (Corrales Llavona, 2016) a partir de (Energía Abierta. Beta, 2016).

A continuación se muestra la evolución de la generación bruta en el SIC y en el SING. La evolución de la generación refleja los cambios en la capacidad instalada, pero aparecen elementos adicionales a destacar.

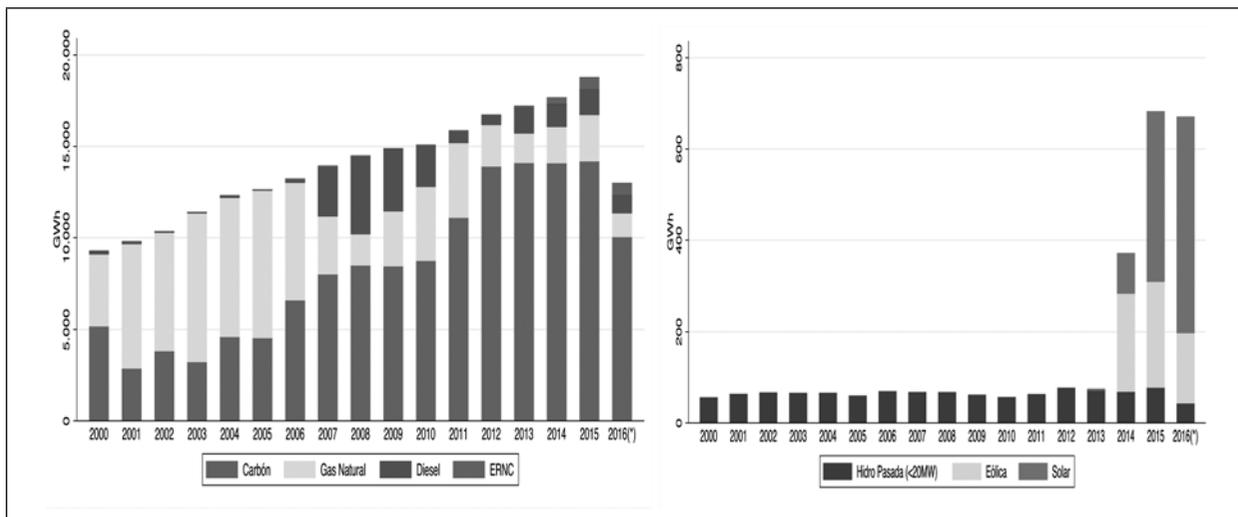
**GRÁFICO 31. Evolución de la generación bruta anual por tecnología, 2000-2014, y de ERNC, 2000-2016, SIC**



Nota: (\*) Incluye la generación bruta hasta agosto de 2016.

Fuente: (Corrales Llavona, 2016; Corrales *et al.*, 2015) en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

**GRÁFICO 32. Evolución de la generación bruta anual por tecnología, 2000-2014, y de ERNC, 2000-2016, SING**



Nota: (\*) Incluye la generación bruta hasta agosto de 2016.

Fuente: (Corrales *et al.*, 2015) en base a datos de la CNE, CDEC-SIC y CDEC-SING.

En el SIC, en el período 2000-2014, aumentó la participación de la generación con carbón y con ERNC, mientras que disminuyó la participación de la generación con centrales hidráulicas de embalse. Esta caída se explica, en parte, por la disminución de la inversión en proyectos hidráulicos y por la sequía del período 2010-2013.

Además, se observa una sustitución importante de generación a gas por generación diésel en el período 2007-2010. Ello fue debido a las dificultades de acceso al gas, lo que llevó a las principales generadoras de electricidad con centrales de gas (Endesa, AES Gener, Colbún) a sustituir gas por diésel, más caro (Jurado, 2016a).

En el SING se observa un aumento de la generación sobre todo con carbón y, en menor medida, con gas y diésel. De forma similar al SIC, se observa una sustitución de gas por diésel en el período 2007-2010.

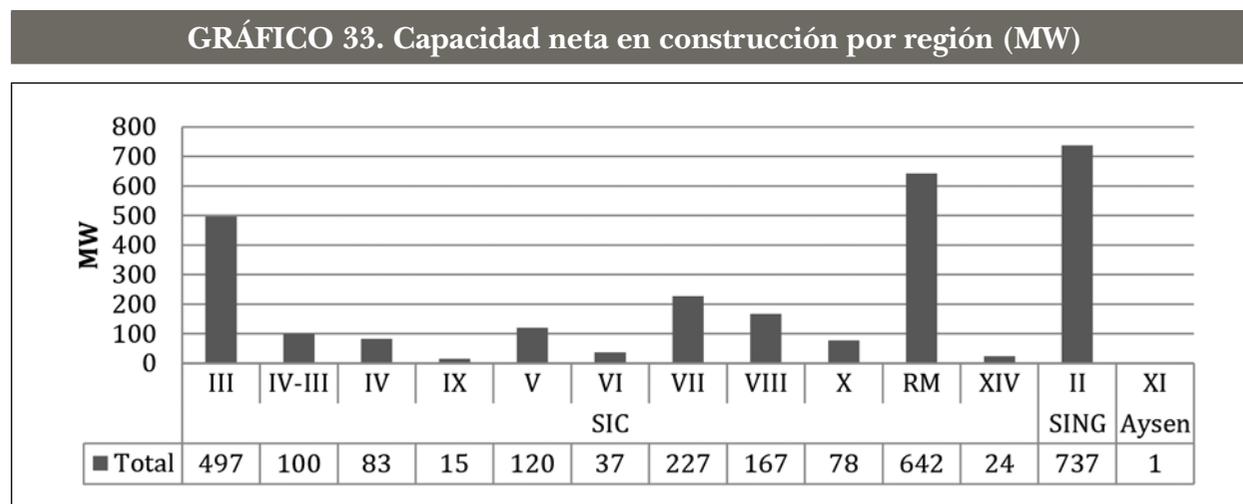
En el SIC para el período 2000-2014 el factor de planta<sup>113</sup> fue en promedio para una central de carbón del 75%, para una planta eólica del 20% y para una central solar del 20%.

Como consecuencia de esta intermitencia en la generación se hace necesaria una mayor capacidad de respaldo en energía diésel o hidráulica, que pueda responder rápidamente ante cambios en la capacidad de generación de fuentes eólicas y solares.

#### D. Centrales en construcción

En diciembre de 2016 había en construcción 54 centrales, equivalentes a 2.727 MW (8.500 millones de dólares), frente a las 28 que había dos años antes con 1.949 MW (5.900 millones de dólares)<sup>114</sup>.

En los gráficos que siguen se puede observar la capacidad en construcción por región y tecnología en los diferentes sistemas.

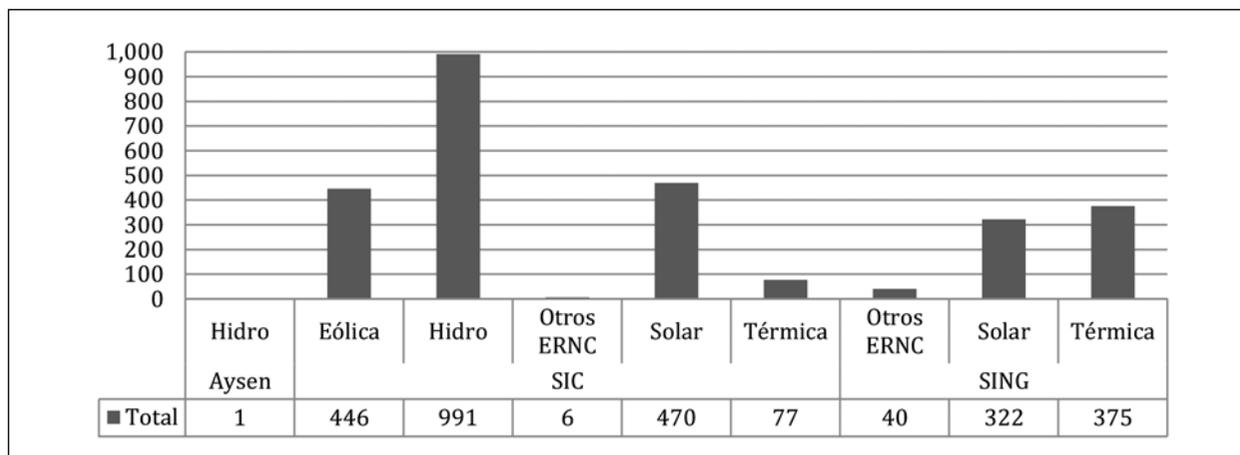


Fuente: (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016)

<sup>113</sup> Horas equivalentes de plena carga.

<sup>114</sup> (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016).

**GRÁFICO 34. Capacidad neta en construcción por tecnología y sistema (MW)**



Nota: en la fijación correspondiente que la CNE remitió con fecha 15 de diciembre de 2016, no se contemplaban MW térmicos frente a los 935 MW de unos meses antes (El periódico de la Energía, 2016).

Fuente: (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016).

En la actualidad, el 83% de los proyectos son renovables (51% de ERNC). Además, puede apreciarse que 63% de las nuevas inversiones se localizan en el SIC y 27% en el SING, donde el peso de la construcción de centrales térmicas<sup>115</sup> es importante.

Los proyectos de más de 100 MW en construcción, a fines de diciembre de 2016, se recogen en la siguiente tabla 26.

Es importante señalar que no siempre los proyectos llegan a su finalización. A modo de ejemplo, en 2014 se rechazó por parte del gobierno el proyecto HidroAysén, que consistía en la construcción de cinco centrales hidroeléctricas, dos en el río Baker y tres en el río Pascua, ubicadas en la región de Aysén en el sur de Chile.

El complejo, promocionado por Endesa y Colbún S.A., habría contado con una potencia instalada de 2.750 MW y una capacidad de producción de alrededor de 18.430 GWh anuales. En el proyecto también se contemplaba la necesidad de construir una línea de transmisión que transportaría la energía desde la región de Aysén hasta Santiago, siendo la energía inyectada al SIC mediante una línea de corriente continua, que además tendría un tramo submarino (T13, 2014).

<sup>115</sup> En el SIC, 77 MW de cogeneración con gas y en el SING, 375 MW de carbón.

TABLA 26. Proyectos de más de 100 MW en construcción en diciembre de 2016

Región	Proyectos
Región de Antofagasta (II)	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Central térmica de carbón Infraestructura Energética Mejillones U1, de 375 MW. Comuna de Mejillones, en el oeste de la región.</li> <li>–Central solar Concentración Solar Cerro Dominador, de 110 MW. Comuna de María Elena, en el noroeste de la región.</li> <li>–Central solar Atacama I, de 100 MW. Región de María Elena.</li> </ul>
Región de Atacama (III)	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Central El Romero Solar, de 196 MW. Comuna de Vallenar, en el sur de la región.</li> <li>–Central eólica San Juan de Chañaral de Aceituno, de 186 MW. Comuna de Freirina, en el suroeste de la región.</li> <li>–Central solar Pelicano, de 100 MW. Entre las comunas de La Higuera (Región de Coquimbo, IV) y Vallenar (III).</li> <li>–Central Solar Escondido, de 245 MW. A 58 km de Copiapó y Valle Escondido</li> </ul>
Región del Maule (VII)	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Central Hidroeléctrica Los Cóndores, de 150 MW. Comuna de San Clemente, en el este de la región.</li> </ul>
Región del Biobío (VIII)	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Central hidráulica Hidroñuble, de 136 MW. Comuna de San Fabián de Alicó, en el noreste de la región.</li> </ul>
Región Metropolitana de Santiago (XIII)	<ul style="list-style-type: none"> <li>–Central hidráulica Las Lajas (Alto Maipo), de 267 MW. Comuna de San José de Maipo, en el este de la región.</li> <li>–Central hidráulica Alfalfal II (Alto Maipo), de 264 MW. Comuna de San José de Maipo.</li> <li>–Central solar Quilapilún, de 110 MW. Comuna de Colina, en el norte de la región.</li> </ul>

Nota: otro proyecto que se espera tener terminado en 2020 es la Central hidroeléctrica de bombeo Espejo de Tarapacá, 100 km al sur de Iquique, en la norteña Región de Tarapacá (I), que supondrá una inversión de 385 millones de US\$. La planta bombeará agua salada a la zona de almacenamiento ubicada a 585 m. Es el primer proyecto de este tipo en Chile y lo está desarrollando la compañía chilena Valhalla Energy. La planta de bombeo, se combinará con una planta fotovoltaica de 600 MW (Cielos de Tarapacá), a 25 km al noreste del lugar. Se necesitará la construcción de una línea de transmisión. En septiembre de 2017 se terminó la fase de trabajos preliminares con la evaluación de impacto ambiental adicional.

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016) a partir de (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016) y (Revista Energía, 2017).

#### 9.2.1.2. Principales compañías de generación eléctrica

A pesar de que la actividad de generación es competitiva y que en los últimos tiempos están surgiendo nuevos agentes, cuatro generadores en el SIC que, de manera conjunta, producen alrededor del 56% de la electricidad y dos, en el SING el 50%<sup>116</sup>.

<sup>116</sup> A pesar de que se trata de cifras de un único período, son suficientemente representativas de la realidad.

TABLA 27. Principales generadores de electricidad (2016)

SIC			SING		
Empresa	Generación bruta (GWh)	Cuota (%)	Empresa	Generación bruta (GWh)	Cuota (%)
Colbún	792	17	Engie	474	29
Endesa	736	16	Angamos	399	24
AES Gener	729	16	COCHRANE	200	12
Guacolda	350	8	Norgener	106	6
San Isidro	244	5	Andina	104	6
Tinguiririca	204	4	Hornitos	101	6
Pehuenche	189	4			
Sociedad Eléctrica Santiago	155	3			
Arauco Bio Energía	74	2			
Pangue	66	1			
Pacific Hydro	58	1			
HASA	49	1			
Bioenergías Forestales S.A.	48	1			
Petropower	43	1			
Total	3.735	80	Total	1.384	83

Fuente: (Generadoras de Chile, 2017).

Sin embargo, si se estima el Índice de Herfindahl (IHH)<sup>117</sup>, para calcular la concentración de la actividad, se observa que con un resultado de 940, no se puede hablar de concentración de la actividad en el SIC. En el caso del SING, el resultado asciende a 1.669, por lo que podría hablarse de una concentración moderada.

Las principales empresas de generación y sus filiales se recogen en la siguiente tabla, así como las empresas matriz o propietarias de la misma<sup>118</sup>.

<sup>117</sup> IHH es una medida, empleada para valorar la concentración económica de un mercado. Inversamente también ofrece una medida de la falta de *competencia* en un sistema económico. Un índice elevado expresa un mercado muy concentrado y poco competitivo.

<sup>118</sup> Para más información ver anexos 13 y 14.

TABLA 28. Principales empresas generadoras de electricidad en Chile

Matriz	Empresa	Filiales	Participación de la matriz	Sistema
ENEL	Endesa Chile	Endesa Eco S.A.	100	SING, SIC
		Pehuenche S.A.	92,65	
		Pangue S.A.	94,99	
		San Isidro S.A.	100	
		Celta S.A.	100	
		Central Eólica Canela S.A.	75	
		Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51	
		GasAtacama S.A.	50	
	Enel Latin America Chile	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	99,99	
	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	99,99		
Minera Valparaíso, Forestal Cominco, Antarchile, Larrain Vial y otros	Colbún S.A.	Termoeléctrica Antilhue S.A.	99,99	SIC
		Empresa Eléctrica Industrial S.A.	99,99	
		Termoeléctrica Nehuenco S.A.	99,99	
		Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	99,99	
		Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	84,99 (indirecta)	
		Obras y Desarrollo S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	99,98 (indirecta)	
		Río Tranquilo S.A. (filial de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.)	99,98 (indirecta)	
		Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	49	
AES Corp.	AES Gener S.A.	Sociedad Eléctrica Santiago S.A.	90	SING, SIC
		Energía Verde S.A.	99,99	
		Norgener S.A.	99,9999	
		Termoandes S.A.	100	
		Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	100	
		Empresa Eléctrica Ángamos S.A.	50	
		Empresa Eléctrica Campiche S.A.		
Engie (ex GDF Suez)	Suez Energy Andino S.A.	Eólica Monte Redondo S.A.	100	SING, SIC
		E-CL S.A.	52,4	
		Electroandina S.A.	52,4 (indirecta)	
Statkraft	SN Power Chile	Norvind S.A.	100	SIC
		Hidroeléctrica La Higuera S.A.	50	
		Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	50	

Matriz	Empresa	Filiales	Participación de la matriz	Sistema
52,4% de Suez Andino, 40% de Codelco y 7,6% de otros	Engie	Electroandina	100	SING, SIC
State Power Investment Corporation (SPIC)	Pacific Hydro Chile	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	50	SIC
		Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	50	
Arauco (<- Empresas Copec S.A.)	Arauco BioEnergía S.A.			SIC
Duke Energy Corp.	Iberoamericana de Energía (IBENER) S.A.			SIC
Enerplus <- CGE <- Gas Natural Fenosa	Edelmag S.A.			P. Arenas, P. Natales, P. Williams, Porvenir
Del Sol Mercados Futuros Ltda. (33,3%), Sociedad de Inversiones Baco Ltda. (33,3%) y otros accionistas minoritarios	Energía Latina S.A. (ENLASA)			SIC
SAESA	Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Grupo SAESA)			SIC, Hornopirén, Cochamó, Aysén, G. Carrera, Palena
Corfo	Sasipa SpA			I. Pascua

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016) a partir de (Central Energía, 2011).

La siguiente tabla presenta algunos de los activos de las principales generadoras.

**TABLA 29. Activos de algunas de las principales generadoras de electricidad**

Compañía	Activos
<b>Colbún</b>	Privatizada en los años ochenta, cuenta con doce centrales hidroeléctricas y gestiona siete térmicas.
<b>Endesa Chile</b>	Su parque generador representa el 32% de la capacidad instalada en Chile. Cuenta con 103 unidades generadoras en el SIC y ocho en el SING. Casi la mitad son hidráulicas, 44% térmicas y 1% eólicas. Promovió con Colbún el proyecto HydroAysén, que se describió como inviable.
<b>AES Gener</b>	Filial de la estadounidense AES, tiene 5.222 MW en operación. Ha participado en la sincronización de redes para el intercambio bidireccional de electricidad con Argentina.
<b>Gas Natural Fenosa</b>	Adquirió en 2014 la Compañía General de Electricidad (CGE) chilena.
<b>Pattern Energy Group</b>	Terminó en 2014 el mayor parque eólico de América Latina, El Arrayán, de 115 MW y tiene un contrato para el suministro de energía a la compañía minera londinense Antofagasta Plc, y está planeando una planta solar en Atacama (Jurado, 2016a).

Compañía	Activos
<b>Codelco</b>	Ha creado filiales para generar energía con gas o carbón. En el caso del gas posee el 100% de la Central Eléctrica Luz Minera Spa, y para el carbón el 99,9% de Energía Minera S.A., que iba a desarrollar una central de carbón con tres unidades de 350 MW cada una, ubicadas en las comunas de Punchacavi y Quintero. Este proyecto, en el que participaba también ENAP, se abandonó, en abril de 2015, debido a oposición comunal y medioambiental, a pesar de contar con la resolución de calificación ambiental.
<b>Varios</b>	Gamesa acaba de lograr contratos para varios parques eólicos. Solarpack construyó la mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica (25MW) para la compañía minera Doña Inés de Collahuasi, así como la segunda planta fotovoltaica y la primera dedicada al autoconsumo, ubicada en la mina de Chuquicamata de Codelco. En 2013, Acciona Energía anunciaba su primer proyecto eólico de Punta Palmeras (45MW) tras un contrato con Colbún para vender la electricidad generada y levantar una planta termosolar para la minera El Tesoro.

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, existe capital extranjero en el sector de generación eléctrica chileno. A modo de ejemplo, empresas españolas como Solarpack, Abengoa, Gestamp, Elecnor, Ingeteam y Enertis están presentes en el mercado chileno, como consecuencia principalmente de los costes que se están alcanzando en el ámbito de la energía solar fotovoltaica y en el desarrollo de esta (Energynews, 2016).

De esta manera, como se ha señalado, junto con los participantes “tradicionales”, se están incorporando nuevas empresas, como el fondo de inversiones Actis<sup>119</sup> o Aela, que construyen plantas a gran escala y se adjudican contratos por bloques continuos de energía (Jurado, 2016a).

No obstante, los nuevos agentes no son por el momento relevantes. Hay que tener en cuenta que en el SIC, tres empresas (Endesa, AES Gener y Colbún), entre el 2001 y 2012, han representado en torno al 90% de la capacidad instalada total. En el SING la situación ha sido bastante similar (Fabra *et al.*, 2014). A modo de ejemplo, en 2006 apenas había seis compañías generadoras y en 2015, más de veinte. También es cierto que la mayoría de nuevos generadores contaban en 2015 con una potencia instalada de no más de 200 MW, salvo Eléctrica Angamos (558 MW), y son muchas las que tienen una potencia inferior a 10 MW, como Cavanca (3 MW), Enernuevas (3 MW), SPS La Huayca (1 MW), Atacama Solar (1 MW) o el Pozo Almonte Solar (9 MW) (Coordinador eléctrico nacional, 2016).

### 9.2.1.3. *Potencial de producción de energía eléctrica con renovables*<sup>120</sup>

Chile es un país atractivo para invertir en renovables. De hecho es el cuarto país más interesante a nivel mundial, por detrás de Estados Unidos, China e India (Ernst&Young, 2016), a pesar de que es un país relativamente pequeño en términos absolutos. Es más, se trata de uno de los primeros mercados del mundo donde las renovables compiten directamente con otras fuentes energéticas.

<sup>119</sup> En 2017 Actis adquirió los activos de SunEdison en Latinoamérica y tiene el 60% de Aela.

<sup>120</sup> Conviene señalar que los datos presentados en este apartado acerca de potencial de generación renovable deben de ser tomados con prudencia dado que hay muchos elementos, como la factibilidad de los proyectos, el desarrollo de las tecnologías, etc., que pueden reducir dichas cifras o al menos plantear dudas respecto de las mismas.

Además, el país ofrece oportunidades de inversión en alianzas público-privadas en renovables. En este sentido desde 2012 se han comprometido más de US\$ 9.200 millones, casi el doble que los 20 años precedentes (The World Bank, 2016).

Pocos países tienen un potencial renovable tan amplio. A modo de ejemplo, el desierto de Atacama, en el norte del país, es considerado como una de las mejores ubicaciones para la energía solar del mundo. De igual manera, Chile cuenta con un gran potencial eólico, geotérmico e hidroeléctrico (International Trade Administration, 2016).

Los elevados precios de la electricidad de origen convencional, que se espera mantengan estos niveles, han hecho interesante la inversión en energías renovables (International Trade Administration, 2016).

Se considera plausible lograr que, en 2035, las energías renovables no convencionales lleguen a constituir el 40% de la generación eléctrica del país y si se considera el conjunto de las energías renovables, esa cifra podría alcanzar el 60% dicho año, y 70% en 2050 (Ministerio de Energía, 2016c).

Por tecnologías, los análisis dan cuenta de una tendencia creciente en la penetración de renovables, que los modelos señalan como fuentes competitivas en costes, principalmente solar y eólica (más de 20 GW, respectivamente) hacia 2050. La geotermia también podría aportar al sistema aunque con un potencial inferior.

La hidroelectricidad surge como una fuente relevante en todos los escenarios analizados. En especial se hace fundamental contar con mayor capacidad de regulación, lo que daría mayor flexibilidad al sistema, minimizaría emisiones y costes económicos. Según indica el documento Hoja de Ruta 2050, el potencial bruto hidráulico del país asciende a 16 GW.

Ante la creciente demanda energética en Chile, el Ministerio de Energía junto con GIZ publicaron en 2014 un estudio orientado a estimar los potenciales disponibles en el país de energía eólica, solar fotovoltaica, termoeléctrica de concentración solar (CSP) e hidráulica en cauces naturales (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014). También existen otros estudios donde se ha analizado el potencial de biomasa (con leña), energías marinas, etcétera.

El citado estudio cubre las zonas de SING y SIC desde la Región de Arica y Parinacota hasta la isla Grande de Chiloé. La metodología utilizada en la evaluación se basa en modelizaciones numéricas de procesos meteorológicos e hidrológicos, a los que se aplican restricciones territoriales para las cuatro tecnologías renovables mencionadas. Los resultados del potencial disponible por tecnología de dicho estudio se recogen en la siguiente tabla.

**TABLA 30. Potencial disponible de energías renovables sin superposición entre fuentes de energía, incluyendo la cartera de proyectos eólicos con factor de planta estimado superior o igual a 0,3**

Región o zona	Potencial disponible								Cartera de proyectos eólicos		Total
	CSP <sup>122</sup>		PV con seguimiento (1 eje)		Hidroeléctrico		Eólico		MW	f.p.	MW
	MW	f.p.	MW	f.p.	MW	f.p.	MW	f.p.	MW	f.p.	MW
De Arica y Parinacota	6.311	0,51	36.647	0,32							42.958
De Tarapacá	136.085	0,51	168.098	0,32							304.182
De Antofagasta (sin Taltal)	390.476	0,53	883.651	0,33			2.622	0,32	240	0,37	1.276.988
Taltal (interior)							11.479	0,36	99	0,41	11.578
De Atacama	15.607	0,51	171.707	0,34			86	0,34	533	0,34	187.933
De Coquimbo			3.240	0,31			389	0,36	777	0,35	4.406
De Valparaíso			64	0,30	104	0,75					168
Metropolitana de Santiago					840	0,65					840
Del L.B. O'Higgins					722	0,61	75	0,34			798
Del Maule					2.127	0,55					2.127
Del Biobío					3.152	0,62	4.581	0,33	419	0,32	8.152
De La Araucanía					1.828	0,66	1.933	0,33	407	0,38	4.169
De Los Ríos					2.610	0,67	2.863	0,35	51	0,39	5.524
De Los Lagos (sin Chiloé)					1.025	0,64	3.770	0,36			4.795
Isla Grande de Chiloé					63	0,66	9.678	0,34	418	0,39	10.169
Total	548.478	0,52	1.263.407	0,33	12.472	0,63	37.477	0,34	2.975	0,36	1.864.809

Nota 1: f.p.= factor de planta = horas equivalentes de plena carga/horas totales anuales.

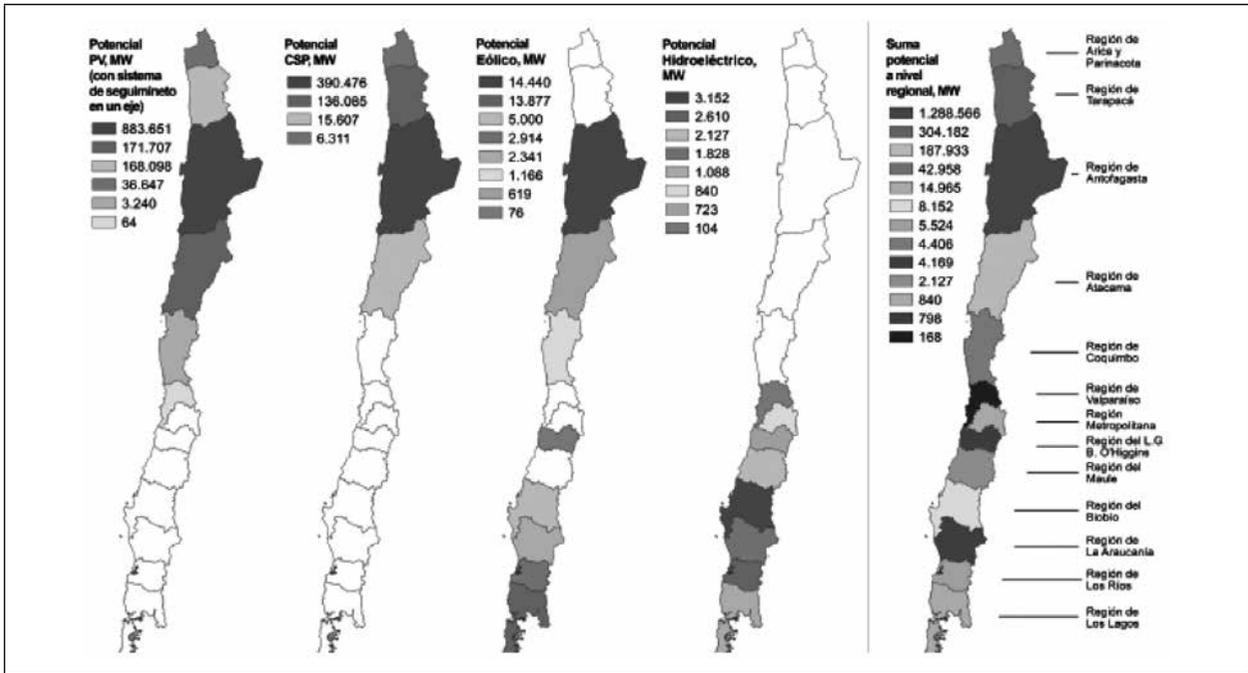
Nota 2: Este estudio no considera la situación de proyectos de autoconsumo.

Fuente: (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014).

En dicho estudio se muestra que en el Norte Grande se identifican zonas favorables para explotar más de una fuente de energía. A causa de la incompatibilidad de desarrollar más de un tipo de proyecto en el mismo territorio, se procedió a una evaluación sin superposición de energías, de manera que no se produjera una doble contabilidad; lo que se refleja en la tabla anterior y en el mapa siguiente.

<sup>121</sup> CSP = energía solar de concentración.

**MAPA 7. Potencial disponible de energías renovables sin superposición por región, incluyendo la cartera de proyectos eólicos con factor de planta estimado superior o igual a 0,3**



Fuente: (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014).

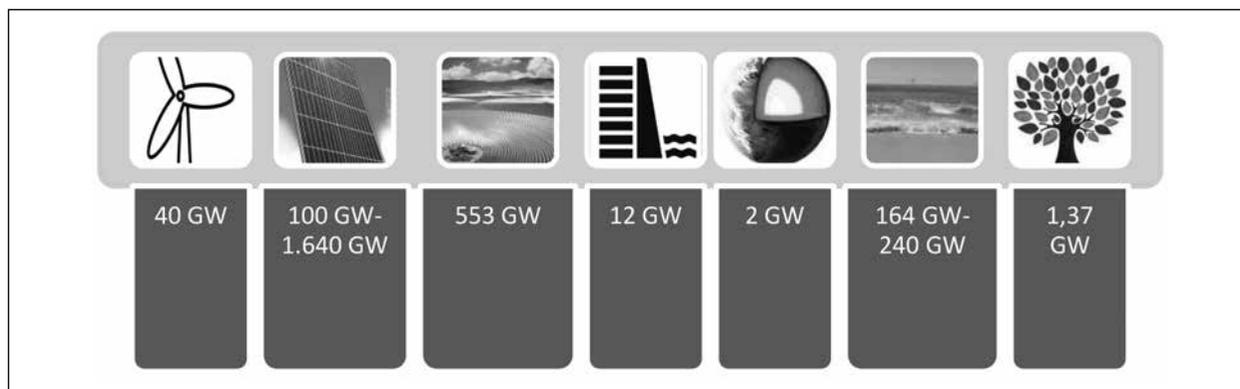
Puede verse que el mayor potencial está en la tecnología solar fotovoltaica (1.263 GW). A una distancia considerable se encuentra la solar de concentración (548 GW) y con un papel residual la eólica (2,9 GW).

Sin embargo, estos no son los únicos datos relativos al potencial de generación renovable en Chile. Otros estudios también han analizado el potencial de estas tecnologías y de otras como la undimotriz y la geotermia, habiendo esta última despertado un interés creciente los últimos años (Jurado, 2016a). También se ha empleado y se seguirá empleando biomasa como fuente energética, aunque más orientada a usos finales como la calefacción, el agua caliente sanitaria y la cocina.

No obstante, los otros estudios presentan valores diferentes. En este sentido, de acuerdo con el Centro de Información y Fomento de Energías Sustentables (CIFES), el potencial bruto que Chile ostenta para la instalación de tecnologías solares es de 100 GW (Deloitte, 2016c) frente a 1.640 GW del estudio del Ministerio de Energía con GIZ.

En todo caso, de los resultados de los múltiples estudios se desprende que Chile cuenta con zonas donde las energías renovables presentan condiciones privilegiadas, y su gran potencial supera el crecimiento proyectado de la demanda eléctrica nacional para las próximas décadas, como se puede observar en la siguiente figura.

FIGURA 13. Potencial de energía renovable en Chile



Nota: el potencial de biomasa analizado en este informe se refiere a usos finales. Para más información ver anexo 21.

Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014), (Gómez Figueroa, 2014), (Osés & Pérez, 2013) y (Meisén & Woodhouse, 2016).

A pesar del potencial anterior, en enero de 2015 había apenas 7.669 MW instalados, 2.101 en construcción y otros 10.478 MW aprobados (Ministerio de Energía, 2015b).

En este sentido, la División de Energías Renovables del Ministerio de Energía elaboró, en 2016, un compendio cartográfico regionalizado, con información actualizada acerca de los distintos proyectos de renovables en sus diferentes estados y tipos de tecnología aplicada (División Energías Renovables, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2016).

El aprovechamiento de las fuentes renovables plantea desafíos, como la necesidad de expansión de los sistemas de transmisión y el manejo de la variabilidad de la producción renovable. En este sentido, en cuanto al sistema de transmisión, se observa que, salvo Coquimbo y el valle central entre Biobío y La Araucanía, las zonas con mayor potencial eólico (isla de Chiloé) e hidroeléctrico se encuentran relativamente alejadas del sistema de transmisión troncal del SIC. Sin embargo, como consecuencia de la magnitud y niveles de producción es probable que la inversión en infraestructura de transmisión no sea un elemento que afecte a la viabilidad económica.

A continuación se presenta con mayor detalle el potencial de generación renovable en eólica, fotovoltaica, solar CSP, hidroeléctrica, undimotriz y geotérmica.

#### A. Evaluación del potencial eólico<sup>122</sup>

Teniendo en cuenta las restricciones o condicionantes planteados anteriormente, las zonas disponibles que presentan un elevado recurso eólico estarían, en su mayoría, en la Región de Antofagasta, el valle central entre las regiones de Biobío y La Araucanía, la península de Arauco, la cordillera de la costa de las regiones de Los Ríos y Los Lagos y en la Isla Grande de Chiloé. De esta manera, gran parte del potencial eólico chileno se encuentra localizado en zonas por encima de los 2.000 metros sobre el nivel del mar (msnm).

La experiencia internacional de parques eólicos a esas alturas es escasa y, en el momento del análisis, no se tenía certeza de una oferta consolidada de aerogeneradores con garantía

<sup>122</sup> Basado en (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014).

para operar a estos niveles. Sí había constancia de la confirmación de una inversión en un proyecto eólico en Taltal (2.100 msnm) y de la disponibilidad de aerogeneradores. Además, el proyecto Valle de Los Vientos (2.500 msnm) se encontraba en construcción. Como consecuencia se optó por restringir el análisis a una altura máxima de 3.000 msnm para las regiones XV a II y de 2.000 msnm para las restantes.

Esta aproximación se podría considerar conservadora porque se descartan extensas zonas con régimen de vientos elevados, localizadas principalmente en la Región de Antofagasta. Asimismo, se aplicó otro criterio conservador en cuanto a zonas con recursos nacionales protegidos.

Para la estimación del potencial se identificaron las áreas que cumplen las restricciones territoriales. A continuación se tuvo en cuenta el tamaño del área continua que cumplía los criterios. Se seleccionaron, así, subáreas que podrían tener una extensión suficiente para instalar parques eólicos de varias decenas de MW de potencia, descartándose aquellas áreas cuya potencia instalable resultante fuese inferior a 50 MW.

Como resultado, la potencia instalable estimada para zonas en las que no existían proyectos eólicos de dominio público a 31 diciembre 2012 podrían tener factores de planta  $\geq 0,3$  (potencial disponible) que superaría los 37.000 MW.

Si bien el potencial disponible estimado constituye una cifra elevada en comparación con la capacidad instalada de generación eléctrica en el SIC y en SING, parte importante de él se encuentra en zonas con restricciones de transmisión, entre ellas la Isla Grande de Chiloé y la zona interior de Taltal, que en conjunto constituyen del orden de 50% del potencial instalable identificado.

Otras estimaciones coinciden aproximadamente con la cifra anterior, estableciendo el potencial en 40 GW. Esta potencia suministraría energía a 43 millones de hogares y en términos de emisiones equivaldría a retirar 13 millones de vehículos de las carreteras (Meisén & Woodhouse, 2016).

#### B. *Evaluación del potencial solar fotovoltaica (PV)*<sup>123</sup>

En lo que se refiere a la evaluación del potencial solar, esta se realizó para las dos configuraciones de proyectos PV con mayor presencia dentro del conjunto de proyectos de dominio público. Es decir, para proyectos con paneles PV fijos, típicamente orientados hacia el norte con un ángulo respecto de la horizontal similar a la latitud de su localización; y proyectos con paneles PV en un plano horizontal con capacidad de seguimiento solar durante el día, es decir, este-oeste.

Si bien, en principio no existirían restricciones para el emplazamiento de proyectos PV en zonas agrícolas, pudiendo incluso ser complementarios y beneficiosos; se excluyeron del análisis las zonas ubicadas entre la región de Arica y Parinacota y la de Coquimbo, ya que el análisis se orientaba preferentemente a plantas solares PV de gran tamaño, que no compiten por terrenos de uso agrícola en regiones donde estos son escasos.

<sup>123</sup> En base a (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014).

De igual manera, se excluyeron los centros urbanos y los lugares poblados. De nuevo, estas restricciones se traducen en una subestimación del potencial PV. No obstante, en el análisis citado no se establecen restricciones relacionadas con la distancia a las redes de transmisión de las zonas con potencial, debido a que se ha asumido que los grandes proyectos tendrían que incluir los costes de conexión asociados.

Como resultado el estudio muestra un potencial disponible superior al millón de MW de capacidad instalable, concentrado en las regiones del Norte Grande<sup>124</sup>.

Es posible señalar que, en comparación con el potencial eólico, la producción fotovoltaica es más homogénea en las distintas zonas. Es más, el recurso solar es el más estable de todos los recursos renovables, en base anual.

### C. *Evaluación del potencial solar CSP*<sup>125</sup>

Cuando se elaboró el informe acerca del potencial renovable no existían proyectos CSP operativos en Chile, por lo que la evaluación del potencial se realizó a partir de la producción de un proyecto tipo de 50 MW de capacidad instalada. En su configuración se tuvieron en cuenta zonas de elevado recurso solar, con restricciones de acceso a agua para refrigeración, con capacidad de acumulación térmica para generar electricidad durante 7,5 horas a potencia nominal, con sistema de condensación por aire y sin posibilidad de utilizar combustibles auxiliares para la generación eléctrica.

Además, se concibió con sistemas de acumulación de energía térmica, lo que permite generar electricidad durante la noche o en periodos de baja radiación solar. Por su parte, los factores asociados a restricciones territoriales se seleccionaron a base de una revisión de la experiencia internacional.

El potencial disponible de CSP se estimó basado en la superficie de las zonas que cumplen las condiciones indicadas, multiplicada por la densidad de potencia definida para el proyecto tipo y dio como resultado una cifra superior a los 500.000 MW de capacidad instalada, concentrada en las regiones de Tarapacá y de Antofagasta (zona SING), aunque por el momento esta tecnología no está en un avanzado estado de desarrollo.

En este caso, como en el anterior, del potencial solar-PV, la producción CSP debería ser bastante homogénea y con un comportamiento parecido al de la configuración PV con seguimiento en un eje horizontal. Sin embargo, también es cierto que para el caso de un proyecto CSP, las diferencias entre localizaciones son menos marcadas, siendo prácticamente similar durante gran parte del año, con la excepción del periodo invernal y de los meses de mayor influencia del “invierno altiplánico”, que afectaría a la producción en las localidades ubicadas más al norte.

### D. *Evaluación del potencial hidroeléctrico*

Las principales restricciones que se aplicaron fueron las relativas a la distancia a caminos, líneas férreas y al sendero de Chile<sup>126</sup>, así como a la exclusión de las zonas de parques

<sup>124</sup> Adviértase que en la tabla anterior se estimaba en 1.263 GW y en la figura anterior en 100 GW.

<sup>125</sup> Basado en (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014).

<sup>126</sup> Es un conjunto de sendas y rutas que atraviesan el territorio de dicho país de norte a sur y que están habilitadas para la práctica del senderismo.

nacionales<sup>127</sup> y zonas bajo la Convención de Ramsar<sup>128</sup>. Además, en este caso, no se consideraron las centrales cuya potencia teórica fuera inferior a 0,1 MW.

**TABLA 31. Potencial hidroeléctrico disponible por cuenca hidrográfica. Capacidad y potencia media acumulada para las centrales**

Cuenca	Centrales (N°)	Potencia (MW)	Cuencas hidrográficas con potenciales centrales hidroeléctricas identificadas
Río Aconcagua	9	104,3	
Río Maipo	30	856	
Río Rapel	31	699,2	
Río Mataquito	45	727,3	
Costeras Mataquito-Maule	1	1,1	
Río Maule	85	1.408	
Costeras Maule-límite regional	1	1,2	
Río Itata	66	767,6	
Río Biobío	191	2.687,4	
Costeras Biobío-Carampangue	1	2,4	
Río Carampangue	12	55,7	
Río Lebu	7	40,7	
Costeras Lebu-Paicaví	5	40,1	
Costeras Paicaví-límite regional	4	34,2	
Río Imperial	95	455,8	
Río Toltén	144	884,9	
Río Queule	2	1,5	
Río Valdivia	65	1.370,5	
Río Bueno	179	1.358,6	
Cuencas entre Bueno y Puelo	57	101,1	
Río Puelo	21	811,9	
Islas Chiloé y circundantes	29	62,7	
<b>Total general</b>	<b>1.080</b>	<b>12.472</b>	

Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana, 2014).

Además, varias de las restricciones usadas para otras ERNC no se consideraron aplicables, como por ejemplo, la distancia a centros poblados o límites urbanos, pues existen en Chile centrales en operación muy cerca de centros poblados (por ejemplo, la central Florida en la ciudad de Santiago); o la línea de costa que incluye el borde de lagos que pueden

<sup>127</sup> Solo se consideraron los parques nacionales y no el conjunto de áreas protegidas bajo el SNASPE, debido a que entre ellas se encuentran reservas nacionales donde recientemente se han construido obras de centrales hidroeléctricas.

<sup>128</sup> Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas.

corresponder a puntos de captación o restitución de potenciales centrales. El potencial hidroeléctrico del país por cuenca se recoge en la tabla anterior.

De acuerdo con la tabla anterior, la cuenca del río Biobío presentaría el mayor potencial disponible (2.687 MW, 21,5% del total), cuya concreción permitiría duplicar la capacidad que estaba operativa en esa cuenca a fines del 2012 (2.488 MW).

Destaca el elevado potencial estimado en la Zona Central del país. Sin considerar la cuenca del Biobío, este alcanzaría más de 4.500 MW (36,6% del total), en una zona donde se concentra gran parte de la demanda eléctrica del SIC.

Por su parte, el potencial disponible en la Zona Sur del país (sin considerar la cuenca del río Biobío) equivale al 41,9% del total identificado, distribuidos de manera más o menos homogénea entre las principales cuencas de la zona.

La mayor parte de la capacidad instalable se encuentra en centrales de mayor tamaño. De hecho, las 24 centrales con potencias superiores a 100 MW aportarían el 36% de dicha capacidad. Por su parte, las centrales de ERNC (menores a 20 MW) constituyen el 87% del total de centrales identificadas y el 30% de la potencia media. Como consecuencia del número, el desarrollo de estas pequeñas centrales conlleva importantes desafíos logísticos.

Determinados sectores consideran que las mayores oportunidades se encuentran en proyectos de pequeño y mediano tamaño, como proyectos de hidráulica fluyente (International Trade Administration, 2016), y que el potencial hidráulico sería cercano a los 16 GW.

Existen también estudios que reconocen el potencial de centrales hidráulicas de acumulación por bombeo<sup>129</sup>, debido principalmente a la disponibilidad de emplazamiento con embalses artificiales y lagos naturales que podrían ser utilizados como reservorio inferior, en regiones al centro y sur del país. Sin embargo, el mayor problema respecto de la implementación de un proyecto de este tipo en el país, va por el lado de las diferencias de precios entre horas valle y punta en el mercado *spot*<sup>130</sup> y, por esta razón, por la remuneración que recibiría una central de este tipo (Jiménez, 2012).

En todo caso, para avanzar en la incorporación de hidráulica se necesita una mayor capacidad de regulación, para aumentar la penetración de fuentes intermitentes, flexibilizando así al sistema (Deloitte, 2016c).

La existencia en Chile de pagos por potencia firme (potencia de suficiencia) y servicios complementarios es un punto a favor de esta tecnología, ya que permiten que proyectos que quizás no fueran rentables en términos de generación de electricidad, lo sean debido a esto (Jiménez, 2012).

A diferencia de la tecnología solar, la producción hidráulica muestra una gran variabilidad, si bien existe algún grado de complementariedad del sector centro con el sector sur. En

<sup>129</sup> Como se ha comentado con anterioridad, existe un proyecto cuya fecha de entrada en funcionamiento estaría en 2020 para la construcción de una central de bombeo: Espejo de Tarapacá, que iría acompañada de una planta fotovoltaica.

<sup>130</sup> Se observa que los precios de la energía en horas valle son solo 15-25% más bajos que los precios de la energía en horas punta.

todo caso, todas las instalaciones muestran mínimos de producción a fines del verano y principios del otoño.

En cualquier caso, a la hora de valorar el desarrollo real, en el ámbito hidráulico conviene recordar algunas controversias como por ejemplo la falta de aprobación pública del proyecto de HidroAysén en Patagonia, la periodicidad de las sequías en el país, o el desarrollo de la minihidráulica (Meisen & Woodhouse, 2016).

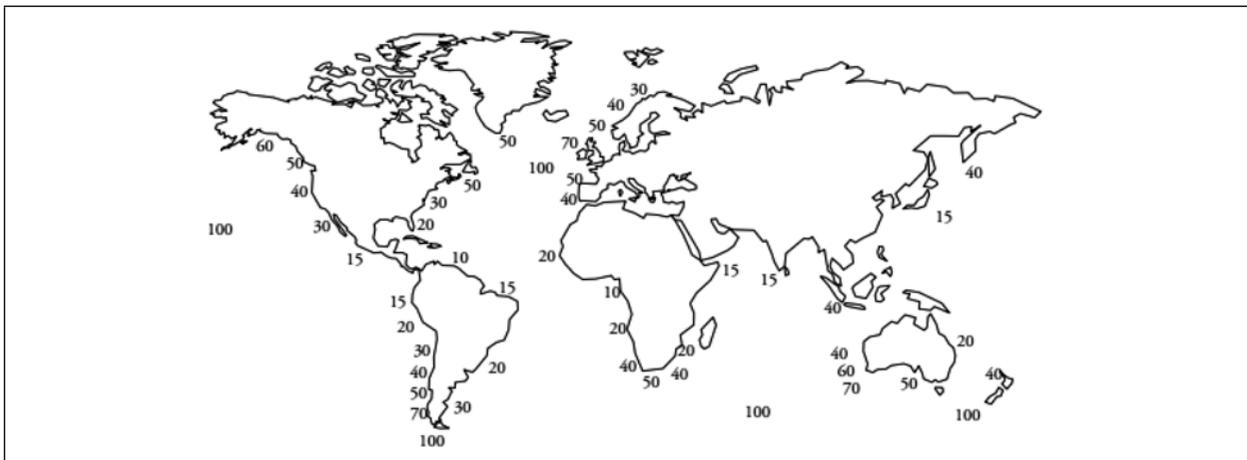
#### E. *Evaluación del potencial undimotriz*

La energía undimotriz tiene una importante característica en comparación con otras fuentes renovables y es que la energía producida es más estable y más predecible. Además, cuenta con apoyo del gobierno mediante el Centro de Excelencia Energías Marinas y por medio del estudio que ha desarrollado acerca de Infraestructura para el desarrollo de Energías Marinas en Chile.

Chile cuenta con 4.000 km de costa<sup>131</sup> y los centros de demanda se encuentran relativamente cerca de esta. En las zonas más al sur del país, debido a la existencia de áreas relativamente inaccesibles, los proyectos serían más complejos, con entornos que plantean dificultades para la operación.

En todo caso, el centro y el sur de Chile se encuentran ubicados en una zona con elevadas concentraciones de energía de las olas por metro de costa, quizás, con una de las mayores del mundo como se puede observar en el siguiente mapa.

MAPA 8. Distribución global de la potencia de las olas (kW/m)



Fuente: (Thorpe, 1999).

Se han realizado numerosos estudios respecto del potencial undimotriz, entre los que se pueden destacar los de Garrad Hassan, Baird, Errázuriz / University of Edinburgh, Aquatera e Hydrochile. Como resultado se concluye que Chile tiene un importante potencial de energía de las olas y menor en el caso de las mareas<sup>132</sup>. El de las olas podría

<sup>131</sup> El Chile continental tiene aprox. 4.400 km de largo.

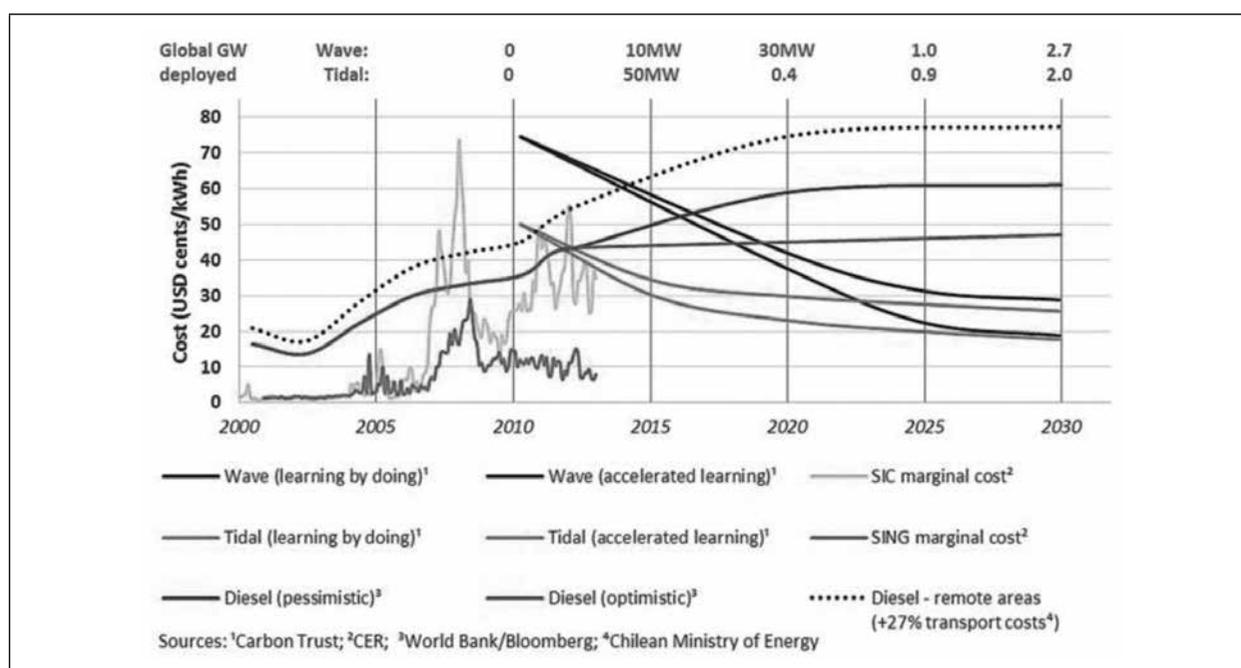
<sup>132</sup> (E&A/UoE, 2012), (Garrad Hassan, 2009) en (Aquatera, 2014).

ascender a 240 GW según estimaciones de Baird & Associates, aunque estimaciones más conservadoras consideran que sería de 164 GW (Gómez Figueroa, 2014).

Si bien existen incertidumbres pertinentes al coste de la electricidad de origen marino, que en la actualidad es elevado, el potencial de reducción de costes se espera que sea importante. Además, podría generar beneficios socioeconómicos significativos, principalmente relacionados con la industria creada en torno a la energía marina.

En todo caso, el coste de desarrollo de esta tecnología es superior al de otras renovables y, por ello, es un obstáculo para su impulso. Además, las condiciones menos adecuadas para la instalación de una planta harán que sea más cara su construcción, así como los costes de operación y mantenimiento, y cualquier otra contingencia que pudiera producirse. Ante esta situación y por la imposibilidad de ofrecer ayudas/primas, una alternativa sería realizar una licitación para pequeñas instalaciones marinas piloto (10-30 MW) en el medio plazo.

**GRÁFICO 35. Precios históricos de la electricidad en el mercado *spot* de Chile (SIC/SING) comparados con los costes nivelados de la electricidad para el diésel, la energía de las olas y de las mareas**



Nota: En la actualidad, los precios del petróleo son muy diferentes a cuando se realizó este gráfico. En la actualidad, el coste del MWh con diésel, por ejemplo en Canarias, se encuentra entre los 10 y 15 céntimos de US\$/kWh, frente a los 50 que recoge el gráfico.

Fuente: (Aguatera, 2014) en base a Carbon Trust, CER, World Bank/Bloomberg, Ministerio de Energía de Chile.

Otro aspecto que juega en contra de las ubicaciones en el sur es que se trata de zonas aisladas. Sin embargo, esto no tiene por qué ser un elemento negativo, si se desea generar electricidad para pequeñas comunidades aisladas de las redes interconectadas (Aguatera, 2014).

## F. *Evaluación del potencial geotérmico*

Chile cuenta con un gran potencial geotérmico (Morata, 2016). En efecto, la cordillera de los Andes es la mayor reserva geotérmica del mundo. Teniendo en cuenta que Alemania tiene instalados 30 MWh geotérmicos y no cuenta con volcanes activos; debe perforar entre 3 y 4 km para alcanzar temperaturas suficientemente altas como para generar electricidad, mientras que en Chile bastaría con perforar 1 km (Villalobos, 2016).

La historia de la geotermia en Chile se retrotrae a principios del siglo XX cuando se fundó en el norte de Antofagasta una empresa que llevó a cabo una primera exploración en 1908, en el Tatio. Posteriormente se perforaron varios pozos (El Tatio, Puchuldiza, Pampa Lirima y Surire) por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). De todas las zonas, el Tatio fue considerado como la mejor en los años setenta.

En la década de los noventa, la información geotérmica se transfirió de CORFO al Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN). En el 2000 se publicó la ley geotérmica (Ley N° 19.657), que promueve la explotación y exportación de recursos geotérmicos, mediante concesiones otorgadas por el Ministerio de Energía a empresas privadas. Dicha ley regula la asignación de las concesiones de exploración y explotación geotérmica, estableciendo que la energía geotérmica es un bien del Estado, y que puede ser explotada y explorada con un previo otorgamiento de concesión.

En el 2000 se publicó el DS 142 (2000) del Ministerio de Minería que identificaba las fuentes probables de energía geotérmica que dan motivo a las licitaciones. Posteriormente, en 2004 se dictó el DS 32 (2004) del Ministerio de Minería, donde se establecía el procedimiento y los plazos de tramitación de las concesiones. Ya en 2010 la Resolución 326 del Ministerio de Energía aprobaba el texto oficial para una solicitud de concesión de energía geotérmica.

En un principio el Ministerio de Minería era responsable de gestionar la ley y las concesiones. Posteriormente, estas competencias se transmitieron al Ministerio de Energía. En 2009 y 2010 se planteó modificar la Ley N° 19.657, y en 2012 fue el propio Ministerio el que con el fin de mejorar la regulación comenzó a revisarla.

En 1985 se estimó un potencial geotérmico de Chile de 16.000 MW (Aravena & Lahsen, 2013) y (Deloitte, 2016c). En 2013, el Centro de Excelencia en Geotermia de Los Andes (CEGA) llevó a cabo un nuevo estudio para identificar las zonas de potencial geotérmico (Aravena & Lahsen, 2013). En dicho estudio se identificó el arco volcánico andino como una de las principales áreas de interés geotérmico. En efecto, el arco volcánico andino constituye, según los autores, la mayor zona geotérmica, aún sin desarrollar. En dicho año se estimó en 2.000 MW el potencial geotérmico (Oses & Pérez, 2013).

La empresa estatal ENAP estimó el potencial geotérmico de Chile en 3.350 MW. Sin embargo, dicho potencial no se esperaba que se pusiera en servicio antes del período 2017-2020 (International Trade Administration, 2016). A continuación se recoge el potencial geotérmico de Chile por localización.

### MAPA 9. Potencial geotérmico de Chile

Localidad	Potencial (MW)	Mapa
Puchuldiza	25-150	
Apacheta	150-250	
El Tatio	100-400	
La Torta		
Volcán San José	50-100	
Termas del Flaco	10-50	
Calabozo	300-1.000	
Laguna El Maule	50-200	
Chillán	50-250	
Copahue	100-250	
Carrán	–	
Puyehue	100-300	
Otros	300-400	
Total	1.235-3.350	

Fuente: Central Energía en (Oses & Pérez, 2013).

En 2013 se registraron ocho concesiones de explotación con aproximadamente 38.000 hectáreas y US\$ 380 millones en compromisos de inversión. En 2017 hay 26 concesiones de exploración y 12 concesiones de explotación vigentes (Ministerio de Energía, 2017a)<sup>133</sup>.

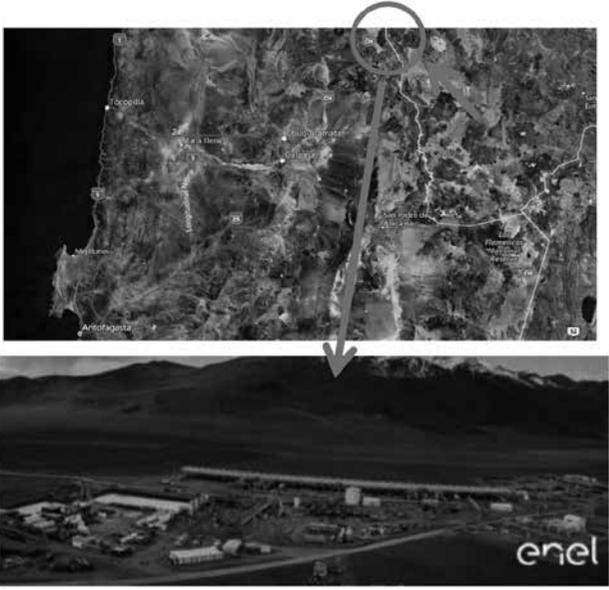
El 31 de marzo de 2017 entró en operación en Chile, Antofagasta, la única central geotérmica de Sudamérica, Cerro Pabellón, propiedad de Geotérmica del Norte, sociedad controlada en 51% por Enel Green Power Chile Ltda, y en 49% por ENAP. Esta está compuesta por dos unidades de 24MW<sup>134</sup> y se espera una producción anual de cerca de 340 GWh<sup>135</sup>.

<sup>133</sup> Para más información ver anexo 20.

<sup>134</sup> En 2016 se publicó en prensa la posibilidad de que Enel ampliara el proyecto a 100 MW y, de hecho, dicha ampliación ingresó en la SEIA en agosto del mismo año.

<sup>135</sup> Se está suponiendo un funcionamiento de cerca de 7.000 horas anuales.

## MAPA 10. Cerro Pabellón

Algunos datos	Mapa y vista general de la instalación
<p>–La concesión se otorgó a Geotérmica del Norte, S.A. mediante el D.S. N° 6/2009 de fecha 8 de enero de 2009.</p> <p>–Se encuentra ubicada en sector de Pampa Apacheta, comuna de Ollagüe, Provincia El Loa, Región de Antofagasta, a 4.500 metros sobre el nivel del mar.</p> <p>–Ha supuesto una inversión de US\$ 320 millones y tiene una generación anual de 340 GWh.</p> <p>–Los pozos geotérmicos presentan una profundidad entre 1.900 y 2.700 m.</p> <p>–Cuenta con una planta de generación binaria.</p> <p>–La energía generada se inyecta al SING por medio de una línea de transmisión de 220 kV de circuito simple que se extiende 73 km desde la planta hasta la subestación El Abra.</p>	

Fuente: elaboración propia a partir de (SEIA, 2016) y (Electricidad. la revista energética de Chile, 2016).

Además, existen otros campos en una fase avanzada como Curacautín (70MW) y Mariposa (50MW), junto con otras 75 concesiones de exploración (International Trade Administration, 2016). El desarrollo de esta tecnología se enfrenta a diferentes tipos de barreras: legales, institucionales y financieras que se recogen en la siguiente tabla.

### TABLA 32. Barreras al desarrollo de la geotermia en Chile

<b>Legales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Requisitos de capital mínimo para solicitar una concesión así como demostrar antecedentes técnicos y económicos del proyecto<sup>137</sup>.</li> <li>– Tramitación algo poco ágil.</li> <li>– Proceso de licitación lento, que suele exceder el plazo establecido en la Ley (450 días frente a los 90 que fija la ley).</li> <li>– Plazo de concesión de dos años, insuficiente para explorar este recurso (duración de los estudios previos, negociaciones de derechos a servidumbre, ingreso al SEA, factores geográficos de accesibilidad, factores climáticos que impiden trabajar entre marzo y agosto...). Para obtener una prórroga de otros dos años debe haberse completado un avance no inferior a 25%.</li> </ul>
<b>Institucionales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Carencia de un catastro completo por parte de Sernageomin (a 2011).</li> <li>– Carencia de personal especializado en geotermia en el Ministerio de Energía (a 2011).</li> <li>– La normativa ambiental chilena no incluye un capítulo de geotermia, donde se recoja claramente cuándo someter un proyecto de esta evaluación ambiental. Esta indefinición retarda los procesos.</li> </ul>
<b>Financieras</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Elevados costes en la etapa de exploración.</li> <li>– Falta de personal cualificado en Chile (a 2011).</li> <li>– Falta de subsidios para las perforaciones<sup>138</sup>.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia a partir de (Saldivia Olave, 2011).

<sup>136</sup> Esto también se interpreta como una medida de garantía por parte del gobierno.

<sup>137</sup> Tokman, Ministro de Energía, manifestó en 2009 la necesidad de facilitar subsidios con el fin de “compartir el riesgo de fracaso, compensando económicamente a la compañía geotérmica que ha llevado a cabo la exploración profunda sin encontrar recursos geotérmicos comercialmente explotables y que decide renunciar a su concesión de exploración geotérmica”. Sin embargo, esto nunca derivó en proyecto de ley.

Para mejorar o al menos mitigar en parte las barreras anteriores, sería necesario entre otras medidas, modificar las regulaciones derivadas de la Ley N° 19.657, con lo que se podría por ejemplo, minimizar la burocracia administrativa. También se propone modificar la Ley N° 20.257, aumentando la cuota de renovables proveniente de fuentes no convencionales y facilitando el acceso a las líneas de transmisión (Fox Hodgson, 2013).

Con todo, el desarrollo de esta tecnología no ha sido mayor como consecuencia de su elevado coste frente a otras energías (International Trade Administration, 2016).

#### 9.2.1.4. *El futuro de la generación eléctrica*

El gobierno de Chile está apoyando de manera decidida las tecnologías limpias y, por tanto, la generación de energía renovable, mediante el desarrollo de políticas y de incentivos estructurales que faciliten la integración de estas tecnologías y permitan cubrir un porcentaje significativo de una demanda creciente.

En la actualidad Chile es líder en el desarrollo de la energía solar en Sudamérica, siendo el mayor mercado fotovoltaico de América Latina en 2017. Algunos de los principales proyectos que se están realizando están relacionados con las minas que operan en el norte del territorio, con acceso escaso o restringido a la red nacional de electricidad (SOPHIMANIA Redacción, 2016).

Así, en el norte del país se han construido las centrales fotovoltaicas más grandes de la región. Según Cifes, en junio de 2017 Chile contaba con 1,3 GW fotovoltaicos y aproximadamente 1,7 GW fotovoltaicos estaban en construcción (Bellini, 2017c). Se puede señalar que este avance se ha producido sin subsidios, es decir, sin coste para los ciudadanos (Jurado, 2016b).

En el ámbito fotovoltaico, los precios por Wp instalado ofertados en Chile varían de 2,56 US\$/Wp a 1,76 US\$/Wp, pero al mismo tiempo se observa que es posible alcanzar costes aún más competitivos, que irían desde 1,47 a 1,22 US\$/Wp para rangos de 1-5 y 30-100 kWp, respectivamente (Ministerio de Energía, 2016d).

Entre los factores de éxito<sup>138</sup> que le han llevado a esta posición, se encuentra el potencial de renovables de que dispone, así como la sólida gestión del sector, la existencia de un sector financiero desarrollado, con matices como se señala más adelante, y el mecanismo de licitaciones, que ha ido ajustándose con el paso del tiempo (Simons, 2016).

Si bien el sector renovable chileno cree que es posible una matriz de generación eléctrica 100% renovable hacia el año 2050 en el país (Energynews, 2016), otros se muestran más prudentes y consideran que para 2035 se podría lograr que al menos el 50% de la generación eléctrica nacional procediera de energías renovables, y para 2050 cerca del 70% (Energynews, 2016). Por el momento el gobierno se ha propuesto duplicar en diez años el aporte de las renovables en electricidad, fijando un objetivo del 20% en 2025, lo que permitiría reducir la dependencia energética de la importación de gas, entre otros (Energynews, 2016). Es posible señalar que en 2015 menos del 5% de la electricidad procedía de fuentes renovables no convencionales y se espera que en 2021 esta cifra supere el 10%.

<sup>138</sup> Algunos de estos factores se analizan con posterioridad.

En este sentido, el potencial renovable es elevado, pero para promocionar el desarrollo de estas tecnologías es necesario adecuar el marco regulatorio, avanzar en el desarrollo de las tecnologías, algunas en un estadio muy incipiente, así como implementar instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión, para evitar tener que recurrir a ayudas de Estado (Deloitte, 2016c).

Ya se han llevado a cabo reformas de varias leyes e introducido incentivos, pero todavía son insuficientes para lograr dichos objetivos (Jurado, 2016a).

Para ello, las ofertas competitivas pueden dar como resultado reducciones de costes rápidas como ha sucedido en Chile y también en México (Simons, 2016). En este contexto, no se debe olvidar que si la inversión sale elegida en los procesos de licitación, tener vendida la producción para un período de 20 años, puede ser considerado un apoyo que incentiva a que los generadores inviertan en tecnologías para reducir las emisiones.

Además, es necesario resolver la situación que se está generando, por la que a las centrales convencionales se les está exigiendo pasar de un mínimo técnico de producción a una subida a plena carga (CTG Energía, 2016).

Del mismo modo, en los últimos años las tecnologías renovables han impulsado un proceso de inversión que ha hecho del sector energético uno de los más dinámicos de la economía chilena. Si bien se ha reducido un poco su actividad en 2016, el sector energético sigue liderando la inversión nacional y se espera que mantenga este papel dinamizador los próximos años. La siguiente tabla muestra la evolución de las inversiones en energía, que en 2016 representaron el 30% de las inversiones totales de la economía del país (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016).

**TABLA 33. Inversión anual en el sector de la energía (millones de US\$)**

	2014	2015	2016
Hidráulica	620	734	808
Térmica	978	928	917
Solar	1.525	1.841	1.379
Eólica	440	572	1.021
Otros ERNC	31	96	170
Transmisión	513	919	1.242
Gas	162	40	43
Otros	221	328	250
Total	4.491	5.458	5.830

Nota 1: los datos de 2016 son una estimación a base del inventario de proyectos al cierre del tercer trimestre de 2016.

Nota 2: en solar y eólica se ha invertido US\$ 1.965, 2.413 y 2.400 millones los últimos tres años (US\$ 6.778 millones en total).

Fuente: (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016).

En este proceso inversor, en los últimos diez años, toda una serie de proyectos energéticos han sido suspendidos o cancelados por diferentes motivos: como la oposición ciudadana, un crecimiento menor de lo esperado de la demanda eléctrica o un cambio de enfoque en el desarrollo de las empresas. A diciembre de 2015, treinta proyectos energéticos se encontraban paralizados o detenidos, es decir, 11.469 MW, cuya inversión hubiera supuesto aproximadamente US\$ 23.764 millones (Deloitte, 2016c).

**TABLA 34. Proyectos eléctricos paralizados o abandonados en Chile**

Termoeléctricos	Hidroeléctricos	ERNC
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Barracones (abandonada en 2010) 540 MW, US\$ 1.200 millones, por regulación ambiental</li> <li>– Cruz Grande (abandonada en 2011) 300 MW, US\$ 460 millones, por incertidumbre jurídica</li> <li>– Los Robles (abandonada en 2009) 750 MW, US\$ 1.300 millones, judicialización</li> <li>– Energía Minera (postergado en 2009) 1.50 MW, US\$ 1.700 millones, incertidumbre jurídica</li> <li>– Castilla (detenida en 2011) 2.354 MW, US\$ 5.000 millones, por judicialización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– HidroAysén (detenida desde 2011) 2.750 MW, US\$ 3.500 millones, regulación ambiental</li> <li>– Neltume (paralizada en 2011) 490 MW, US\$ 781 millones, judicialización</li> <li>– San Pedro (paralizada en 2008) 144 MW, US\$ 650 millones, regulación ambiental</li> <li>– Nido de Águila (postergada en 2012) 140 MW, US\$ 500 millones, decisión interna</li> <li>– Aguas calientes (detenida en 2011) 24 MW, US\$ 80 millones, judicialización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Parque eólico de Chiloé (paralizado en 2012) 112 MW, US\$ 250 millones, judicialización</li> <li>– ERNC Tagua Tagua (paralizado en 2012) 35 MW, US\$ 95 millones, regulación ambiental</li> <li>– Parque eólico Negrete (paralizado en 2014) 35 MW, US\$ 70 millones, judicialización</li> </ul>

Fuente: (Deloitte, 2016c).

Esta situación se debe en parte a la elevada conflictividad existente en el desarrollo de infraestructuras eléctricas en el país. Esto es consecuencia de la falta de un ordenamiento territorial que permita integrar los intereses de los diferentes actores y de las distintas escalas de decisión respecto del desarrollo energético (Deloitte, 2016c).

Como consecuencia de lo anterior, la energía nuclear no se vislumbra como una opción en la actualidad, debido a los elevados costes y potenciales conflictos con las comunidades (Deloitte, 2016c).

Por su parte, el carbón sigue y parece que seguirá manteniendo un papel muy importante en la generación eléctrica. Por ello, y teniendo en cuenta el coste de generar con carbón, para lograr el aumento del peso de las energías renovables establecido en la política energética a 2050, se hará necesario modificar la Ley General de Servicios Eléctricos y, como se comentaba, buscar incentivos para este desarrollo.

Teniendo en cuenta la evolución más reciente, los compromisos políticos y los resultados de las recientes licitaciones (tema que se tratará más adelante), se espera un aumento de la participación de las fuentes de energía renovables no convencionales<sup>139</sup>. Sin embargo, el desarrollo de las fuentes renovables se enfrenta a varios retos a futuro como la falta

<sup>139</sup> En 2005 existían 286 MW de capacidad de ERNC, y en 2015 la potencia de estas tecnologías ascendía a 2.135 MW, habiendo pasado a suponer el 11,43% de la producción eléctrica del país (Jurado, 2016a).

de terrenos cercanos a las subestaciones de transmisión, restricciones del sistema de transmisión, la dificultad de financiar proyectos *merchant*, sin PPA, etc. (Garrigues, 2016).

Es decir, la variabilidad de las fuentes renovables, en especial eólica y solar, puede tener un considerable impacto en el funcionamiento del sistema. La eólica presenta la ventaja de que, habiendo viento, puede aportar energía en cualquier momento del día, no así la fotovoltaica, que además se encuentra mucho más localizada en determinados puntos del país. Esta variabilidad resulta de especial relevancia en la medida en que la demanda no se adecua a la oferta, sino que debe ser la oferta la que se adecue a la demanda.

Para poder hacer frente a esta variabilidad y a la incertidumbre de la demanda, así como para garantizar una operación segura del sistema, será necesario dimensionar adecuadamente las reservas. Para ello se hará un uso más intensivo del parque térmico e hidroeléctrico, que además deberá ser gestionado con mucha atención, con el fin de evitar incrementos de los costes globales del sistema y lograr la mayor flexibilidad del sistema eléctrico (GIZ, 2015). En este sentido, podría resultar de gran interés estudiar el impacto de tecnologías como el almacenamiento de baterías o sistemas de bombeo, así como el desarrollo de centrales hidráulicas de embalse y la mayor interconexión con otros países.

Para ello se debe profundizar en aquellos aspectos regulatorios necesarios para generar las señales económicas o incentivos para propiciar dicha flexibilidad (GIZ, 2015).

Otra de las dificultades a las que se enfrenta el sistema eléctrico chileno es la falta de conexión entre los principales sistemas (SING y SIC), que se plantea en el apartado siguiente de manera detallada. En efecto, en el Sistema del Norte Grande se suele producir una sobrecapacidad de energía que no se puede despachar por falta de interconexión con el centro y sur del país (Garrigues, 2016).

La interconexión con el SIC (que se tratará en el apartado siguiente) es un proyecto que va a permitir que la energía se aproveche mucho mejor (Jurado, 2016b). Además, como consecuencia de la elevada presencia de estos recursos renovables en el norte del país, podría ser probable que, a futuro, se produzca una importante congestión en la interconexión SIC-SING, por lo que se podría plantear la necesidad de ampliar la capacidad de transferencia entre ambos sistemas (GIZ, 2015).

Además, también se enfrenta a considerables retos como las debilidades de la infraestructura de red, la disponibilidad de financiación suficiente y la incertidumbre en algunos ingresos de subastas de contratos de compraventa de energía (PPAs), entre otros, que deben ser abordados (Simons, 2016). También es cierto que el conflicto de las concesiones mineras puede complicar el desarrollo de las fuentes renovables junto con la falta de terrenos y la variabilidad de precios entre fuentes (Deloitte, 2016c).

En el ámbito de la financiación, y a pesar de contar con un sistema financiero adecuado, existen barreras como el acceso a fondos a un coste razonable, a lo que las ERNC son muy *sensibles*, y que afecta a pequeñas y medianas empresas o proyectos de tecnologías no tradicionales, a proyectos de ERNC a menor escala, por ejemplo para casos de generación distribuida, o a proyectos de mejora de la eficiencia energética (NRDC, 2016).

Ante esto, los bancos verdes<sup>140</sup> y los bonos verdes<sup>141</sup> se configuran como herramientas que, potencialmente, pueden ayudar a resolver este problema. Estos instrumentos podrían acelerar la maduración de los mercados de energía limpia mediante la innovación financiera<sup>142</sup>.

Otro reto es la financiación de nuevos proyectos de generación eléctrica en zonas rurales, donde las cooperativas de electrificación rural han desempeñado y pueden seguir desempeñando un papel relevante, debido al escaso interés que despiertan zonas con baja densidad de población y costes elevados (Ascencio Otárola, 2016).

El Programa de Electrificación Rural (PER) ha permitido que la electrificación rural en Chile alcanzara 88% en 2011, mediante dos alternativas: la extensión de la red tradicional de los sistemas eléctricos existentes y los proyectos de autogeneración o pequeños sistemas de generación aislados con minirredes eléctricas de distribución, que utilizan fuentes de energías renovables, sistemas diésel o híbridos (Ascencio Otárola, 2016). El objetivo es lograr el 100% de electrificación rural, de manera sostenible.

Estos últimos tiempos están mostrando un estancamiento de la demanda energética y de la reducción de los márgenes de los proyectos solares, resultantes de las licitaciones de 2016, lo que podría suponer un problema para la financiación de los mismos y para el cumplimiento de la fecha comprometida de puesta en marcha (PV Magazine, 2017).

No obstante, las previsiones realizadas en 2015 mostraban que el consumo eléctrico en el SIC aumentaría de 49,9 TWh a 88,2 TWh, es decir, un aumento del 72,98% en el periodo 2015-2030, con una tasa promedio anual de 3,72%. Por otro lado, en el SING las previsiones estimaban pasar de 16,8 TWh a 32,5 TWh, lo que supone un incremento del 93,76% en el mismo período y una tasa promedio anual de 4,51% (CNE, 2015b).

### 9.2.2. La actividad de transmisión eléctrica

La transmisión consiste en el transporte de la electricidad desde las generadoras hasta las subestaciones (tensión > 23.000V<sup>143</sup>), donde los transformadores cambian el voltaje<sup>144</sup> de la energía transportada.

A diferencia de la generación, donde la libertad de acceso al mercado y la ausencia de barreras legales para los nuevos entrantes al mismo son señales claras de competencia, la actividad de transmisión no presenta características similares.

<sup>140</sup> Los “bancos verdes” son instituciones financieras públicas o semipúblicas. *Entre las ventajas de los bancos verdes están su capacidad de mejorar las condiciones para la oferta de crédito a proyectos de energías renovables, la capacidad de agrupar proyectos pequeños para alcanzar una escala comercialmente atractiva, la creación de productos financieros innovadores y la difusión de la información sobre los beneficios de los proyectos en cuestión para ayudar a ampliar el mercado* (NRDC, 2016). Estos bancos pueden titular los proyectos una vez que se alcance una escala comercialmente interesante, estandarizar los contratos y difundir información y datos concernientes a tecnologías limpias y mecanismos de financiación verde.

<sup>141</sup> Los bonos verdes, que operan como los bonos convencionales pero solo para proyectos “verdes”, se pueden utilizar para refinanciar proyectos a largo plazo y a un coste razonable, generalmente fijo; capitalizar un banco verde; y construir un portafolio de activos verdes para atraer inversores institucionales (NRDC, 2016). Existen diferentes tipos de bonos, de ingreso, de proyecto, de titularización, etcétera.

<sup>142</sup> Para más información detallada acerca de modalidades de financiación ver (NRDC, 2016).

<sup>143</sup> En el SIC predominan las tensiones de 220 kV, 110 kV y 66 kV y en el SING las de 220 kV y de 110 kV.

<sup>144</sup> El término voltaje es el empleado en Chile, mientras que en España el uso preferente es el de tensión o nivel de tensión. De igual forma sucede con los términos transmisión y transporte.

Por el contrario, la transmisión es una actividad regulada bajo la forma de monopolio natural<sup>145</sup> y donde la adjudicación también se realiza mediante licitaciones<sup>146</sup> (Deloitte, 2016b). Esto último significa que el gobierno realiza una concesión en virtud de la cual permite al concesionario establecer y explotar las líneas de transporte de energía eléctrica. Esta situación no se ha dado en el gas, donde los proyectos en competencia han dado como resultado dos gaseoductos casi en paralelo en el norte y la retirada de uno de los proyectos en el sur.

La ley chilena establece el libre acceso a la red de cualquier usuario, que deberá pagar los peajes al propietario de la red, por el transporte de energía y potencia. A pesar de ello, en ocasiones, en el SING, los grandes consumidores industriales y mineros han liderado la construcción de líneas propias, adicionales, para reducir tiempos de puesta en marcha y de explotación (Rudnick, 2013).

La infraestructura de transmisión, de acuerdo con la ley, podía ser catalogada como troncal, subtransmisión o transmisión adicional, correspondiéndole a cada uno de dichos subsegmentos una modalidad de prestación de los servicios respectivos y una regulación propia. Con la nueva Ley de Transmisión de 2016 los segmentos de transmisión fueron modificados como se recoge en la siguiente tabla.

**TABLA 35. Nueva definición funcional de los sistemas de transmisión**

Nueva denominación	Denominación anterior	Observaciones
Transmisión nacional	Transmisión troncal	Líneas y subestaciones necesarias para abastecer la demanda
Transmisión zonal	Subtransmisión <sup>148</sup>	Líneas y subestaciones para abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores territorialmente identificables
Sistemas dedicados	Transmisión adicional	Instalaciones que permiten a generadores inyectar su producción al sistema o destinadas a suministrar energía a usuarios no sometidos a regulación de precios Interconexión de sistemas

<sup>145</sup> Debido a las economías de escala y a la imposibilidad de dividir la inversión.

<sup>146</sup> La expansión del sistema de transmisión es licitada bajo un esquema de “sobre cerrado”, donde los oferentes entregan una remuneración fija anual por la construcción y operación del proyecto. El ganador de la subasta recibirá la remuneración solicitada a partir del momento en que las instalaciones entren en funcionamiento. La renta anual será constante, indexada, durante los primeros 20 años, y a partir de entonces con una evaluación cada cuatro años (Rudnick, 2013).

<sup>147</sup> En el país hay siete sistemas de subtransmisión, con sus características propias (SING, SIC1, SIC2, SIC3, SIC-4, SIC-5 y SIC-6), que unen los sistemas de transmisión troncal con las zonas de concesión de clientes regulados. Cada sistema de subtransmisión puede estar constituido por más de una empresa de subtransmisión (Olivares & Escobar, 2012). La valorización de las instalaciones que componen cada sistema de subtransmisión debe de ser realizada por un consultor independiente, que se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice la inversión y optimice la operación del sistema. En 2012 se valoraba casi al doble las instalaciones de subtransmisión (418,7 MMUS\$) que las de transmisión troncal (233,8 MMUS\$).

Nueva denominación	Denominación anterior	Observaciones
Transmisión para polos de desarrollo <sup>149</sup>	n.d.	n.d.
Interconexiones internacionales	n.d.	n.d.

Nota 1: el sistema de transmisión para polos de desarrollo es un nuevo segmento de transmisión que permitirá, mediante una única línea de transmisión, la evacuación de la energía generada desde polos de desarrollo.

Nota 2: en la actualidad, las interconexiones internacionales no están contempladas en la ley.

Nota 3: como se puede observar, la ley no distribuye la transmisión por niveles de tensión.

Fuente: elaboración propia.

La transmisión troncal y la subtransmisión constituyen servicios públicos, con tarifas reguladas. Las empresas que prestan servicios de transmisión troncal (tensión  $\geq 220$  kV) no pueden dedicarse a actividades de generación o distribución de electricidad (Quintanilla Hernández, 2016).

El transmisor cobrará por el uso del sistema a quienes efectúen inyecciones (generadores) y retiros (generadores para abastecer a clientes libres y distribuidoras). Para cada nivel de transmisión hay un régimen de precios específico. De esta manera, el cargo asociado al uso de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, que resulta de la valorización de las instalaciones, se conoce con el nombre de cargo único troncal<sup>149</sup>, y resulta ser igual para todos los clientes regulados (Empresas Eléctricas A.G., 2016).

La remuneración será independiente del uso y del nivel de congestión de las instalaciones, y se basará en el valor nuevo de reemplazo (para las líneas existentes) y en el valor licitado (en las nuevas), con una tasa de rentabilidad fijada por ley del 10%. Por ello, puede considerarse una actividad de bajo riesgo (Rudnick, 2013). No obstante, la metodología de cálculo de la remuneración es compleja.

De acuerdo con la nueva Ley N° 20.936, el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas, utilizadas por los usuarios sometidos a regulación de precios, será definido por la CNE cada cuatro años.

Para cada tramo de un sistema de transmisión se establecerá el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) compuesto por la anualidad del Valor de Inversión (VI) más los costes anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (COMA), ajustados según establece la metodología del reglamento y calculados para una única empresa eficiente.

#### 9.2.2.1. *La Ley de transmisión eléctrica 20.936 de 20 de julio de 2016*

Esta nueva ley, que viene a modificar la Ley General de Servicios eléctricos (1982), se considera como una de las modificaciones más relevantes que ha impulsado la

<sup>148</sup> Los polos de desarrollo se corresponden con zonas de alto potencial de generación. El objetivo es su identificación para utilizar un único sistema de transmisión de energía eléctrica, con el fin de minimizar el impacto territorial, social y ambiental.

<sup>149</sup> Todavía no se tiene la nueva denominación de los conceptos de coste.

Administración como parte de su agenda energética. Además, su correcto desarrollo se percibe como un elemento clave de las actuaciones en el ámbito energético y regulatorio de los próximos años.

La necesidad de desarrollarla proviene, en gran medida, de los elevados precios de la energía en el país, lo que se achacaba, entre otras causas, a un sistema de transmisión eléctrica poco robusto (Ministerio de Energía, 2016b). Esto ocasionaba problemas de congestión, lo que dificultaba la entrada de nuevas fuentes de generación, además, la coordinación del sistema no era independiente y los clientes podían pasar como media alrededor de 15 horas al año sin suministro.

Por ello esta ley busca, entre otras finalidades, lograr que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo para reducir los precios, mejorar los estándares de seguridad, la calidad del servicio del sistema y una mayor transparencia para los consumidores en el pago del servicio de transmisión (Ministerio de Energía, 2016b).

Esta ley refuerza el principio de acceso abierto a las instalaciones de transmisión y promueve un papel más activo del Estado, con mayores atribuciones en temas de planificación energética, expansión del sistema y determinación de las franjas para la transmisión.

Hasta ahora, una vez que se decidía la expansión del sistema de transmisión por medio de una nueva línea, el operador llamaba a los agentes privados a una licitación para su construcción. Dicha licitación recogía información relativa al trazado de la nueva línea, los plazos de puesta en marcha y las penalizaciones por atrasos en cumplimiento. Era entonces responsabilidad del ganador de la licitación la definición del trazado, la obtención de la Resolución de Calidad Ambiental y la presentación de la solicitud de concesión definitiva. Con la nueva ley, el Estado toma un papel más relevante y se tendrá que involucrar en la definición de los trazados y emplazamientos de los nuevos sistemas de transmisión (Rudnick, 2016d), escogiendo entre los que mejor respondan a los requisitos ambientales, económicos y sociales. Además, será sometido a evaluación medioambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la sustentabilidad.

De igual manera en materia de planificación, cambia la denominación de los sistemas de transmisión como se recogía en la tabla anterior, y se establece cada cinco años una planificación con un horizonte a 30 años a cargo del Ministerio de Energía, y una planificación anual de la transmisión por la CNE que considera un período de 20 años. Anteriormente, el Estado solo planificaba el sistema nacional.

Otra novedad se refiere a la remuneración del sistema y las compensaciones, que hasta ahora resultaban complejas. Para la primera se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único (estampillado<sup>150</sup>) asignando su pago directamente a los clientes finales<sup>151</sup>. Por su parte, la nueva ley incorpora un nuevo régimen de compensaciones, en caso de indisponibilidad de suministro, cuando este se produzca en zonas de generación y transmisión.

Además, se ha creado la figura del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN), como ya se ha señalado en el capítulo séptimo. Este tiene como obligación

<sup>150</sup> Peaje postal.

<sup>151</sup> Hasta ahora el 80% lo pagaban los generadores y el 20% los consumidores, aunque los generadores lo repercutían a los consumidores.

la operación segura, económica y el acceso abierto. Además, revisará el *monitoreo permanente de la competencia*. Tendrá un rol central en la planificación de la expansión del sistema de transmisión, autorizará conexiones y ofrecerá información transparente. Además, será el administrador único de las interconexiones regionales (Rudnick, 2016d).

A pesar de que la nueva ley trata de resolver problemas existentes, también plantea interrogantes como las oportunidades y riesgos de una planificación centralizada y las holguras o redundancias para afrontar incertidumbres. En el ámbito de los polos de desarrollo es necesario evitar la discriminación tecnológica o geográfica; así como la posibilidad de que presiones regionales conduzcan al desarrollo de polos que no se justifiquen nacionalmente (Rudnick, 2016a).

#### 9.2.2.2. Infraestructuras de transmisión eléctrica en Chile

Como ya se ha comentado, por su geografía, Chile cuenta con sistemas eléctricos que no tienen conexión entre sí. De ellos, y por su mayor tamaño, cuatro cuentan con un sistema eléctrico de transporte (o transmisión) además del sistema de distribución, mientras que en el resto la producción eléctrica va directamente a nivel de distribución. Estos sistemas son el SIC, el SING, el subsistema de Aysén y el subsistema de Punta Arenas (dentro del sistema eléctrico de Magallanes).

A comienzos de 2017, Chile contaba con 31.894,7 km de circuitos, que distribuidos por niveles de tensión, se muestran en la siguiente tabla.

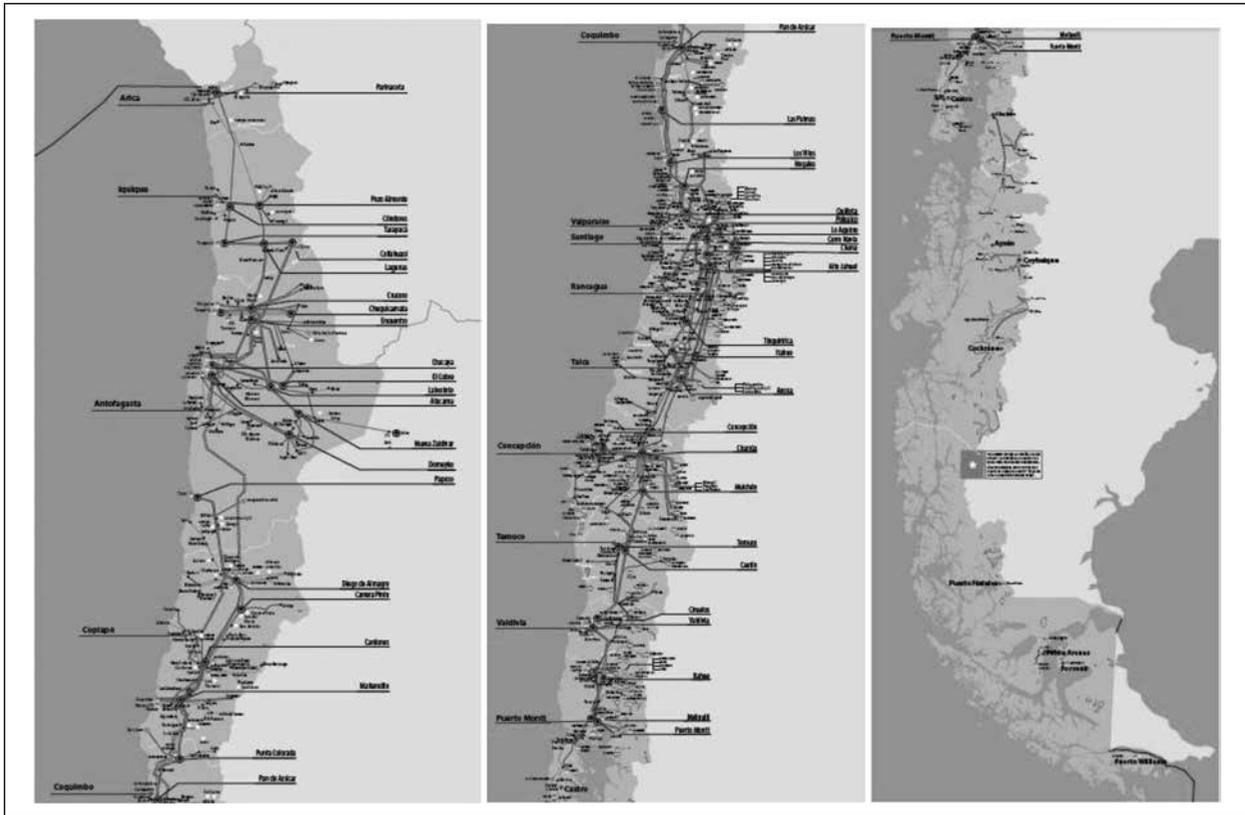
**TABLA 36. Sistema de transmisión por niveles de tensión (2017)**

Tensión (kV)	Longitud (km)	Longitud (% del total)
500	1596,6	5,0
345	408,0	1,3
220	16.739,7	52,5
154	1.502,8	4,7
110	5.847,2	18,3
33≤tensión<110	5.800,4	18,2

Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017a).

El siguiente mapa recoge las principales infraestructuras eléctricas de generación y transmisión eléctrica en Chile.

## MAPA 11. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica y otras instalaciones



Nota: para más detalle ver anexo 15.

Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017a).

### A. Redes de transmisión en los sistemas SING y SIC

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abarca las regiones XV (Arica y Parinacota), I (Tarapacá) y II (Antofagasta), contaba, a fines de 2015, con un sistema de transporte que alcanzaba los 8.173 km de longitud (Coordinador Eléctrico Nacional, 2016). Se dividía, conforme a la anterior ley, en tres categorías: troncal, subtransmisión y adicional (actualmente nacional, zonal y dedicado).

Los siete tramos del sistema troncal, formado por líneas de 220 kV con 765,4 km de longitud<sup>152</sup>, pertenecían en su conjunto a la empresa Transelec S.A. Un único tramo, Tarapacá-Lagunas (56 km), es de doble circuito, aunque cada uno de los otros seis tramos cuenta con otro parejo que conecta las mismas subestaciones. El mayor de los tramos es Crucero-Lagunas 1, con una longitud de 174 km, mientras que el menor es Crucero-Encuentro 1, con 0,83 km. Se trata de un sistema relativamente reciente, cuyo primer tramo se puso en funcionamiento en 1987. Los seis restantes entraron en funcionamiento en el periodo 1996-1999.

<sup>152</sup> Se han considerado los circuitos múltiples (tramos de líneas con más de un conductor por fase) como líneas diferentes. En el resto de sistemas no es así.

El sistema de subtransmisión estaba formado por aproximadamente 680 km líneas de 66, 110 y 220 kV. Las líneas eran propiedad de cuatro empresas: E-CL (240 km de 66 y 110 kV), Transelec Norte (361 km, solo líneas de 220 kV), Transemel (75 km en todos los niveles de tensión) y Emelari (3,6 km).

Finalmente, el sistema adicional era el de mayor tamaño, con 6.728 km de longitud total en los niveles de tensión de 66 kV (380 km), 69 kV (213 km), 100 kV (64 km), 110 kV (1.161 km), 220 kV (4.501 km) y 345 kV (408 km). El nivel de tensión de 345 kV solo incluye una única línea propiedad de AES Gener que conecta el SING con la central argentina de Salta, y en la actualidad también con el resto del sistema eléctrico argentino, SADI.

Los principales propietarios de estas líneas eran E-CL (1.959 km), Minera Escondida (1.158 km), AES Gener (915 km) y Minera Collahuasi (638 km). Como se puede ver, destaca la participación de empresas cuya actividad principal no se refiere al sector eléctrico, sino mineras que, como se ha visto en el capítulo cuarto, presentan una gran demanda de electricidad.

Por su parte, el Sistema Interconectado Central (SIC) abarca las regiones situadas entre las regiones III (Atacama) y la X (Los Lagos) –incluyendo las regiones XIII (Metropolitana de Santiago) y XIV (Los Ríos)–, así como el sur de la región II (Antofagasta). Es en esta última región donde se está construyendo la futura interconexión entre los sistemas SIC y SING.

A fines de 2015 el SIC contaba con 18.018 km<sup>153</sup> de líneas distribuidos por niveles de tensión, que se recogen en la siguiente tabla.

**TABLA 37. Longitud de las redes de transporte del SIC por nivel de tensión**

	Longitud aproximada (km)	Porcentaje del sistema (%)	Gráfico
500 kV	1.336,3	7,4	 <p>■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 154 kV ■ 66 kV ■ 44 kV ■ 33 kV ■ 23 kV</p>
220 kV	7.292,3	40,5	
154 kV	1.217,5	6,8	
110 kV	3.661,5	20,3	
66 kV	3.875,9	21,5	
44 kV	419,3	2,3	
33 kV	163,8	0,9	
23 kV	51,6	0,3	
Total	18.018,2	100	

Fuente: (SIC, 2016).

<sup>153</sup> (SIC, 2016).

La longitud de los tramos por categorías según la ley anterior es como sigue.

**TABLA 38. Longitud de las redes de transporte del SIC por tipo**

	Longitud aproximada (km)	Porcentaje del sistema (%)
Adicional	5.600,2	31,1
Troncal	4.933,7	27,4
Subtransmisión	7.484,3	41,5
Total	18.018,2	100

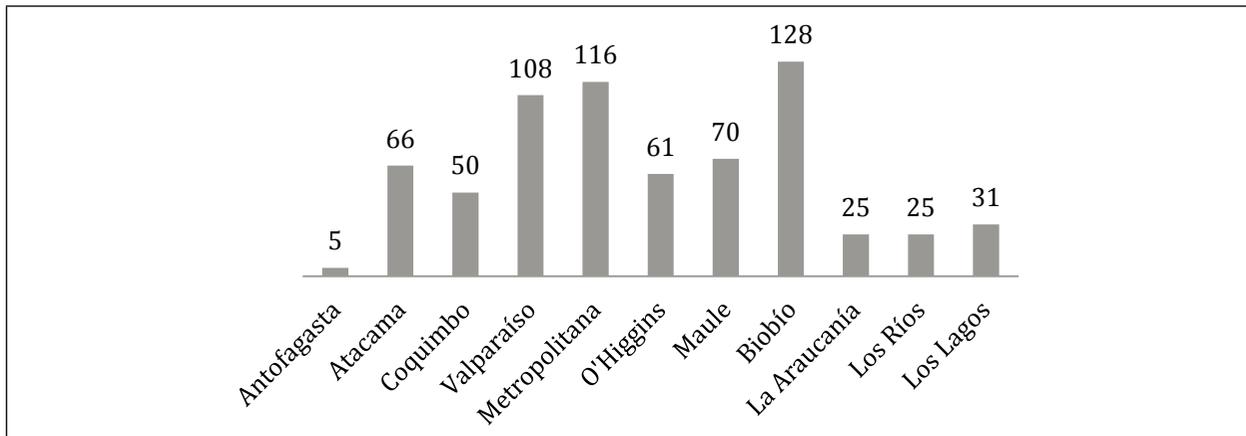
Nota: para más información ver anexo 22.

Fuente: (SIC, 2016).

Las principales empresas propietarias de las líneas eran Transelec (7.001 km), Transnet (3.467 km), STS (725 km), Colbún (641 km) y Chilquinta (569 km).

La distribución de las subestaciones por región se recoge en el siguiente gráfico. Los datos aquí presentados deben leerse con precaución, en la medida en que hay subestaciones sin asignar y al hecho de que algunas cifras son diferentes en otras fuentes de datos<sup>154</sup>.

**GRÁFICO 36. Número de subestaciones por región**



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017b).

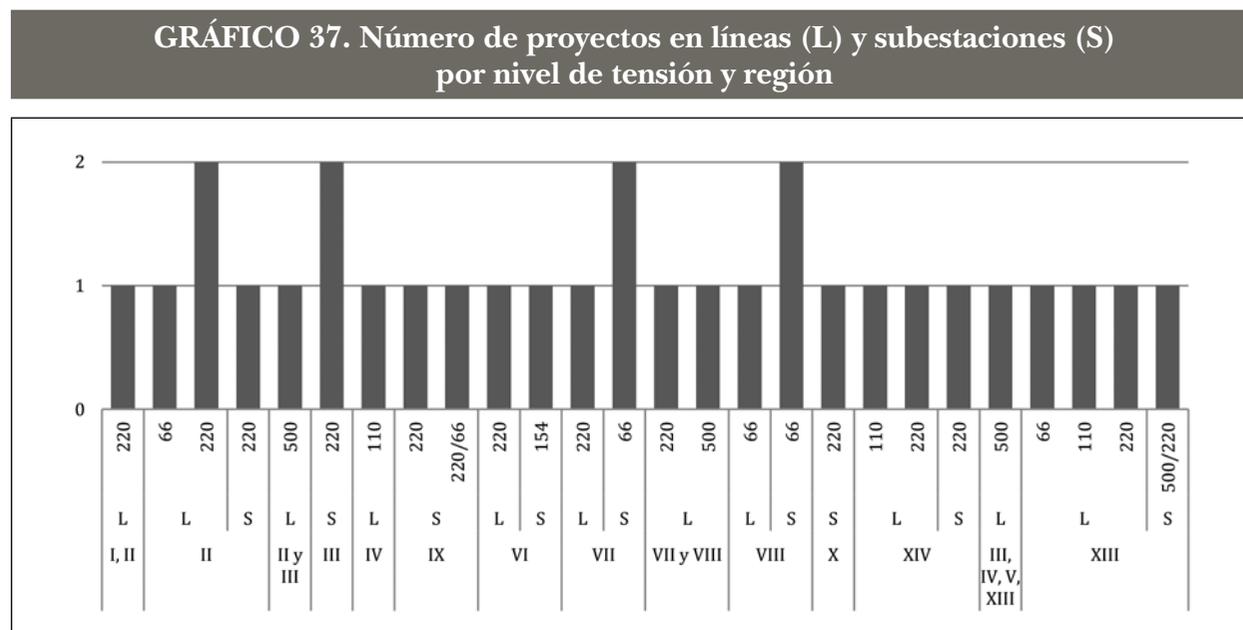
### B. *Proyectos de redes en construcción*

A fines de 2016 habían 30 proyectos de redes de transporte en construcción en los sistemas SING y SIC. De estos proyectos, 17 corresponden a trabajos de líneas y 13 a trabajos de subestaciones. Por empresas, aquellas con mayor número de proyectos en construcción son TRANSNET, que cuenta con diez proyectos; Transelec, con ocho y Saesa, con cuatro. Las restantes cuentan con uno o dos proyectos en construcción.

<sup>154</sup> A modo de ejemplo en Valparaíso habría 202 subestaciones, en 2015, frente a las 108 a finales de 2016 recogidas en el gráfico (SIC, 2016).

Por tipos de líneas, en marzo de 2016 se estaban construyendo 1.146 km de líneas troncales, 151,4 km de líneas de subtransmisión y 722,7 km de líneas de transmisión adicionales (Ministerio de Energía, 2016a). El volumen de inversiones en líneas de transmisión ascendía a US\$ 1.437,6 millones y a 105,8 en subestaciones.

La distribución de proyectos por sistema y nivel de tensión se puede ver en la tabla siguiente.



Fuente: (División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía, 2016).

### C. Interconexión SIC-SING

La actividad de transmisión supone un reto considerable, en la medida en que las fuentes energéticas se encuentran, en ocasiones, en zonas aisladas y lejanas de los puntos de consumo. Con la promoción del desarrollo de las energías renovables, con gran potencial en el norte del país, se planteó la necesidad de interconectar los sistemas SIC y SING.

La CNE contrató, en 2011, a SYNEX para realizar la evaluación técnica y económica de una interconexión entre los sistemas SING y SIC, evaluando un total de cuatro proyectos, dos en corriente alterna y dos en corriente continua.

El trazado finalmente aprobado por el Ministerio de Energía en enero de 2015, para la interconexión, fue el de Mejillones-Cardones (SING y SIC, respectivamente), una línea de 500 kV en doble circuito con una capacidad de 1.500 MW. Este plan, elaborado en diferentes fases, contaba como hito principal la conexión entre las subestaciones de Los Changos y Cumbres a fines de 2017 por la empresa Transmisora Eléctrica del Norte<sup>155</sup> (TEN, filial de E-CL). El resto de tramos de la línea de transmisión de 500 kV serían realizados por Transelec (Brookfield Asset Management) e Interchile (grupo ISA).

<sup>155</sup> Colabora con la española Red Eléctrica de España.

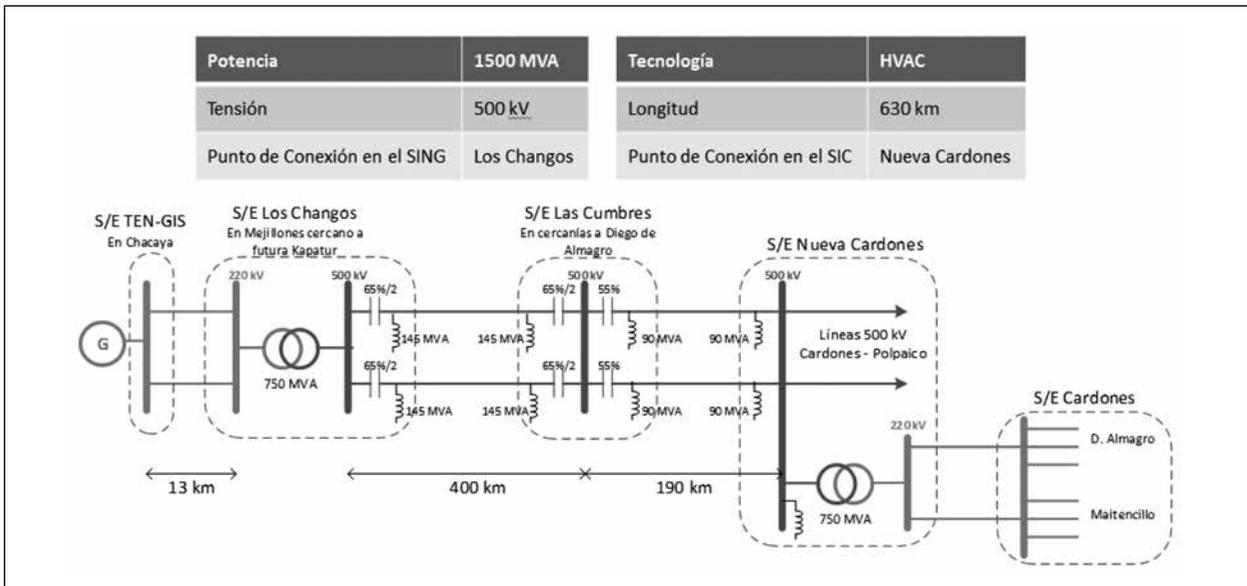
### MAPA 12. Interconexión SING-SIC



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2016).

A continuación se puede ver un primer detalle de la primera fase de la interconexión, una línea dedicada desde la central termoeléctrica de Mejillones (SING) junto con la subestación TEN-GIS hasta la subestación Cardones (SIC).

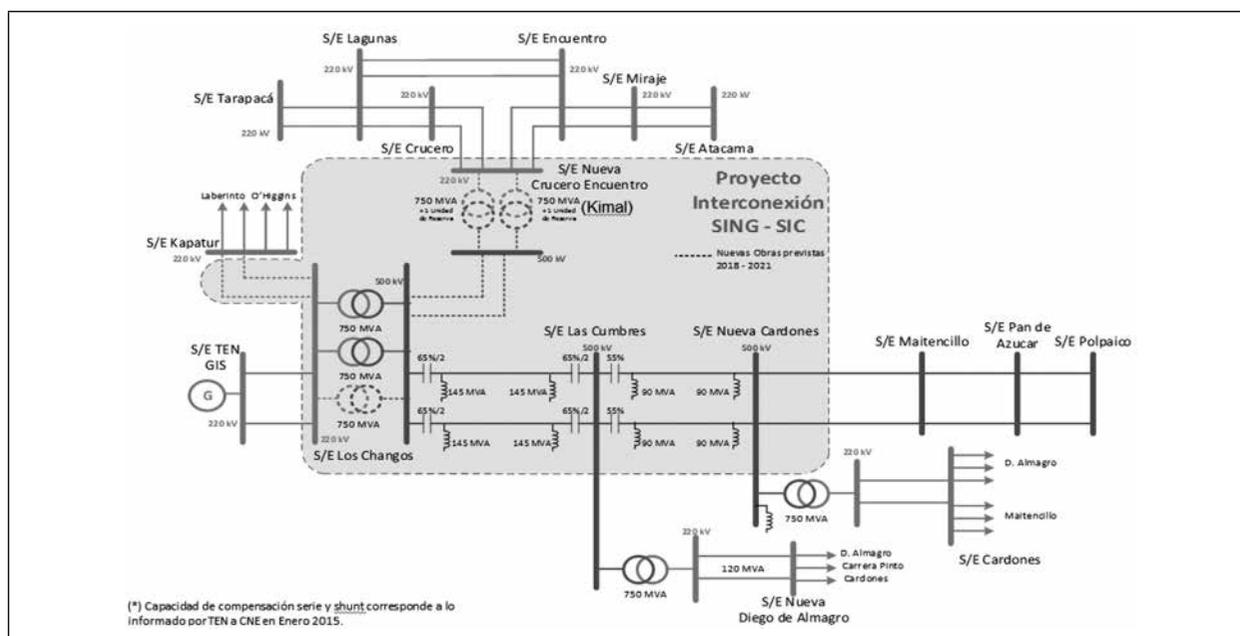
### FIGURA 14. Primera fase del plan de expansión del sistema troncal



Fuente: (Moreno Tornería, 2016).

La segunda fase del proyecto es la expansión del SING mediante la conexión entre las subestaciones Los Changos y Kapatur (para 2018 en 220 kV) y entre las subestaciones Los Changos y Nueva Crucero. Este será el último tramo en el SING de la línea de transmisión en 500 kV en el eje norte-sur del país, realizándose como una línea de 2x500 kV de una longitud aproximada de 140 km en estructuras para doble circuito, con una capacidad de 1.500 MW en el tramo Nueva Cardones –Nueva Crucero– (CNE, 2015a).<sup>156</sup> En paralelo se continuarán los trabajos de esta línea de 500 kV en el SIC.

FIGURA 15. Solución definitiva para la interconexión



Fuente: (Moreno Tornería, 2016).

El Sistema Eléctrico Nacional, fruto de la unión de los sistemas SING y SIC, como consecuencia de la geografía del país, alcanzará los 3.100 km (de un país con una longitud de 4.400 km) y abarcará casi la totalidad del territorio, desde Arica en el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur (Coordinador Eléctrico Nacional, 2016). Esta infraestructura resulta fundamental para la integración de los CDEC y la creación del coordinador nacional (Deloitte, 2016c).

Es previsible que como consecuencia de esta interconexión se produzca una reducción en el número de horas en que los costes marginales son nulos, como consecuencia del acoplamiento de ambos sistemas (Systep, 2017a). Además, la interconexión SING-SIC podría generar beneficios económicos del orden de US\$ 1.100 millones, con un efecto macroeconómico en el PIB del 1,5%, según la Comisión Nacional de Energía (Deloitte, 2016c).

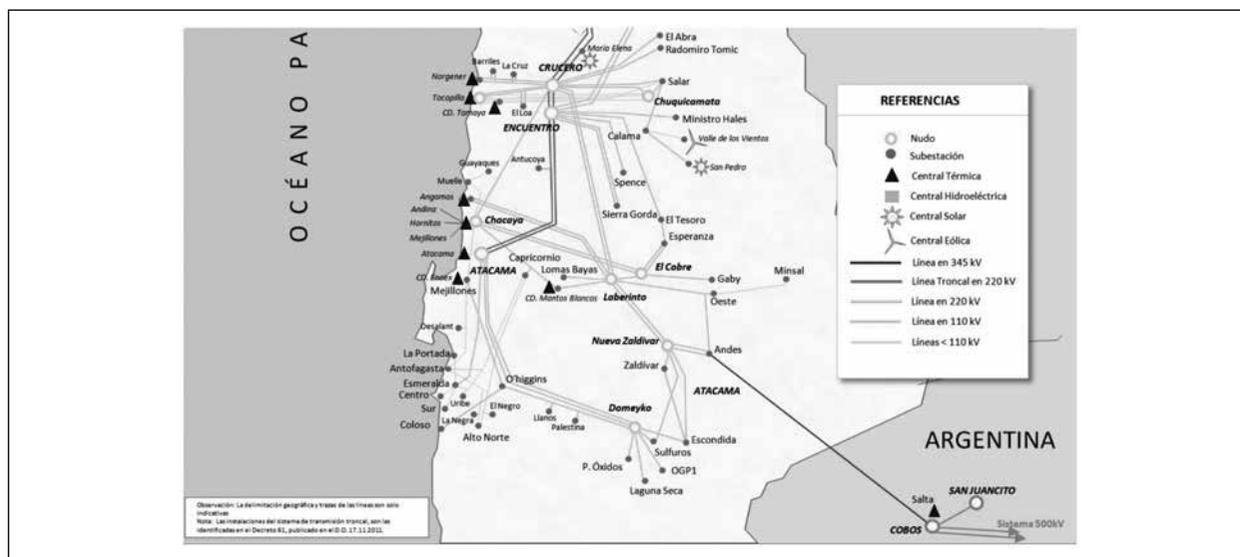
<sup>156</sup> El Plan de Expansión del SING considera otras inversiones por 174 millones de dólares, que incluyen:

- Nueva línea 2x220 kV Los Changos-Kapatur, 1.500 MW, y un plazo de construcción de 24 meses.
- Nueva línea 2x500 kV Los Changos-Kimal (Nueva Crucero Encuentro), 1.500 MW, con un plazo de construcción de 54 meses.
- Nuevos bancos de autotransformadores 500/220 kV, 2x750 MVA, en la subestación Kimal, con un plazo de construcción de 54 meses.
- Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, en la Subestación Los Changos, con un plazo de construcción de 54 meses.



La principal interconexión existente conecta el SING con el SADI (Sistema Argentino De Interconexión). Se realiza mediante la línea de 345 kV, 408 km y una capacidad de 770 MVA, limitada por decreto actualmente a una potencia máxima de 200 MW salvo autorización del CDEC-SING. Fue puesta en funcionamiento el 12 de febrero de 2016. Entre dicha fecha y el 13 de junio se exportaron más de 95.500 MWh (110 MWh/día) (Deloitte, 2016c).

MAPA 14. Interconexión SING con Argentina



Fuente: (Moreno Tornería, 2016).

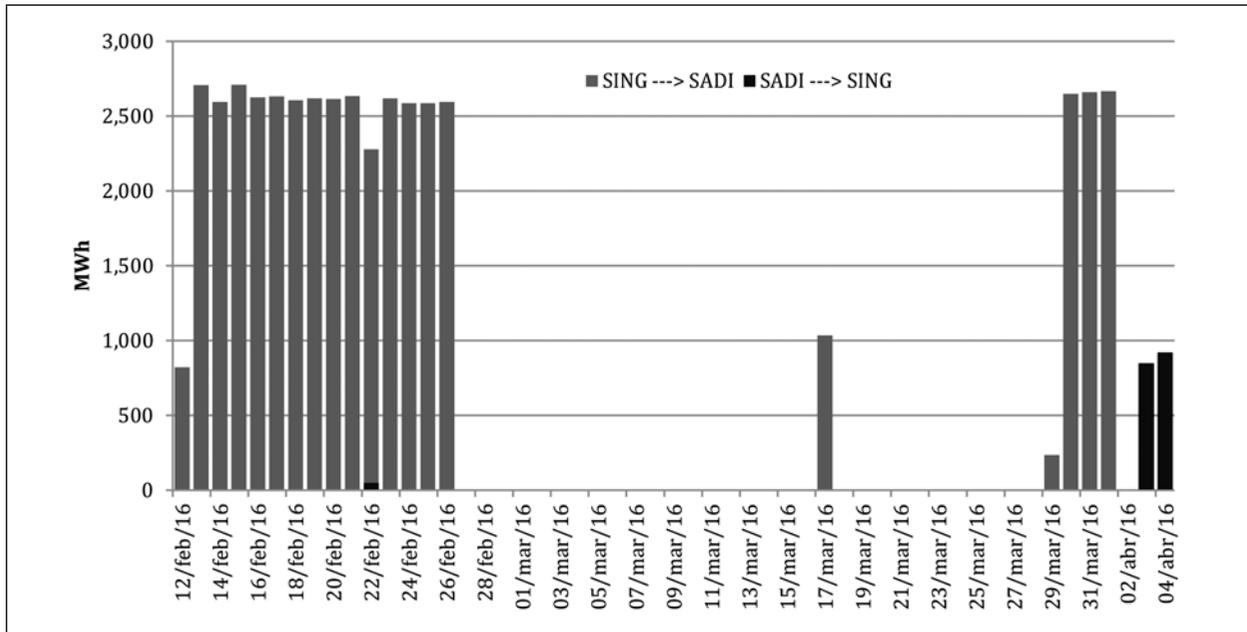
La segunda interconexión permite conectar el SING con la Central Salta de TermoAndes S.A., central térmica de gas natural ubicada en la provincia argentina de Salta, que entró en operación en 1999. La conexión se realiza mediante una línea de 408 km en 345 kV, atravesando la cordillera de los Andes. Además, está conectada al SADI mediante la estación transformadora San Juancito de 345/132 kV (con una ampliación en desarrollo a 500 kV) y también por medio de la estación transformadora Cobos de 345/500 kV (AES Gener, 2014).

También está en operación una línea de 500 kV en 33 kV entre Río Turbio, en Argentina, y Puerto Natales, Chile (Sistema de Magallanes) (Estrada & Canete, 2012). Esta línea se debe a un convenio de 1970 para el suministro a una mina en el lado argentino (Instituto de Economía Energética, CEARE, 2005).

El intercambio de energía eléctrica entre ambos países tiene, pues, carácter excepcional, y resulta ser interrumpible en caso de riesgo para la seguridad eléctrica de uno o ambos sistemas. Existen dos modalidades de intercambio.

El Intercambio de Emergencia permite que ambos países *puedan asistirse mutuamente ante situaciones de emergencia (...)* que originen o puedan originar condiciones operativas de colapso total o parcial (de tensiones) o déficit de potencia eléctrica. Por su parte, el Intercambio de Oportunidad consiste en la venta de energía proveniente de centrales térmicas no utilizadas para la atención del mercado del país proveedor (Gobierno de la República Argentina, Gobierno de la República de Chile, 2014) y (Ministerio de Energía, 2015a).

**GRÁFICO 38. Exportaciones interconexión Chile-Argentina  
(12 febrero 2016-5 abril 2016)**



Fuente: (Moreno Tornería, 2016).

La falta de interconexiones internacionales es un obstáculo para aprovechar suministros desde países vecinos. Además, resulta una limitación a la posibilidad de exportar electricidad producida en Chile sobre la base de fuentes de ERNC.

A futuro, es necesario tener en cuenta que la frecuencia de la red eléctrica chilena es de 50 Hz, igual que la de Argentina y Bolivia. Sin embargo, en Perú la frecuencia de la red eléctrica es de 60 Hz y solo una región interna, a cierta distancia de la frontera (Arequipa), presenta una frecuencia de 50 Hz. Esto supone que para desarrollar nuevas interconexiones con estos países debería de hacerlo en corriente alterna con los dos primeros y en corriente continua con el tercero.

#### E. *Proyectos de interconexiones internacionales*

No obstante lo señalado en el apartado anterior, los gobiernos más recientes están abriéndose a la integración energética y por ello a las interconexiones internacionales. En este sentido, ampliar las interconexiones es una meta a conseguir en 2050, en especial con los demás países de la región. Con objeto de avanzar en esta integración eléctrica regional, es necesario desarrollar políticas de integración acompañadas de proyectos de interconexión. A continuación se recogen algunos de los más significativos.

#### *Propuestas de interconexiones Chile-Argentina*

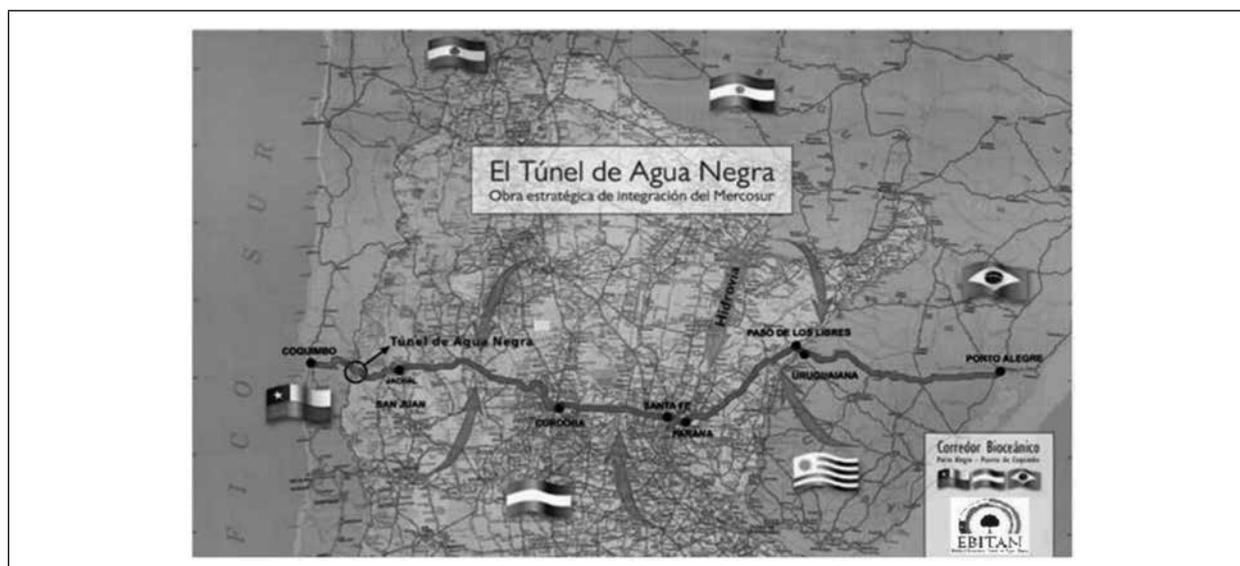
La propuesta principal de una nueva interconexión entre el SIC chileno y el SADI argentino, de la empresa Barrick Gold, consiste en el aprovechamiento de una línea de la compañía que conecta el SIC (subestación Punta Colorada, en la comuna de La Higuera) con la frontera (proyecto Pascua Lama, actualmente suspendido). El proyecto se realizaría en dos fases: la primera supondría la conexión de la línea con la mina Veladero, a ocho

kilómetros de la frontera con Chile, y la segunda conectaría la línea con el SADI. Esta línea sería de 150 MW, de estos, 15 MW estarían dedicados a la explotación minera (Diario 4v, 2016).

Una segunda propuesta es la construcción directa de una línea desde la frontera hasta la subestación más cercana del SADI, a 175 km. La línea sería de 125 MW ampliables a 200 MW. Esta propuesta se basa en el mayor precio de la electricidad en Argentina y en el excedente de capacidad instalada en el complejo Guacolda, central térmica de carbón, de 693 MW propiedad de AES Gener.

También se ha propuesto una interconexión con el SADI por el túnel internacional de Aguas Negras, que conectaría la Región de Coquimbo (IV) con la provincia argentina de San Juan.

### MAPA 15. Proyecto de interconexión Aguas Negras



Fuente: (EBITAN, 2016).

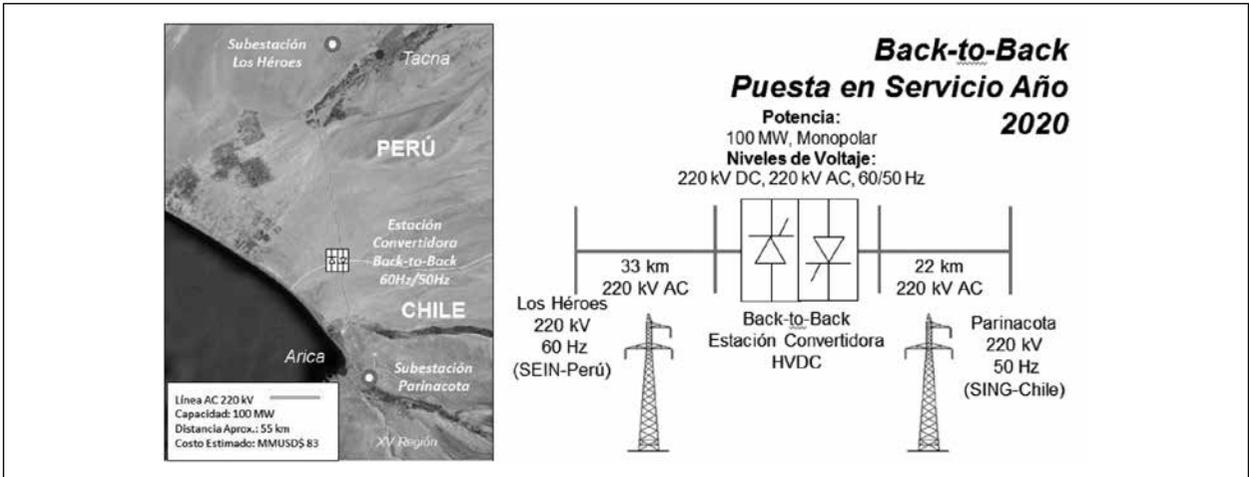
Finalmente, también hay una propuesta de interconexión del Sistema Eléctrico de Aysén con el SADI en la provincia argentina de Chubut. Se prevé la entrega de una hoja de ruta para este proyecto en abril de 2017 (González & Orellana, 2016).

#### *Propuestas de interconexiones Chile-Perú<sup>157</sup>*

La propuesta principal consiste en la Línea Tacna (Perú)-Arica (Chile) de 220 kV y 70 km. Como Chile y Perú presentan frecuencias de red diferentes, esta interconexión debe realizarse mediante un paso a corriente continua. Permitirá el intercambio de energía eléctrica, pero la seguridad y fiabilidad aportada al sistema será inferior a la que habría en caso de que ambos países compartieran frecuencia de red (Estrada & Canete, 2012). El Comité de Operación Económica (COES) de Perú estimó que la construcción de la línea, en 220 kV, llevaría tres años y un coste de 83 millones de dólares (Emol.economía, 2016).

<sup>157</sup> En 2013 se esperaba que la interconexión andina para Chile supondría el desarrollo de 645 km de líneas con Perú (Rudnick, 2013).

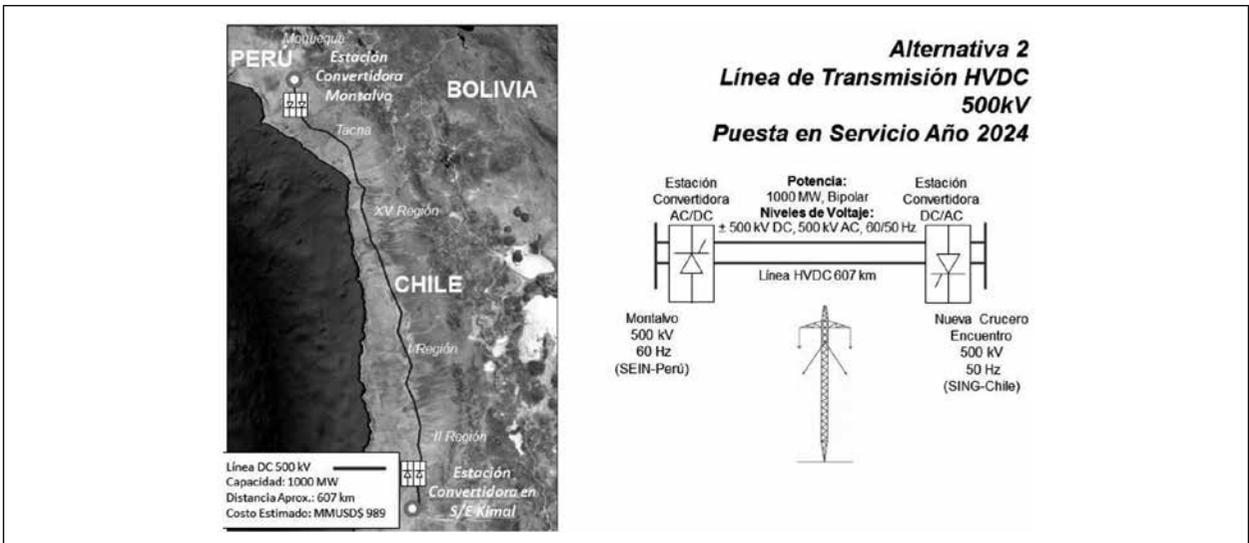
**MAPA 16. Interconexiones regionales: SING-SEIN. Alternativa 1**



Fuente: (Moreno Tornería, 2016).

Otra propuesta a más largo plazo, y para la que la conexión anterior serviría como escala, es la interconexión mediante un HVDC (conexión en corriente continua a un nivel de tensión muy elevada) entre las subestaciones de Montalvo (Perú) y Nuevo Encuentro (Chile), de 1.000 MW y una inversión de 725 millones de dólares. Este proyecto permitiría una mayor capacidad de intercambio por dos motivos: la mayor tensión de la interconexión y el posicionamiento de las estaciones conversoras en puntos de la red con mayor acumulación de cargas y generadores<sup>158</sup>, de forma que la introducción de una nueva carga no afecta tanto a la estabilidad del sistema.

**MAPA 17. Interconexiones regionales: SING-SEIN. Alternativa 2**



Fuente: (Moreno Tornería, 2016).

<sup>158</sup> Es decir, se requiere de una cierta potencia de cortocircuito en ambos sistemas, mayor cuanto mayor sea la potencia a transmitir. Esto se tiene con una mayor cercanía a los puntos de generación y un mayor mallado de la red eléctrica. En Chile estas condiciones se dan más al interior del país que en la frontera.

### *Propuestas de interconexiones Chile-Bolivia y el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina*

No existen actualmente propuestas concretas de interconexión entre los sistemas eléctricos de Chile y Bolivia.

Sin embargo, ambos países junto con Perú, Ecuador y Colombia se encuadran dentro de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), constituida en 2011 para promover el desarrollo de un Corredor Eléctrico Andino para la interconexión eléctrica entre los países miembros<sup>159</sup> (América Economía, 2014).

Su objetivo es aumentar la calidad y seguridad del suministro eléctrico necesario para el desarrollo económico y social, dotar de mayor certeza a las inversiones e incentivar la complementariedad en el uso de los recursos. Sin embargo, su desarrollo presenta dificultades de carácter político y normativo, así como diferencias comerciales, técnicas, institucionales, geográficas y presupuestarias-financieras (Deloitte, 2016c).

Para su desarrollo será necesaria una armonización regulatoria y reglas de contratación de energía entre países y reciprocidad en condiciones de acceso a los mercados nacionales (Deloitte, 2016c).

#### *9.2.2.3. Principales compañías de transmisión eléctrica*

En Chile, Transelec, filial de Brookfield Asset Management, controla el 38% de los activos de transmisión. Dichos activos se corresponden, en su mayoría, con los de transmisión troncal, donde controla el 95% de los mismos (Antuko Energy, 2012).

En el caso de la subtransmisión, las instalaciones se encuentran mayoritariamente en manos de las distribuidoras. De ellas, CGED y SAESA han creado filiales dedicadas a la subtransmisión (Transnet y STS, respectivamente). Chilectra y Chilquinta mantienen integrados los activos de subtransmisión (Antuko Energy, 2012).

La siguiente tabla recoge las principales empresas matrices que tienen activos en el sector de la transmisión de energía eléctrica. Es importante señalar que solo cuatro de los sistemas eléctricos cuentan con actividad de transmisión: SING, SIC, Aysén y Punta Arenas. El resto de sistemas eléctricos, situados en regiones aisladas de la Región de Los Lagos (X), la Región de Aysén (XI), la Región de Magallanes (XII) y la Isla de Pascua (circunscrita a la Región V), pasan directamente la producción eléctrica a nivel de distribución.

<sup>159</sup> Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia.

**TABLA 39. Principales compañías transportistas por sistema**

Empresa	SING	SIC	Hornopirén (X)	Cochamó (X)	Aysén (XI)	General Carrera (XI)	Palena (X)	Punta Arenas (XII)	Puerto Natales (XII)	Porvenir (XII)	Puerto Williams (XII)	Isla de Pascua (V)	Total Sistemas
Brookfield Asset Management (BAM)	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Gas Natural Fenosa		1	-	-		-	-	1	-	-	-	-	2
Grupo Saesa		1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	2
AES Corp.		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Transchile S.A.		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Enel		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Empresas Emel S.A.		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
ISA	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Celeo redes		1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	2

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

En general, estas empresas operan mediante filiales. La relación entre empresas matrices y filiales puede verse de forma simplificada en la siguiente tabla.

**TABLA 40. Relación entre empresas transportistas matrices y filiales**

Matriz	Empresa
Brookfield Asset Management	Transelect S.A.
Gas Natural Fenosa (Grupo CGE)	Transnet S.A.
Saesa	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)
Chilquinta Energía (50%) y Saesa (50%)	Eletrans S.A.
AES Corp.	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A. (CTNC S.A.)
Elecnor (51%) y APG (49%)	Celeo Redes Chile (Charrúa Transmisora de Energía S.A. y Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.)
Engie (52,4%)	E-CL <sup>161</sup>
Ferrovial	Transchile Charrúa Transmisión S.A. (Transchile S.A.)
Enel	Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada (Transquillota Ltda.)
Empresas Emel S.A. con un 75% y el 25% restante en filiales de Gas Natural Fenosa.	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (Transemel)
ISA	Interchile

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

<sup>160</sup> En junio de 2016 E-CL pasó a llamarse Engie Energía Chile S.A.

Como se ha comentado, la mayor compañía de transmisión eléctrica en Chile es Transelec, que opera líneas y subestaciones en 500 kV y 220 kV en todo el país. Cuenta con 9.560 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito y 57 subestaciones. En el SIC posee el 80% del total de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema troncal, mientras que en el SING es propietaria del 100% (Transelec, 2016).

Por su parte, Transnet, de menor tamaño, tiene en su haber 3.437 km de líneas de transmisión, 39% de las líneas de subtransmisión del SIC y 175 subestaciones (Transnet, 2016). El resto de compañías tienen un menor tamaño y entre sus activos se encuentran entre 8 km de líneas (Transquillota) y 596 km (Sistema de Transmisión del Sur) (Central de Energía, 2015).

En el siguiente mapa se muestra la principal zona de actuación de las empresas, si bien y como se ha señalado, algunas matrices operan en varios sistemas.



Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

#### 9.2.2.4. *Ingresos del transportista*

Hasta el 2016 las empresas que se dedicaban a la actividad de transmisión eléctrica recibían como contraprestación una remuneración que dependía del segmento en que operaran, es decir, transmisión troncal<sup>161</sup>, subtransmisión<sup>162</sup> o transmisión adicional. Sin embargo, la nueva Ley N° 20.936 de 2016 ha cambiado la forma de remuneración de esta actividad.

En la nueva modalidad, las diferencias no se producen por tipo de red sino en función de si se trata de sistemas de transmisión nacionales, zonales, para polos de desarrollo e instalaciones dedicadas, existentes, en obras de ampliación o nuevos.

Así, para las instalaciones existentes, cada cuatro años la CNE determinará, en base a estudios contratados a terceros, los “valores anuales de transmisión por tramo<sup>163</sup>” (VATT) correspondientes para los usuarios sometidos a regulación de precios. Además, se garantizará el cobro del VATT a los propietarios de dichas instalaciones. El primer proceso de tarificación de instalaciones existentes de acuerdo con la modificación legal regirá desde 2020.

En el caso de las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, estas serán licitadas por el coordinador y adjudicadas al menor valor anual de la transmisión por tramo que oferten las empresas para cada proyecto. De acuerdo con la ley, el VATT resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las obras nuevas y se aplicará durante cinco períodos tarifarios a partir de su entrada en operación de las instalaciones. Tras dicho período, su valoración será revisada y actualizada.

El propietario recibirá el VATT, compuesto por la anualidad del valor de la inversión<sup>164</sup> (AVI) más los costes de operación, mantenimiento y administración (COMA), considerando los ajustes a efectos de los impuestos sobre la renta.

<sup>161</sup> En el caso de la transmisión troncal, la remuneración está constituida por el “valor anual de transmisión por tramo”, que se calcula a base de la “anualidad del valor de la inversión” (AVI), que tiene en cuenta los precios de mercado del momento. En el caso de instalaciones existentes, se remuneran los costes de operación, mantenimiento y administración (COMA). Al valor resultante se le denomina “Anualidad del Valor de la Inversión” (AVI) y con unas fórmulas de indexación se estima y se establece cada cuatro años.

Para las instalaciones nuevas, tiene lugar una licitación para determinar la empresa que construirá y explotará las instalaciones, que se resuelve según el valor anual de la transmisión por tramo que requieran en su oferta las empresas para cada proyecto. La remuneración al transportista es la que resulta de la oferta ganadora.

<sup>162</sup> En las instalaciones de subtransmisión se remunera la anualidad del valor de inversión del conjunto de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda, y el COMA.

<sup>163</sup> Para cada tramo de un sistema de transmisión se determinará el “valor anual de la transmisión por tramo”, o VATT, compuesto por la anualidad del “valor de inversión”, en adelante VI del tramo, más los costes anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, o COMA, ajustados por los efectos de impuestos a la renta, de conformidad a la metodología que establezca el reglamento.

El VI de una instalación de transmisión es la suma de los costes eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes. En el caso de las instalaciones existentes, el VI se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo con un principio de adquisición eficiente.

Los COMA se determinarán como los costes de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones permanentemente bajo los estándares establecidos en la normativa vigente, conforme lo especifique el reglamento.

<sup>164</sup> Según la Ley N° 20.936, la anualidad del VI se calculará considerando la vida útil de cada tipo de instalación, considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118.

Por su parte, las obras de expansión internacional el VATT será aplicado durante 20 años desde la entrada en operación, tras los que estas instalaciones deberán volver a ser valorizadas.

El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios será determinado por la Comisión cada cuatro años basados en la valorización de las instalaciones.

En el cálculo de las anualidades se empleará una tasa de descuento que no podría ser inferior al 7% ni superior al 10%.

Hasta la nueva ley se repartía la carga de la transmisión entre generador que inyectaba la energía (70%) y el consumidor que la retiraba (30%). Sin embargo ahora los pagos por peajes de la red de transmisión nacional y zonal serán 100% a cargo de los clientes. Además, pagarán las conexiones internacionales y las líneas para polos de desarrollo, que hasta ahora pagaban los generadores (Contreras Sepúlveda, 2016). Para ello se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único a ser pagados por los clientes, que se denomina “estampillado” (CTG Energía, 2016b).

Las obras de interconexión SIC-SING, junto con las instalaciones del sistema de transmisión Nacional que entren en servicio después del 31 de diciembre de 2018, serán pagadas por los clientes también.

#### 9.2.2.5. *El futuro de la transmisión eléctrica*

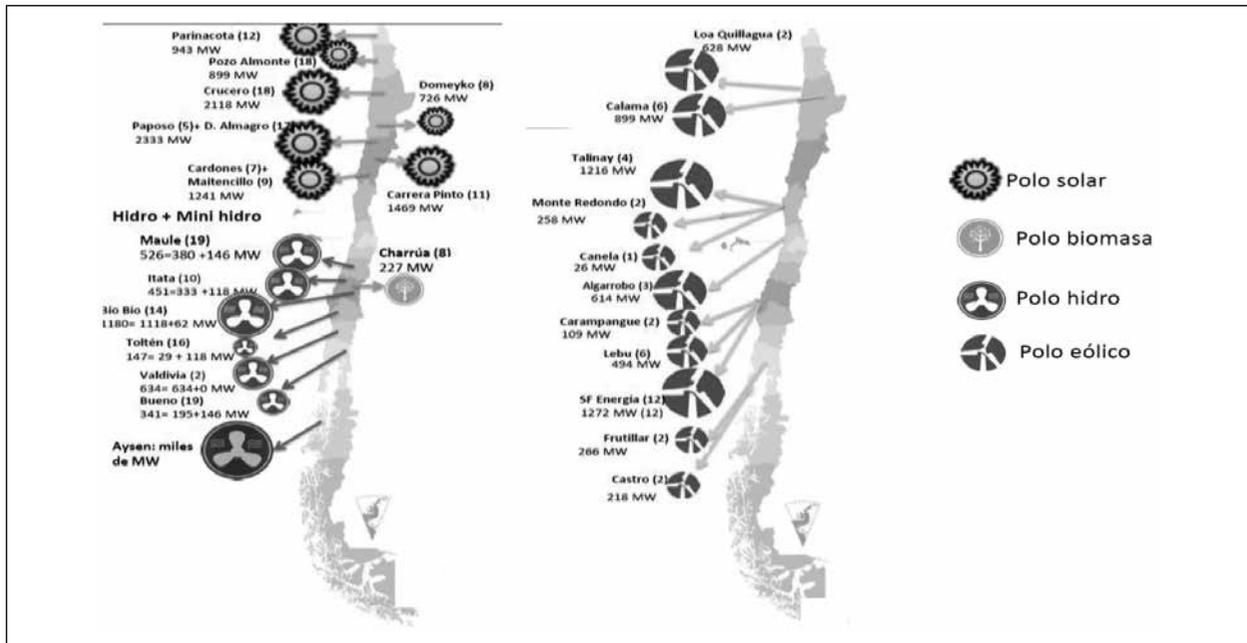
Hasta ahora podría decirse que ha habido una falta de visión estratégica a largo plazo en Chile, en la medida en que no se ha producido una integración energética zonal de la transmisión. Tampoco los esquemas de remuneración han promovido la expansión de las redes ni el desarrollo de un sistema eléctrico más eficiente. En este sentido, las restricciones de la transmisión son un obstáculo técnico muy importante que Chile debe superar, más en la medida en que se está conectando capacidad de energía renovable adicional al sistema.

En el siguiente mapa 19 se muestran los principales polos de renovables, que si se desarrollan, requerirán de redes para evacuar su electricidad generada.

En efecto, una de las principales dificultades que ha tenido el sistema eléctrico chileno es la falta de conexión entre el SIC y el SING. El SING tiene una demanda promedio de 2.115 MWh, con una sobrecapacidad de energía que muchas veces no se ha logrado despachar por falta de interconexión con la zona norte al centro y sur del país (Garrigues, 2016).

De esta manera, las restricciones en el sistema de transmisión de la zona norte del SIC impiden en ocasiones aprovechar la energía proveniente de los proyectos de renovables, porque dicho sistema de transmisión no tiene la capacidad de evacuar toda esa energía a la zona central del país. La nueva ley de transmisión trata de abordar este problema (Deloitte, 2016c). También el sistema de transmisión en Chile ha mostrado fallos y restricciones que ponen en riesgo el abastecimiento de algunas zonas del país, encareciendo además los precios finales de la electricidad (Deloitte, 2016c).

## MAPA 19. Principales polos de renovables (ERNC e hidráulica convencional)



Nota: para más información ver el capítulo 9.2.1.3. Potencial producible con renovables.

Fuente: (Rudnick, 2016a).

Tras la promulgación de la ley pertinente a la transmisión eléctrica, sería de esperar que la nueva regulación se adecue a la expansión necesaria y requerida por el desarrollo de las energías renovables, y por tanto, a la aparición de nuevos agentes en generación. Sin embargo, las exigencias sociales y ambientales pueden llevar a que nuevos proyectos no cuenten con el apoyo de los ciudadanos, lo que podría disuadir a los inversores.

Además, debería responder a la necesidad de colaboración de los distintos agentes, con el fin de aprovechar economías de escala asociadas a una planificación conjunta, con el fin de evitar un sobredimensionamiento del sistema. A modo de ejemplo, la nueva ley de transmisión permite a ENAP producir, transportar y comercializar energía eléctrica, desarrollar todos los proyectos y actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para ello (Deloitte, 2016c).

En todo caso, el reto sigue siendo definir una planificación que permita un desarrollo al mínimo coste, donde se resuelvan los problemas sociales y medioambientales que pueden acontecer. Asimismo, el desarrollo de la transmisión y su planificación debería anticiparse a la evolución de la generación y permitir una reducción de los costes de congestión, así como resolver los problemas que surgen a raíz de dicha congestión.

Además, se plantea que el control del sistema se realice por un único coordinador, cuestión, que se espera resolver con el CISEN.

Por todo lo anterior, es necesario, entre otras cuestiones, resolver los temas regulatorios que surgen en diferentes ámbitos de la transmisión como la obligación de interconexión, el libre acceso a las líneas, la entrada al negocio, la organización y la propiedad, mejorar la calidad y la remuneración así como lograr una adecuada distribución de los pagos (Rudnick, 2016d).

### 9.2.3. *La actividad de distribución eléctrica*

La distribución eléctrica (tensión <23.000V) es un monopolio<sup>165</sup> natural y una actividad regulada que opera bajo el régimen de concesiones<sup>166</sup>, con la obligación de dar suministro a quien se lo solicite dentro de su zona de concesión o que lleguen a ella mediante líneas propias o de terceros, así como a clientes regulados y con tarifas reguladas.

La concesión de distribución<sup>167</sup> determina zonas territoriales donde se establecen los derechos y obligaciones de las empresas y sus clientes, de acuerdo con la Ley Corta II. La concesión otorga a la distribuidora el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas. La ley no le otorga exclusividad para efectuar suministros a clientes regulados dentro de su zona de concesión. Por el contrario, permite la posibilidad de zonas con concesiones superpuestas donde dos o más empresas tengan sistemas propios. Así pues, las empresas concesionarias de distribución son libres para decidir sobre qué zonas solicitan la concesión, pero tienen la obligación de dar servicio en sus zonas de concesión ya otorgadas. En la medida en que una distribuidora suministre a un área más densa, tendrá menores costes medios que aquella que lo haga a una zona menos densa<sup>168</sup>.

Se trata de una actividad sujeta a obligaciones de servicio público como el transporte de electricidad, que obliga a permitir el acceso a terceros a cambio de una remuneración<sup>169</sup>, realizada por empresas privadas, donde el Estado tiene un rol subsidiario, en la medida en que por ejemplo incentiva la electrificación rural, por medio del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR).

La actividad se desarrolla cumpliendo con una normativa técnica de calidad y seguridad del servicio así como respetando las tarifas máximas fijadas por la Autoridad para la venta de electricidad a sus clientes regulados. Para ello los distribuidores deben obtener los contratos de abastecimiento para cubrir la totalidad de la demanda tanto de los clientes regulados con una anticipación mínima de tres años, como de los clientes libres (Piña, 2008b).

La Ley Corta II exigió a las distribuidoras que adjudiquen sus contratos de suministro futuro de energía a clientes regulados, a las generadoras que en las licitaciones ofrecieran abastecerles al menor precio. Las distribuidoras deberán trasladar a los clientes regulados,

<sup>165</sup> En la actividad de distribución eléctrica el monopolio deriva de las economías de densidad involucradas en el propio servicio, lo que justifica la intervención del regulador.

<sup>166</sup> La concesión del servicio público de distribución de energía eléctrica otorga el derecho para establecer, operar y explotar instalaciones de servicio público de distribución. Es decir, es aquella que otorga al concesionario el derecho a emplazar instalaciones eléctricas de distribución en bienes nacionales de uso público o bienes privados, para la prestación de servicio público que justifica su otorgamiento. Sólo la concesión de distribución eléctrica se considera servicio público (Ascencio Otárola, 2015).

<sup>167</sup> La distribución eléctrica consiste, en primer lugar, en retirar la energía desde las subestaciones reductoras del sistema de transmisión o subtransmisión y transportarla a las subestaciones primarias de distribución, donde se reduce el voltaje al nivel de alta tensión de distribución. A continuación, se distribuye la energía a los sectores de consumo a través de líneas denominadas «alimentadores de alta tensión», para el suministro a subestaciones particulares de los clientes, y para transformadores de distribución que reducen el voltaje a niveles de baja tensión. Finalmente, se distribuye la energía mediante redes de baja tensión y se entrega en los puntos de conexión de los clientes finales, denominados empalmes (Piña, 2008b).

<sup>168</sup> (Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, 2006).

<sup>169</sup> (Getting the deal through, 2016).

directamente, el precio promedio<sup>170</sup> de adjudicación de sus contratos, y no el precio nudo fijado por la autoridad. El objetivo de esto era ofrecer los incentivos necesarios para que las generadoras participaran de las licitaciones y realizaran las inversiones necesarias (Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, 2006).

La distribución se considera un servicio público que presta básicamente tres servicios<sup>171</sup>: transporte y comercialización de electricidad a consumidores dentro de su área de concesión, otros servicios asociados provistos a los clientes de la distribuidora<sup>172</sup> y transporte a otras empresas que comercializan energía y potencia en el mercado que se encuentra dentro del área de concesión<sup>173</sup> (Piña, 2008b).

Además, se puede señalar que la Ley General de Servicios Eléctricos permite expresamente el corte del suministro a los consumidores tras 45 días desde el vencimiento de la primera factura impagada, exceptuando cárceles y hospitales. Los cortes de suministro se realizan normalmente sin intervenciones de autoridades que impidan el corte a estos clientes morosos (Chicier, 2013).

En diciembre de 2017 el gobierno presentó la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”, que recoge las nuevas obligaciones para las compañías de distribución. Las principales modificaciones giran en torno a las interrupciones del suministro (establecimiento de un tiempo máximo de dos o cuatro horas para iniciar los trabajos de reposición de suministro según se trate de redes de densidad alta y media o baja y muy baja, respectivamente, reconocimiento de situaciones de alta complejidad en las redes de carácter anormal y reconexión de los clientes en estos casos y compensación a los clientes a partir de las 24 horas del corte del suministro) y a la implementación de sistemas de gestión de la continuidad operacional y otros planes de contingencia y mantenimiento.

Otro tema relevante se refiere a la necesidad de informar a los clientes acerca del tiempo esperado de reposición del servicio, la atención a reclamaciones, consultas y solicitudes y la creación de centros de atención al cliente sin coste para estos.

Finalmente, hay medidas relacionadas con la obligación para las distribuidoras de crear sistemas de medición, seguimiento y control en todo el país. A 2020 se espera que se hayan cambiado el 15% de los contadores del país por otros inteligentes y el 100% de ellos a 2025 (Sánchez Molina, 2017b).

La distribución de energía total por destino o uso no ha variado apenas entre 1997 y 2010, en la medida en que la industria minera ha mantenido su participación en el consumo total con un peso del 32% en 1997 y del 35% en 2010. Por su parte, la industria manufacturera supuso en 1997 el 28% frente a 24% en 2010 (INE, 2008). En el 2014 la estructura se mantiene.

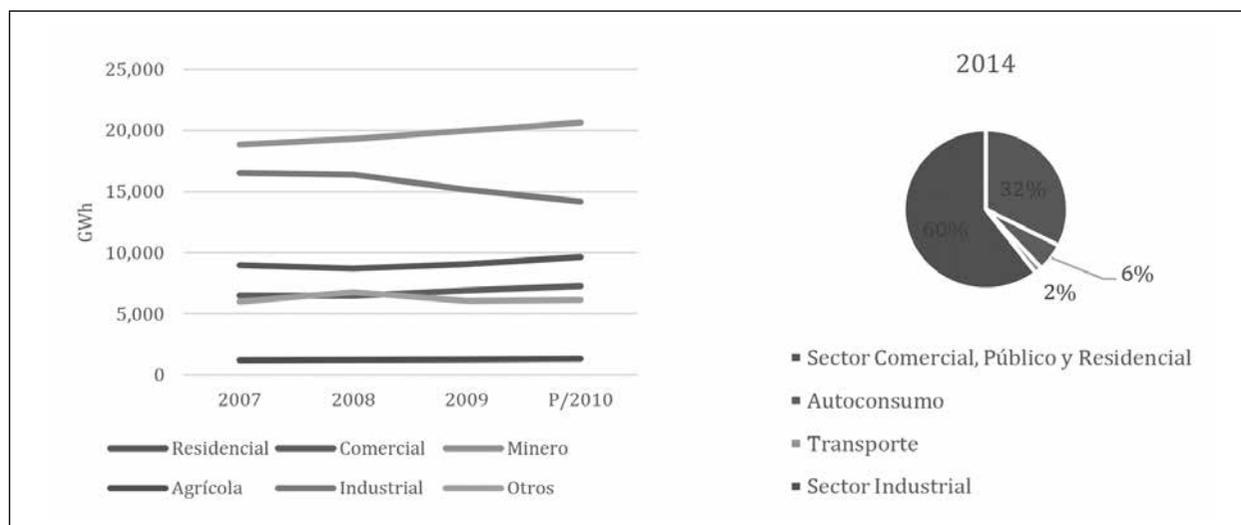
<sup>170</sup> En sus inicios incluía los contratos licitados de acuerdo con la Ley Corta II y los contratos vigentes a precio de nudo (contratos antiguos). Conforme transcurrió el tiempo, los antiguos fueron desapareciendo.

<sup>171</sup> (Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, 2006).

<sup>172</sup> Entre los principales servicios asociados se encuentran los relativos a empalmes, medidores y alumbrado público.

<sup>173</sup> Los grandes consumidores dentro de una zona de concesión, pueden contratar su suministro directamente con empresas generadoras.

**GRÁFICO 39. Distribución de energía eléctrica por tipo de cliente (GWh) 2007-2010 y en porcentajes en 2014**



Nota: se entiende que en 2014, el consumo de energía eléctrica del sector industrial incluye la del sector minero.

Fuente: elaboración propia a partir de (INE, 2010) y (E. A. CNE, 2016).

Existen diferencias por regiones, en la medida en que en las regiones del norte (SING) el consumo residencial supone menos del 11%, mientras que la minería del cobre ha llegado a suponer el 85,5% del consumo energético, por ejemplo en Antofagasta.

En el caso del SIC, el 69,4% de las ventas son a clientes residenciales, y el 30,6% restante a clientes industriales (Fabra *et al.*, 2014).

Sin embargo, en este caso existen diferencias. En el sur del país se replica una situación relativamente similar a la del norte, ya que la minería supone una gran parte del consumo, que puede superar el 50% del total (Aysén o Magallanes). Por el contrario, se encuentran las regiones del centro, más pobladas, donde el sector residencial tiene mayor peso (10-26%)<sup>174</sup>.

#### 9.2.3.1. Infraestructuras de distribución eléctrica por empresa

Los sistemas de distribución están constituidos por líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales en condiciones de precio y calidad. Esta última, medida mediante el índice SAIDI<sup>175</sup>, muestra el número de horas promedio que un cliente ha estado sin suministro eléctrico. En la UE, dicho índice no suele ser superior a 6 horas al año<sup>176</sup>.

En diciembre de 2015, el país contaba con 153.714 km de redes eléctricas de distribución (Empresas eléctricas A.G., 2016), algunas de estas se recogen a continuación.

<sup>174</sup> (INE, 2008).

<sup>175</sup> System Average Interruption Duration Index.

<sup>176</sup> En 2014 esta cifra fue de menos de 5 horas (CEER, 2016).

**TABLA 41. Infraestructuras de algunas de las principales empresas de distribución del país**

Compañía	Región y N° de clientes	Infraestructuras	Otros
<b>SING</b>			
Emelari	Arica y Parinacota. 70.000 clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 433 km de líneas de media tensión (de las cuales 336 km son líneas propias y 97 km de líneas particulares)</li> <li>- 620 km de líneas de baja tensión (596 km son líneas propias y 24 km líneas particulares)</li> <li>- 1.255 subestaciones de distribución, alcanzando una potencia instalada de 159 MVA.</li> <li>- En subtransmisión cuenta con 4 km de líneas de alta tensión y 3 subestaciones AT/ MT con una potencia instalada de 74 MVA</li> </ul>	Tiene una participación accionarial en Elecda y Transemel del 13,12% y 5,0%, respectivamente.
Eliqsa	Tarapacá. 94.000 clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 784 km de líneas de media tensión (676 km corresponden a líneas propias y 108 km a líneas particulares)</li> <li>- 603 km de líneas de baja tensión (570 km corresponden a líneas propias y 32 km a líneas particulares)</li> <li>- 1.675 subestaciones de distribución, alcanzando una potencia instalada de 274 MVA.</li> <li>- En subtransmisión cuenta con 5 subestaciones AT/MT con una potencia instalada de 123 MVA</li> </ul>	Posee una participación accionarial en EMELARI, ELECDA y TRANSEMEL de 24,73%, 7,74% y 9,0%, respectivamente.
Elecda	Antofagasta	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 799 km de líneas de media tensión (691 km corresponden a líneas propias y 108 km a líneas particulares)</li> <li>- 1.433 km de líneas de baja tensión (1.117 km corresponden a líneas propias y 316 km a líneas particulares)</li> <li>- 2.372 subestaciones de distribución, alcanzando una potencia instalada de 489 MVA</li> <li>- En subtransmisión, cuenta con 128 km de líneas de alta tensión y 9 subestaciones AT/MT con una potencia instalada de 268 MVA</li> </ul>	
Emelat	Atacama	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1.321 km de líneas de media tensión</li> <li>- 955 km de líneas de baja tensión</li> <li>- 3.010 subestaciones de distribución de MT/ BT, desagregadas en 1.257 propias y 1.753 particulares con una potencia instalada de 365 MVA, desagregadas en 95 MVA propias y 270 MVA particulares</li> </ul>	
<b>SIC</b>			
Conafe	Atacama. 96.000 clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 7.997 km de líneas de media tensión</li> <li>- 5.619 km de líneas de baja tensión</li> <li>- 15.503 subestaciones de distribución de MT/BT; desagregadas en 9.037 propias y 6.466 particulares, con una potencia instalada de 1.340 MVA, desagregadas en 612 MVA de capacidad instalada propia y 728 MVA de particulares</li> </ul>	
CGE Distribución	Regiones V, VI, VII, VIII y IX, zona sur de la Región Metropolitana	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 21.433 km de líneas de media tensión</li> <li>- 22.240 km de líneas de baja tensión</li> <li>- 36.020 transformadores de distribución propios</li> </ul>	En 2014 suministró a 1.767.275 de clientes
<b>Aysén</b>			
Edelaysén	Provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén. atiende a más de 42.000 clientes		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mediante cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera</li> <li>- Realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena</li> </ul>
<b>Magallanes</b>			
Edelmag	XII Región. 56.000 clientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 8,5 km de líneas de AT</li> <li>- 365 km de líneas de MT</li> <li>- 629 km de líneas de BT</li> <li>- 1.077 subestaciones de distribución de MT/BT, con una potencia instalada de 135 MVA.</li> <li>- La potencia instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel alcanza a 105,9 MW</li> </ul>	El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir

Fuente: elaboración propia a partir de la información de las páginas web de las propias empresas.

Sin embargo, en Chile, solo en Coquimbo, Valparaíso, Magallanes y la Región Metropolitana, tuvo un valor igual a 10 horas o menor. En sentido contrario destacan Tarapacá con un valor de 60 horas sin suministro eléctrico, Arica y Panaricota y La Araucanía con más de 30 y Antofagasta, Atacama, Biobío, Los Ríos, Los Lagos y Aysén con más de 20 horas.

### 9.2.3.2. Principales compañías de distribución eléctrica

La siguiente tabla recoge las principales empresas matrices que tienen activos en el sector de la distribución de energía eléctrica en función del sistema al que suministran. En términos de empresas filiales, la diversidad es mayor, ya que estas suelen estar adscritas a una determinada región del país, aunque a veces llegan a nivel de provincia o comuna<sup>177</sup>.

**TABLA 42. Principales compañías distribuidoras por sistema**

Empresa	SING	SIC	Hornopirén (X)	Cochamó (X)	Aysén (XI)	General Carrera (XI)	Palena (X)	Punta Arenas (XII)	Puerto Natales (XII)	Porvenir (XII)	Puerto Williams (XII)	Isla de Pascua (V)	Total Sistemas
Gas Natural Fenosa	x	x						x	x	x	x		6
Enel		x											1
Sempre Energy		x											1
Grupo Saesa		x	x	x	x	x	x						6
Invercap S.A.		x											1
Cooperativa Copelec		x											1
Cooperativa Eléctrica Limarí Ltda.		x											1
Corfo												x	1

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

La empresa matriz que abarca un mayor espacio del país es Gas Natural Fenosa, por medio de su filial Compañía General de Electricidad S.A (CGE)<sup>178</sup>. Esta tiene a su vez diferentes filiales: Transemel (con Emelari en la región XV, Eliqsa en la región I y Elecda en la región II), Transnet<sup>179</sup> en la región XIV y Edelmag en todos los subsistemas región XII: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Por su parte, la empresa matriz con mayor volumen de ventas es Enel<sup>180</sup>. Mediante Enel Distribución Chile atiende la región Metropolitana de Santiago (XIII) y, a su vez, cuenta

<sup>177</sup> Más información acerca de las empresas, filiales y relaciones entre ellas se puede encontrar en <http://www.centralenergia.cl/actores/distribucion-chile/>

<sup>178</sup> Distribuye gas en 18 provincias, atendiendo a casi 0,6 millones de clientes y realiza la distribución y transporte de electricidad en trece provincias, donde cuenta con 2,7 millones de clientes. Asimismo, por medio de CGE tiene participación en la planta GNL de Quintero (Gas Natural Fenosa, 2016a). Para más información concerniente al gas ver capítulo 8.

<sup>179</sup> Transnet cuenta, a su vez, con las filiales CGE Distribución en las regiones entre la V y la IX- incluyendo la región XIII-, Conafe en las regiones IV y V; y Emelat en la región III.

<sup>180</sup> Enel es la nueva imagen de Chilectra, Endesa y Enersis, que además controla a las tres compañías.

con las filiales Empresa Eléctrica de Colina (comuna de Colina) y Luz Andes (también en la región XIII).

Otro conglomerado es el de Sempra Energy, que mediante su filial Chilquinta Energía distribuye a diferentes provincias de la V Región. Chilquinta Energía cuenta con diferentes filiales: Compañía Eléctrica del Litoral (V Región), Energía de Casablanca (provincias de las regiones V y XIII), Luzlinares (provincias de la VII Región) y Luzparral (provincias de las regiones VII y VIII).

El siguiente es el grupo Saesa, que por medio de Inversiones Eléctricas del Sur posee diferentes filiales en el país. La empresa Saesa distribuye energía en provincias de las regiones IX y X, la empresa Frontel en las regiones VIII y IX, la Compañía Eléctrica de Osorno en la provincia de Osorno (X Región), Sagesa en los sistemas medianos Hornopairén y Cochamó y Edelaysén en los diferentes sistemas de la región del Aysén (Aysén, General Carrera y Palerna).

Finalmente, pueden distinguirse un conjunto de diferentes compañías que operan en otras provincias y comunas del país. Destaca Sasipa SpA, filial de la estatal Corfo, encargada de la generación y distribución de energía en la Isla de Pascua. Otras empresas distribuidoras quedan recogidas en la siguiente tabla. Entre estas se encuentran cooperativas de distribución eléctrica<sup>181</sup>, que se crearon para electrificar zonas rurales, donde las grandes empresas no querían prestar sus servicios.

**TABLA 43. Otras empresas distribuidoras del país**

Empresa	Área de actuación
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	Puente Alto (XIII)
Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica de Chillán Ltda. (COPELEC)	Provincia de Ñuble (VIII) y Comuna de Florida (VIII)
Cooperativa de Abastecimiento de Consumo Eléctrico Curicó Ltda. (CEC)	Provincia de Curicó (VII)
Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda. (Coopelan)	Comunas de Los Ángeles, Mulchén, Santa Bárbara, Quilleco y Laja (Provincia Biobío, VIII Región)
Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Ltda. (CODINER)	Zonas rurales de La Araucanía (IX)
Enelsa	Provincia de Limarí (IV)
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. (Crell)	Diversas comunas de la región de Los Lagos (X)
Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda. (COELCHA)	Diversas comunas de la provincia del Biobío (VIII)
Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda. (SOCOEPSA)	Comunas de Paillaco, Máfil, Panguipulli, Futrono, Los Lagos y La Unión (X)
Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. (COOPREL)	Río Bueno (XIV)
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A. (EMELCA)	Casablanca (V)
Empresa Eléctrica Municipal de Til Til	Tiltil (XIII)
Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda. (COOPERSOL)	Putre (XV)

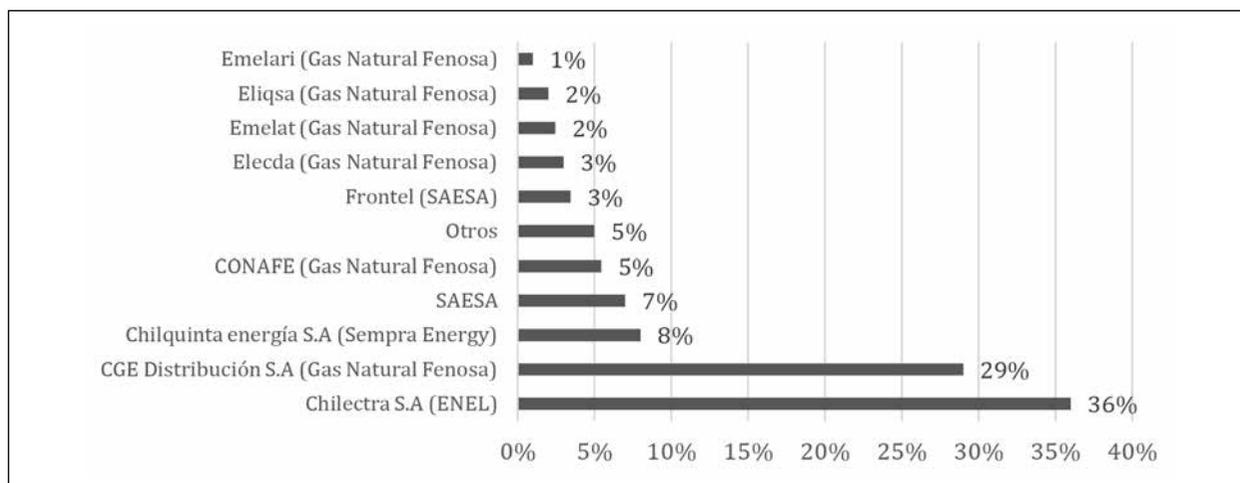
Nota: entre paréntesis se indica la región a la que pertenecen.

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

<sup>181</sup> Las cooperativas COPELEC, CEC, CODINERCOPELAN, CRELL, COELCHA, SOCOEPSA y COOPREL, están asociadas a FENACOPEL, la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas. En 2016 suministraban a 140.698 clientes, con 22.432 km de redes de distribución (8.030 de baja tensión y 14.403 de media tensión) (FENACOPEL, 2017).

En el siguiente gráfico se muestra cómo la demanda de clientes regulados se distribuye por empresa distribuidora. Como se puede observar, existe una elevada concentración en un pequeño grupo de distribuidores como Gas Natural Fenosa y Enel. En efecto, Enel, CGED, Chilquinta y SAESA, en 2015 vendieron el 97% de la electricidad del país (Romero, 2016).

**GRÁFICO 40. Distribución de la demanda de clientes regulados por empresa distribuidora en 2015**



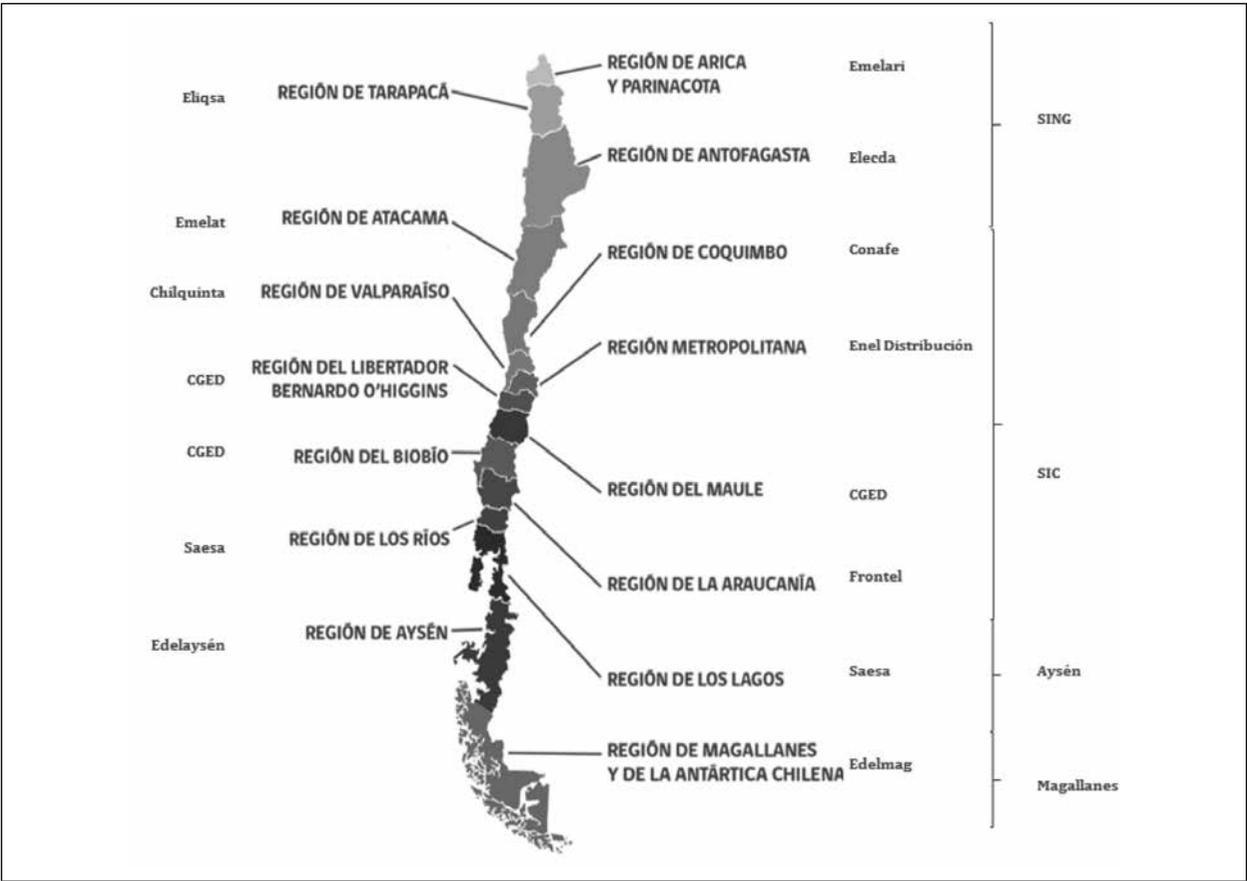
Nota 1: Conafe-Elecda-Emelat-Eliqsa-Emelari así como CGE Distribución, incluyendo sus absorbidas Emelectric, Emetal y Enelsa son todas filiales del Grupo CGE.

Nota 2: para más información acerca de la evolución de la actividad de distribución por compañías ver anexo 16.

Fuente: (CNE, 2016a) y elaboración propia.

A continuación se recoge un mapa con las principales compañías de distribución por región. Como ya se ha comentado, la concesión de distribución no es en exclusiva, de manera que existen otras compañías que distribuyen en dichas zonas. A modo de ejemplo, CGE, mediante sus filiales Elecda y Transemel, suministran en la región de Antofagasta. De igual manera, Conafe, CGE y Transnet suministran en Valparaíso.

**MAPA 20. Distribución geográfica de las principales compañías distribuidoras**



Fuente: elaboración propia a partir de (EEléctricas, 2017).

**9.2.3.3. Remuneración de la actividad de distribución**

En su actividad, las compañías distribuidoras incurren en costes administrativos (cargo fijo mensual), costes por el consumo de energía (electricidad que debe comprar + pérdidas), costes por la potencia punta del consumidor (potencia que debe comprar + pérdidas), costes por demanda de potencia del cliente en las horas de demanda máxima local del sistema (ampliación de sus instalaciones, subestaciones, líneas y transformadores de alta y baja tensión) y costes por demanda de potencia no coincidente con la demanda máxima del sistema. El tipo de empresa distribuidora, así como su ubicación geográfica<sup>182</sup>, inciden en los costes tanto como el tipo de fuente.

Las distribuidoras trasladan a sus clientes regulados los precios promedios vigentes para dichos suministros. El mecanismo de traslado a tarifas de los costes del mercado mayorista para clientes regulados no genera riesgos financieros ni pérdidas económicas para los distribuidores (Chicier, 2013).

En el caso de suministro de energía a grandes clientes, con capacidad de negociar sus compras de energía, lo que no se requiere es que se sometan a regulación de precios. Así,

<sup>182</sup> Conforme aumenta la concentración del consumo en una determinada zona de concesión, más barato será el coste (Empresas Eléctricas A.G., 2016).

los grandes consumidores dentro de una zona de concesión pueden contratar su suministro directamente con empresas generadoras, en la medida que las redes estén regidas por un sistema de libre acceso para distintos comercializadores, a tarifa regulada por el uso de ellas (Piña, 2008b).

Las distribuidoras tienen su riesgo relativamente controlado por medio de contratos de venta de electricidad a clientes libres o regulados<sup>183</sup> (Deloitte, 2016b). El precio que estas empresas pueden cobrar a los usuarios ubicados en su zona de distribución incluye los precios de generación, transmisión y los valores agregados de costes de distribución:

$$\text{Precio a usuario final} = \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)} + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}^{184}$$

El precio nudo consiste en el precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios. Se calcula como el promedio de los costes marginales de generación de electricidad, al operar el sistema al mínimo coste actualizado de operación y de racionamiento. Viene fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Actualmente estos precios serán los que resulten del proceso de licitación de bloques de energía.

Por su parte, el Valor Agregado de Distribución es el pago que se realiza a la empresa distribuidora por sus servicios e incluye sus costes de inversión, operación, pérdidas y mantenimiento, así como sus gastos de administración, facturación y atención al usuario<sup>185</sup>.

El VAD se fija cada cuatro años<sup>186</sup> por el Ministerio de Energía, previo informe técnico de la CNE y es equivalente al coste medio que incluye todos los costes de inversión<sup>187</sup> y funcionamiento de una empresa tipo, eficiente en inversiones y gestión, de manera que no reconoce necesariamente todos los costes en que incurren las empresas distribuidoras. Es decir, se trata de una remuneración por incentivos, basándose en una empresa modelo.

Entre revisiones tarifarias el VAD de cada área típica es indexado mensualmente sobre la base de un índice del tipo de cambio del dólar y aranceles aplicables a los equipos importados, índices de precios locales al consumidor, índice de precios al por mayor de productos nacionales, e índice de precios del cobre (Chicier, 2013).

A base de los VAD, la CNE determina diferentes opciones tarifarias para los clientes regulados en función de sus características de consumo, potencia y tipo de medición; considerando que el VAD es un coste asociado al uso de potencia de distribución en horas punta por parte de los usuarios.

<sup>183</sup> Las tarifas a cobrar a clientes con capacidad conectada inferior a 2.000 kW dentro de sus zonas de concesión, son fijadas por la autoridad, pero se pueden pactar libremente los precios de suministro con clientes de capacidad superior a la indicada (Deloitte, 2016b).

<sup>184</sup> Para más información ver apartado 9.2.2.4.

<sup>185</sup> Los componentes de los costes de administración, operación, mantenimiento y comercialización del VAD, son estimados por los consultores para cada empresa de referencia (Chicier, 2013).

<sup>186</sup> Existen razones por las que se revisen anticipadamente como una variación acumulada del Índice General de Precios al Consumidor (IPC) superior al 100%, por ejemplo.

<sup>187</sup> Los costes anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo o Reposición (VNR) de las instalaciones y una tasa de actualización del 10% anual real antes de impuestos. Este valor se calcula por áreas típicas de distribución, que representan a empresas con VAD similares.

En efecto, los costes de la distribución están asociados a la potencia y no a la energía suministrada, debido a que el dimensionamiento de la red de distribución depende de la primera. A esto hay que sumar las pérdidas de energía que se producen a nivel de distribución y que hay que trasladar al consumidor final.

Una vez establecidas las tarifas preliminares, la CNE comprueba que las distribuidoras obtendrían la tasa de rentabilidad adecuada. Además, deberá verificar anualmente que con los ingresos y costes de explotación reales, la rentabilidad de las distribuidoras se sitúa en una cifra que no se diferencia en más de 4 puntos del 10% (entre el 6-14%). La rentabilidad es evaluada en un horizonte temporal de los activos de 30 años y se considera un valor residual de cero.

Así, la distribuidora recauda para sí misma el VAD, es decir, el VAD es la remuneración por la actividad de distribución, donde se incluyen los costes fijos, los costes de las pérdidas, los costes de inversión y los de operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada (Chicier, 2013).

#### 9.2.3.4. *La generación distribuida en Chile*

Un tema que está adquiriendo importancia en el panorama eléctrico chileno es el de la generación distribuida, más si se tiene en cuenta que puede permitir asegurar la calidad del suministro en zonas alejadas de los grandes núcleos de población e industriales.

Sin embargo, no se trata de un tema novedoso. En efecto, la Ley N° 19.940 de 2004 otorgó el derecho a conectar en distribución pequeñas instalaciones de generación cuyos excedentes de potencia fueran menores de 9 MW conectados a sistemas eléctricos de distribución (pequeños medios de generación distribuida, PMGD) (Systep, 2016b). Las inyecciones realizadas por estas instalaciones deben comercializarse en el mercado eléctrico, con un procedimiento de despacho simplificado.

Todo PMGD operará con autodespacho, es decir, el operador del PMGD determinará la energía y potencia inyectada a la red de distribución, ya que se considera que los PMGD no tienen la capacidad de regular sus excedentes (Rudnick).

Mediante esta Ley se eximía, de manera parcial o total, del pago de peajes a los generadores de electricidad con instalaciones menores de 20 MW, por el uso que sus inyecciones de potencia realizan del sistema de transmisión troncal (Systep, 2016b).

No obstante, los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo con lo establecido en el artículo 71°-43 de la Ley N° 19.940 (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006).

Como consecuencia de esta modificación de la Ley General de Servicios Eléctricos, se desarrolló en 2005 el Decreto Supremo (DS) 244<sup>188</sup>, por el que se regularon los pequeños medios de generación distribuida y se estableció la coordinación con el CDEC (actualmente

<sup>188</sup> Decreto 244 de 2005. Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (09.09.2005).

CISEN) y la distribución, con el fin de facilitar la participación de los particulares en la generación distribuida y mantener la seguridad y calidad del servicio eléctrico.

Así, los dueños de las pequeñas instalaciones deberán informar al CDEC respecto de su inyección horaria en el punto de conexión. Estos podrán optar por dos opciones de venta<sup>189</sup>. La primera es una venta de energía al coste marginal instantáneo y de sus excedentes de potencia al precio nudo. La segunda opción consiste en un régimen de precio estabilizado (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006).

El coste marginal instantáneo con el que se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado, corresponderá el coste marginal horario calculado por el CDEC en el punto de conexión del PMG al sistema (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006).

El precio estabilizado para valorar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dicho régimen, corresponde al precio de nudo de corto plazo de la energía publicado semestralmente por la CNE (abril/octubre), calculado como una media ponderada de los costes marginales promedios proyectados para los próximos 48 meses<sup>190</sup> (Systep, 2016b). La elección de uno u otro debe ser comunicada al CDEC seis meses antes de la entrada en operación y permanecer en ella al menos por cuatro años (Systep, 2016a).

El régimen a elegir es una decisión estratégica importante. Optar por comercializar a precio estabilizado podría entregar un menor retorno que vender al mercado *spot*, pero más estable y con menos riesgo para el inversor. La gran mayoría de los PMGD están sujetos al coste marginal, a excepción de algunos proyectos suscritos recientemente a precio estabilizado. Ello se debe a que los altos valores del coste marginal de los últimos años y los mayores costes de inversión de muchas tecnologías renovables incentivaron la adopción del coste marginal para rentabilizar los proyectos y reducir el tiempo de retorno de la inversión, lo que no era posible con el precio estabilizado (Systep, 2016a).

La distribuidora tiene la obligación de permitir la conexión de los PMGD dentro de unos límites de calidad y seguridad de suministro. Además, deberá emprender las obras necesarias para la inyección de potencia de los PMGD, cuyos costes correrán a cargo de los propios PMGD. Estos además deberán desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos.

Como se ha comentado, el uso de las instalaciones de la distribuidora, que realiza la inyección de los excedentes a un PMGD, no da lugar a un pago de peajes. Sin embargo, los PMGD que realizan uso de las instalaciones de la distribuidora, con objeto de dar suministro a los usuarios no sometidos a regulación de precios, en una determinada zona de concesión de distribución, deberán pagar el peaje por el acceso. De igual manera, si

<sup>189</sup> En virtud del Decreto 244 es necesario reglamentar el procedimiento para la determinación de los precios y de los mecanismos de estabilización de precios, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9 MW (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006).

<sup>190</sup> Este precio nudo o estable en la actualidad ronda los US\$ 64 por MWh, y se basa en un cálculo complejo de los tipos de acuerdo de compra de energía (PPA) por medio del sistema de energía, pero que es esencialmente similar a la tarifa regulada o *feed-in tariff*, con un riesgo menor, pero al alza (Deign, 2016).

el PMGD participa en las transferencias de energía y potencia entre las eléctricas, deberá pagar peaje por el uso de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional (Rudnick, 2016c).

Para tener una adecuada coordinación de los medios de generación distribuidos se establecieron procedimientos, metodologías y demás exigencias técnicas indispensables para que sean conectados a la red de media tensión de los concesionarios de servicio público de electricidad. Sin embargo, no se creó una Norma Técnica para la baja tensión. Debido a lo anterior, los PMGD conectados a media tensión han tenido una mayor expansión, mientras los PMGD conectados a baja tensión no han encontrado la manera de participar en la generación (Rudnick).

Con posterioridad, en 2014, la Ley N° 20.571 permitió a los clientes regulados<sup>191</sup> de las empresas distribuidoras generar su propia energía, autoconsumirla y verter el exceso a la red, ya que se entiende que no cuentan con capacidad de regulación de sus excedentes (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2006). Esta ley es de aplicación a sistemas de generación de hasta 100 kW de ERNC o de cogeneración eficiente.

A partir de este momento se podrá inyectar la electricidad no utilizada a la red, y se tomará de la misma la electricidad necesaria cuando no se disponga de ella. La electricidad inyectada se medirá adecuadamente así como los consumos. Después, se valorará y se descontará de la cuenta por el suministro eléctrico de los clientes. Esta ley se conoce como *Netbilling*, *Netmetering* o Generación Distribuida, y concede el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora a un precio regulado (SEC, 2017).

Esta nueva ley, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, resulta de suma importancia si se tienen en cuenta los elevados costes de producción de energía.

Los equipamientos que deseen acogerse a esta ley deberán identificarse en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en concreto en la Unidad Técnica Especializada en ERNC. La SEC garantizará que se cumplen los requisitos técnicos necesarios (SEC, 2017). De esta manera, quedan fuera de la aplicación de esta ley todos aquellos proyectos que distribuyen energía sin concesión (Ascencio Otárola, 2016), por ejemplo, proyectos de un ámbito más doméstico. Por tanto, podría decirse que existen dos tipos de generación distribuida que se recogen en la siguiente tabla.

---

<sup>191</sup> Se corresponden, en general, con pequeños y medianos consumidores que tienen una capacidad conectada inferior a 2.000 kW.

TABLA 44. Generación distribuida en Chile

<i>Netbilling</i>	Pequeños medios de generación distribuida (PMGD)
<100 kW	Hasta 9 MW
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Consumidores con tarifas reguladas,</li> <li>-Energías renovables o cogeneración eficiente,</li> <li>-Procedimiento de conexión simple,</li> <li>-Distribuidora descuenta del consumo el valor de la energía inyectada,</li> <li>-La energía inyectada se valora a la tarifa (80-110 US\$/MWh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Cualquier tipo de consumidor (regulado o libre),</li> <li>-Cualquier tipo de proyecto (energía),</li> <li>-Se puede emplear el mismo empalme para consumir e inyectar a la red de distribución,</li> <li>-Hasta 1,5 MW existe un procedimiento de conexión a la red abreviado,</li> <li>-La energía inyectada se vende a empresas de generación eléctrica (CDEC),</li> <li>-Venta de energía a coste marginal (horario) o a precio estabilizado (precio de nudo, calculado por la CNE cada 6 meses, hoy +-60US\$/MWh)</li> </ul>

Nota: recientemente la empresa española Solarpack ha obtenido financiación por 35 millones de dólares para tres proyectos fotovoltaicos bajo el esquema de PMGD. Cada proyecto es de 10,5 MW y se ubicarán en el desierto de Atacama (Díaz López, 2017).

Fuente: (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2016).

En el 2016 el Ministerio de Energía de Chile anunció la creación de un nuevo Comité de Industria Solar, así como un rediseño del área de energías renovables, con el fin de promover las instalaciones de energía renovables de autoconsumo (Comité Solar, Gobierno de Chile, 2016).

#### 9.2.3.5. *El futuro de la distribución de energía eléctrica*

El actual marco regulatorio de la actividad de distribución vigente actualmente en Chile fue diseñado en los años ochenta, en un momento con necesidades y circunstancias diferentes de las actuales. En aquel momento la prioridad era la electrificación del país, en un entorno en el que los consumidores jugaban un papel pasivo.

Treinta años después, y tras una evolución creciente del consumo eléctrico, el sector se enfrenta a nuevos retos, como el papel más activo de los consumidores (los prosumidores), que plantean la necesidad de adaptar el marco regulatorio a esta nueva situación. A esto también hay que añadir el desarrollo tecnológico en ámbitos como la medición inteligente y el transporte eléctrico, con una tendencia hacia una energía baja en carbono.

Por ello, la actual red de distribución, de carácter tradicionalmente radial, es previsible que tenga que evolucionar hacia una red más interconectada de norte a sur y más mallada, donde existan más interconexiones, más “microrredes” y donde las tecnologías de la información y comunicación jueguen un importante papel. En este sentido, previsiblemente se avanzará hacia un modelo híbrido con redes de transmisión como columnas vertebrales y redes de distribución, dinámicas e interconectadas (Rudnick, 2016b), donde la accesibilidad, la calidad<sup>192</sup> y la disponibilidad de las redes son fundamentales.

<sup>192</sup> La mejora de la calidad requiere de inversiones en las redes de transmisión y distribución como una arquitectura tolerante al fallo, líneas soterradas o por encima de árboles; en sensorización de la red y teleinformación, automatización de la misma y optimización de operaciones de campo (Gas Natural Fenosa, 2016b).

En este proceso se espera que aparezcan nuevos agentes y operadores de redes en el sistema de distribución, de acuerdo con Rudnick, H. (Revista EI, 2016). Entre estos agentes se encuentran proveedores de tecnologías de generación y control, agregadores de consumos, consumidores más sofisticados con mayor información y almacenadores de su propia energía, entre otros.

En este contexto, surge la necesidad de nuevos modelos de negocio y regulación, que permitan responder a los retos que aparecen como el empoderamiento del consumidor, ya mencionado; la creciente adopción de tecnologías de gestión energética, la implantación de nuevas tecnologías como las de redes inteligentes y la creciente penetración de la movilidad eléctrica. Otros desafíos son el creciente interés de los consumidores por una energía sostenible, la implantación de microrredes, al aumento del análisis de datos, las expectativas crecientes relativas a la resiliencia, etcétera.

En este contexto resulta necesario desarrollar incentivos para un despliegue de la red eficiente y retribuir las inversiones destinadas a la mejora de la calidad, tal y como prevé la Agenda de Energía 2050.

Respecto del esquema tarifario y de remuneración de la distribución, esta parece no haber emitido las señales adecuadas para mejorar la eficiencia de las empresas, ni para introducir una mayor diferenciación de tarifas para el cliente regulado.

En este ámbito de las tarifas, los procesos tarifarios en Chile han ocasionado problemas y, por tanto, discusiones acerca de la tasa de coste del capital, el tratamiento de las plusvalías y la obsolescencia, así como otras cuestiones como la indivisibilidad de las inversiones (Rudnick, 2016b). Por ello, se hace necesario desarrollar nuevos incentivos a la calidad del servicio y desarrollar un modelo de remuneración coherente con una nueva definición (Starace, 2016).

Otra de las cuestiones que se deberían resolver es la reducida competencia que existe en el suministro a clientes libres, que se encuentran en la zona de una determinada concesión de distribución. Como consecuencia, el cliente se ve prácticamente obligado a comprar a dicha distribuidora, que le traslada todos sus costes y no se esfuerza en mejorar su eficiencia, ni en buscar unos menores costes de suministro (Rudnick, 2016b).

En el contexto anterior, el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. iniciaron en septiembre de 2016 un proceso público participativo para definir el futuro del segmento de distribución eléctrica en Chile (Aminera, 2016)<sup>193</sup>.

Como se acaba de señalar, hay varios retos que el gobierno deberá enfrentar con este proceso de reforma, pero además, la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) realizó en 2011 algunas propuestas concretas<sup>194</sup> que siguen siendo de actualidad,

<sup>193</sup> Se han organizado cuatro grupos de trabajo. El primero pertinente al desarrollo de la red de distribución, el segundo respecto de financiación de la red del futuro y su tarificación, el tercero concerniente a los modelos de negocio de la distribución y el último pertinente a los servicios de la red del futuro (Empresas Eléctricas A.G., 2017). Estos grupos de trabajo han funcionado según la CNE hasta enero de 2017 y su tarea se ha enfocado en lograr un diagnóstico compartido, que recoja tanto los problemas actuales como los desafíos. Todo esto servirá de base para el desarrollo de un anteproyecto de ley de distribución eléctrica para el segundo semestre de 2017. Para más información del proceso se puede consultar <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/8699-2/>.

<sup>194</sup> (Rudnick, 2016b).

y que se podrían analizar con ocasión de este proceso de revisión de la normativa de distribución.

En primer lugar, se consideró la necesidad de realizar un estudio tarifario completo (VAD y tarifas finales). En este sentido se plantean cuestiones relativas al aumento de la rentabilidad de las empresas distribuidoras. La opinión generalizada es que las compañías mejoraron su eficiencia, pero los resultados no los trasladaron a los clientes.

A continuación se planteó que el panel de expertos resolviera las discrepancias entre estudios. En este sentido, se recomendaba mantener el esquema de dos estudios tarifarios por área, incorporando a este panel de expertos, con el fin de que decidiera entre uno u otro estudio.

La tercera cuestión que se podría revisar es la modificación de la tasa de descuento. Sería preferible emplear una tasa de mercado de largo plazo así como los niveles de riesgo del negocio. Actualmente se emplea el 10% y debería ser revisado cada cuatro años por el regulador, pero restringiendo el cambio de cada período, con el fin de no introducir demasiado riesgo a la inversión.

Además se planteó la opción de crear la figura del comercializador<sup>195</sup> como agente que compra y venta de energía en el mercado minorista. Se entiende que hasta ahora no existe, ya que es el distribuidor quien realiza dicha actividad y a diferencia de lo que sucedía en España (por ejemplo), las actividades de generación y distribución no están integradas en una misma compañía.

Finalmente se planteaba modificar la tarifa BT1, incorporando tarifas flexibles, por medio de estímulos a la eficiencia, contadores inteligentes, venta de energía verde y *net metering*. Además, se planteaba eliminar los subsidios a la tarifa BT1<sup>196</sup>, identificando las potencias consumidas mediante los contadores inteligentes.

### 9.3. El mercado eléctrico chileno

De acuerdo con la ley del sector eléctrico, existen dos categorías diferentes de consumidores: los no regulados y los regulados.

No obstante, las generadoras eléctricas cubren no solo la demanda de las distribuidoras que suministran a los clientes regulados (precios de nudo)<sup>197</sup>, y de clientes finales no regulados a los que se les puede vender a precios libremente pactados, sino también las procedentes

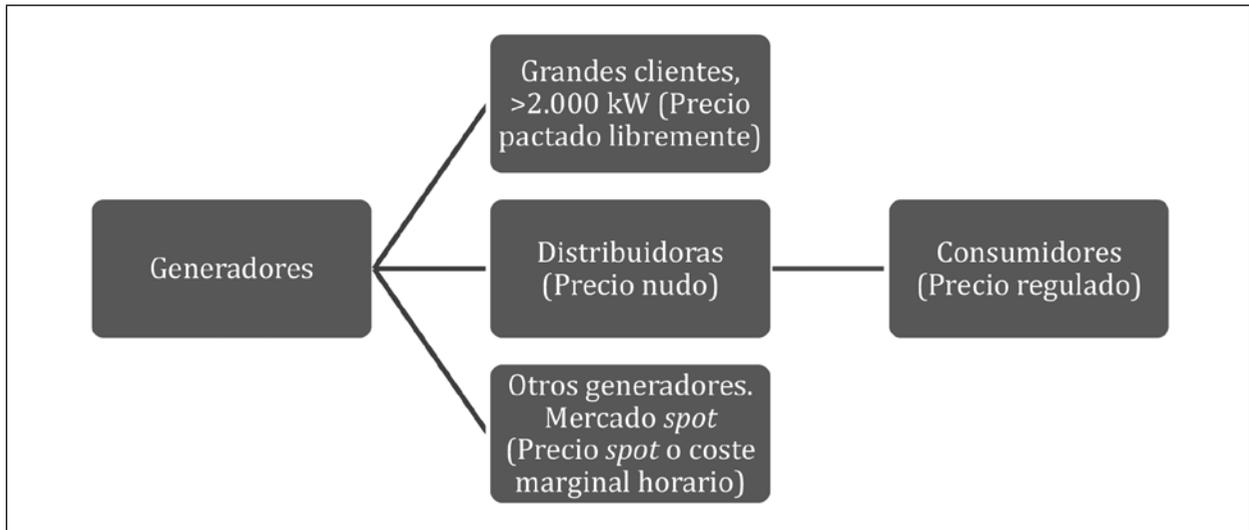
<sup>195</sup> Hasta ahora, las labores de comercialización las vienen desempeñando generadores y distribuidores. Aunque no existe impedimento legal para que un generador suministre consumos regulados en un área de concesión de una distribuidora, son las distribuidoras las que suministran a los consumidores regulados como consecuencia de la normativa del cálculo de los peajes de distribución. En todo caso, se observa que la actividad de comercializadores puros, es decir, intermediarios de energía sin generación propia, no se encuentra regulada.

<sup>196</sup> Es la tarifa más simple. Solo mide la energía consumida por el cliente y no existe ningún cobro directo por la potencia demandada. Los consumidores a baja tensión con una potencia contratada inferior a 10 kW pueden optar por esta tarifa. Es tarifa elegida por la mayoría de los consumidores residenciales.

<sup>197</sup> En este caso, el precio de la energía generada es el resultante de las licitaciones realizadas por las empresas distribuidoras para abastecer a consumidores o clientes regulados. Las empresas distribuidoras compran la energía a las generadoras. El resultado de esta transacción fija el precio al que se añade el peaje de subtransmisión, que varía en función de la zona geográfica donde se encuentra la línea de transmisión (Empresas Eléctricas A.G., 2016) (Empresas Eléctricas A.G., 2016).

de otros generadores (mercado *spot*, precio *spot*). En este último caso, el mercado se crea para poder cumplir con los planes de operación coordinada de las centrales generadoras por el CISEN.

**FIGURA 16. Principales demandas a las que se enfrentan los generadores y precios de intercambio**

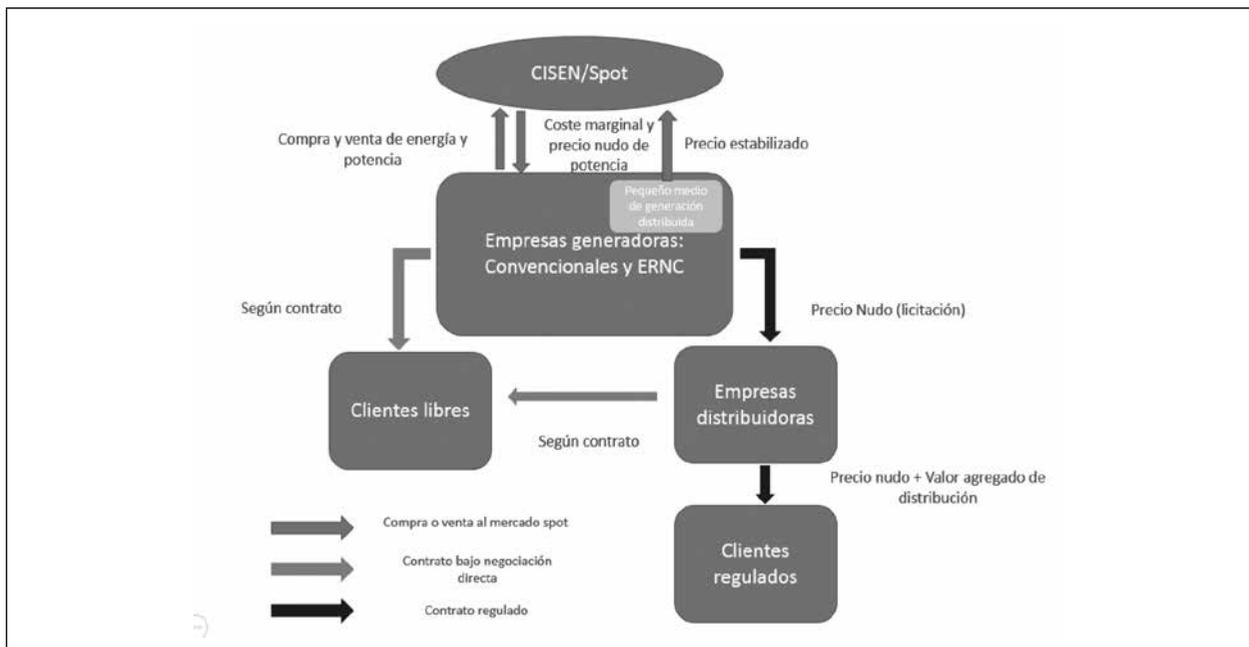


Nota: la Ley Eléctrica introdujo el mercado *spot* con un precio marginal.

Fuente: (Deloitte, 2016b), (Fernández-Cuesta Peñafiel, 2012), (Agüero, 2011) y elaboración propia.

En la siguiente figura, que completa la anterior, ilustra de forma resumida el funcionamiento del mercado eléctrico chileno.

**FIGURA 17. Funcionamiento del mercado eléctrico**



Fuente: (BBVA Research, 2014).

El mercado de generación eléctrica en Chile se organiza como un *pool* obligatorio, donde las compañías de generación pueden inyectar en un punto o retirar energía en otro punto para cubrir sus contratos<sup>198</sup>; resultando de la unión de un mercado *spot* más un mercado de contratos. En efecto, el mercado chileno no se reduce a un despacho marginalista en el mercado *spot*.

El mercado mayorista o *spot* es donde se realizan las transferencias de electricidad entre generadores. Permite la operación de corto plazo, determinando el precio y las centrales que producen hora a hora. De esta manera se cubren los riesgos por aquel agente con mejor capacidad para ello. El generador compra o vende electricidad al precio *spot* (que es el coste marginal de la última central en operación [coste variable]) y la potencia al precio de nudo de la potencia (Agüero, 2011).

Por su parte, el mercado de contratos bilaterales tiene como objetivo proveer el suministro a distribuidoras y consumidores no regulados a precios libremente pactados entre las partes. Con este tipo de contratos, los generadores, en particular los medianos y pequeños, pueden obtener u ofrecer al resto de los agentes del mercado alternativas de cobertura de precios. En cierta medida, se puede decir que el mercado de contratos diversifica el riesgo del mercado *spot*.

En Chile no existe un mercado minorista operado mediante comercializadoras para clientes regulados, donde son las distribuidoras las que desempeñan las funciones de distribución y comercialización.

En este contexto, el precio *spot* o coste marginal, así como las expectativas respecto del mismo, constituyen el precio de referencia para el sector, pero no es necesariamente el único determinante a la hora de definir los precios del suministro al consumidor final (Bustos Salvagno, 2015).

### 9.3.1. Mercado mayorista o *spot*

Como se acaba de señalar, en el mercado *spot* se efectúan transacciones de energía y potencia entre generadores<sup>199</sup>. Los productores o generadores pueden optar por vender toda su producción al denominado mercado *spot* o de corto plazo, o comercializar la energía y potencia producida en un mercado de contratos de mediano a largo plazo (Piña, 2008b). Por ello, los intercambios de energía que se realizan se corresponden con los excedentes de generación respecto de los compromisos contractuales con aquellos que presentan déficits horarios.

En el caso de que el generador suscriba contratos de suministro con algún cliente, debe comprar la energía y las potencias comprometidas en el punto de retiro que corresponda, en el mismo mercado *spot* en que antes vendió su producción, para luego venderla a su cliente, en el mismo punto, al precio convenido en el contrato.

<sup>198</sup> En el mercado se produce una dinámica de exportaciones e importaciones desde centros de generación barata hacia sectores donde esta es más cara. Por ejemplo, gran parte de la energía consumida en Santiago se produce en las regiones VII y VIII. El resultado final es que el coste de la energía varía en el tiempo según los recursos disponibles.

<sup>199</sup> Los distribuidores no participan en el mercado *spot* y deben adquirir la totalidad de su energía mediante contratos. En el caso de los clientes regulados dichos contratos deben ser licitados públicamente (Chicier, 2013). En el caso de clientes no regulados los contratos no forman parte del mercado mayorista o *spot* (Getting the deal through, 2016) y (Fabra, Montero, y Reguant, 2014).

El mercado mayorista *spot* se despeja hora a hora a base de una capacidad instalada (Fabra *et al.*, 2014) y el despacho se realiza basado en el mínimo coste variable de operación declarado por las instalaciones que participen (Garrigues, 2016).

En el mercado eléctrico, además de la energía y la potencia, se identifican como producto los servicios complementarios.

Los dos primeros se valoran al coste marginal de la energía y la potencia<sup>200</sup>. Los precios *spot* de energía y potencia en el mercado mayorista en los distintos nudos se calculan utilizando factores de penalización de energía y de potencia de punta que consideran las pérdidas marginales de transmisión de energía y de potencia.

De esta manera, el coste marginal de la energía se estima en términos horarios, a partir de la operación real del sistema eléctrico, teniendo en cuenta las variaciones de los precios de los combustibles, las condiciones meteorológicas y las paradas de las instalaciones generadores por mantenimiento u otros, así como de los sistemas de transmisión<sup>201</sup>. En este contexto, la situación de los embalses influye de manera considerable en el precio *spot*, siendo los CDEC los responsables de manejar los embalses de acuerdo con un modelo de búsqueda de valor.

Este sistema, basado en el coste marginal, garantiza que los costes variables de todas las unidades sean cubiertos, dejando un ingreso neto a las instalaciones que operan con costes variables inferiores al coste variable de la unidad marginal que marca el precio. Este precio se ha ido convirtiendo en una referencia para los contratos con clientes libres.

Por su parte, el coste de la potencia remunera la potencia firme<sup>202</sup> al precio de la potencia de punta, constituyendo un ingreso fijo anual regulado por el Ministerio de Energía. Estas transferencias se valoran al precio de nudo de la potencia correspondiente (Palma *et al.*, 2009) en (Jiménez, 2012). Se valoran, en particular, aquellas transacciones de potencia punta entre los generadores que presentan excedentes respecto de la potencia firme y los compromisos contractuales con aquellos que presentan déficit. En este caso, los intercambios se valoran al precio nodal de la capacidad (Getting the deal through, 2016).

El precio de la potencia de punta se determina como la anualidad del coste de la inversión más el coste fijo anual de operación y mantenimiento por potencia instalada, para abastecer la demanda en las horas de demanda máxima. A este coste se denomina también coste marginal de la potencia, porque refleja el coste de la instalación y el coste fijo de operación en que hay que incurrir para abastecer un incremento unitario de la demanda máxima de potencia en un sistema óptimamente operado y óptimamente instalado (Piña, 2008b).

En lo que a servicios complementarios se refiere, el Decreto 327 de 1998 contenía varias normas técnicas para la calidad y requerimientos en cuanto a seguridad; regulando en

<sup>200</sup> Existen otros cargos como la operación a mínimo técnico de centrales generadoras en el SIC o los planes de seguridad de servicios (Antuko Energy, 2012).

<sup>201</sup> El coste marginal de generación (despacho) del sistema se corresponde con el coste variable de la última unidad generadora despachada (Garrigues, 2016).

<sup>202</sup> Se entiende por potencia firme preliminar la potencia que el generador puede aportar con un porcentaje de fiabilidad predeterminado en las horas punta. Para estimarla debe tener en cuenta la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y las características técnicas de las instalaciones. Anualmente, el CDEC calcula las transferencias de potencia previstas para el año siguiente (Chicier, 2013).

mayor medida los aspectos relativos a la fiabilidad del sistema. Sin embargo, no fue hasta la Ley N° 19.940 de 2004 que se distinguieron los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico. Es tras este último que se encuentran los servicios complementarios (SSCC) (Palma *et al.*, 2009 en [(Jiménez, 2012)]).

El artículo 150 de la Ley N° 19.940 establecía que los propietarios de instalaciones eléctricas<sup>203</sup>, conectadas entre sí, deben prestar los servicios complementarios identificados como aquellas prestaciones que permiten efectuar, al menos, un adecuado control de la frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Posteriormente a su prestación, los propietarios de las instalaciones deberán declarar los costes en que incurren para su valoración por los respectivos CDEC (Jiménez, 2012).

Se han realizado estudios concernientes a la competitividad de este mercado como el diagnóstico de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico que concluye que *el mercado mayorista dista de ser un mercado perfectamente competitivo* (CADE 2012 en [(Fabra *et al.*, 2014)]). Ello según los expertos podría ser debido a la existencia de barreras de entrada para la construcción de nuevos proyectos de generación, o a la actuación de las propias empresas existentes, que retrasan el ingreso de nuevos proyectos, etcétera.

### 9.3.2. Mercado de contratos bilaterales

Como se ha comentado, los contratos bilaterales en Chile no se asocian con un activo de generación específico, sino con el tipo de cliente a quien se suministra, es decir, a un consumidor libre o una distribuidora. En el caso de contratos con empresas distribuidoras, estos pueden tomar dos formas, según sean para suministrar consumos regulados de la distribuidora (estos proceden de un proceso de licitación pública) o se trate de contratos destinados a suministrar a clientes libres a un precio libremente acordado.

#### 9.3.2.1. Consumidores libres

Los consumidores no regulados o clientes libres (con una demanda por encima de los 2 MW) deben contratar el suministro eléctrico mediante negociaciones bilaterales, de manera directa con las empresas generadoras (o en su defecto con la empresa distribuidora si se ubica dentro del área de concesión de esta última) a un precio libre. Generalmente se trata de compañías del sector industrial con alto volumen de consumo. Solo unos pocos son abastecidos directamente desde sistemas de transmisión, pero no son integrantes de los CDEC (Fabra *et al.*, 2014). En este caso, los contratos no están regulados.

Los consumidores con potencia mayor de 0,5 MW y menor de 2 MW, pueden elegir un régimen de tarifa regulada o de precio libre por un período mínimo de cuatro años de permanencia (Piña, 2008b), teniendo que informar a la distribuidora con doce meses de antelación. En este caso se encuentran, entre otros, consumidores con suministros a menos de doce meses, con calidades especiales de servicio o cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria que alimenta al cliente sea superior a 20 MW-km<sup>204</sup>.

<sup>203</sup> Generadores, transmisores, distribuidores o clientes no sometidos a regulación de precios.

<sup>204</sup> Parte final de artículo 90 D.F.L. N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, y artículo 252 del D.S. N° 327 de 1997 que fija Reglamento de la Ley general de Servicios Eléctricos.

Para abastecer a los clientes libres, las distribuidoras también deberán contratar con las compañías generadoras que puedan acceder al mercado *spot* (Bustos Salvagno, 2015). Conviene señalar que a diferencia de lo que sucede con los consumidores regulados, los distribuidores no están obligados a suministrar la energía a estos consumidores libres (Chicier, 2013).

Este mercado de contratos libres se vio afectado por la crisis del gas en la medida en que los generadores quisieron traspasar a los clientes libres el incremento del riesgo a los precios. Esta práctica comenzó a extenderse a partir de 2006 por medio de la indexación de precios en contratos libres al coste marginal (Bustos Salvagno, 2015).

### 9.3.2.2. Consumos regulados: las licitaciones

Los consumidores regulados, generalmente pequeños<sup>205</sup>, cuya potencia contratada es inferior o igual a 2 MW, están sujetos a los precios fijados por la CNE, y tanto para el SIC como para el SING dependen además de los precios resultantes de las licitaciones (Fabra *et al.*, 2014). Estos pagan el precio nudo de la energía (estimado a base del coste marginal más otro componente por capacidad), un componente de distribución (VAD) y otro relativo al coste de la transmisión. En este caso es la compañía distribuidora la que negocia con las generadoras.

Precio a usuario final = Precio de Nudo+ VAD +Cargo Único por uso del Sistema Troncal

Hasta la Ley Corta I, de 2004, el precio a clientes regulados se denominó precio de nudo o *spot* de referencia para los contratos en régimen competitivo. Este se basaba en una estimación que realizaba semestralmente la CNE y consistía en la suma de un componente que cubría los costes de operación e inversión en distribución, el precio de nudo de la energía y el precio de nudo de la potencia. A partir de la promulgación de esta Ley Corta I se introdujo un cargo por la red troncal (Bustos Salvagno, 2015).

Primero se calculaba un precio de nudo “teórico”, que consistía en el promedio de los precios *spot* pronosticados para los siguientes cuatro años y un precio de la potencia como el coste de capital de una turbina diésel para abastecer la demanda de punta del sistema. El precio de nudo de la potencia reflejaba el coste marginal anual de incrementar la capacidad del sistema bajo el supuesto de que se debía cumplir con un margen de reserva dado (Bustos Salvagno, 2015).

Con la crisis de 1998 y 1999, fruto de la sequía que llevó a interrupciones del suministro eléctrico, se modificó la forma de contratación en el mercado eléctrico, afectando al papel del precio de nudo como precio de referencia del sector. El problema que se planteó era que en caso de que hubiera un corte en el suministro, las generadoras debían pagar compensaciones, incluso en situaciones de racionamiento. Esto llevó, en ocasiones, a márgenes de comercialización negativos con un importante volumen, lo que incrementaba el riesgo de comercialización.

Ello era debido, según las generadoras, a que la forma de cálculo del precio de nudo no consideraba los riesgos del suministro, por lo que dejaron de renovar contratos de suministro a clientes regulados con distribuidoras (Bustos Salvagno, 2015).

<sup>205</sup> En esta categoría se encuentran los consumidores domésticos.

Ya en el siglo XXI, los cortes de suministro del gas procedente de Argentina supusieron otro obstáculo al desarrollo del sector eléctrico chileno. Como consecuencia del estancamiento de la inversión en generación eléctrica, en 2005, el gobierno decidió intervenir en su incentivación y en el reemplazo de la capacidad de generación a base de gas natural existente (Bustos Salvagno, 2015), mediante la creación de un sistema de licitaciones de suministro<sup>206</sup> a clientes regulados, que se instauró mediante la promulgación de la Ley Corta II en 2005.

El objetivo era que cada distribuidora licitara contratos de abastecimiento eléctrico al menor precio, con el fin de que dispusiera del suministro de energía para, al menos, los siguientes tres años. Para ello podían contar con generación propia o con contratos. Estos contratos se lograrían mediante licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Además, se estableció que las distribuidoras podrían coordinar un proceso de licitación de su demanda agregada de manera conjunta.

El marco desarrollado, del tipo *pay-as-bid*, establecía un umbral que representaba el porcentaje máximo de los requerimientos de energía para clientes regulados. El precio presentado por el oferente de la licitación no podía ser superior a un umbral calculado a base del precio nudo de corto plazo. Además, se señalaba que la indexación de los precios de energía y potencia se podía definir tanto en las bases como en las mismas ofertas de los generadores. Con todo esto se buscaba que el coste marginal tuviera el menor peso posible como señal del mercado, debido a su elevada volatilidad.

De esta manera se sustituyó el sistema tarifario vigente a base de costes marginales esperados para los siguientes cuatro años por un sistema de precios de subasta (Bustos Salvagno, 2015).

Por tanto, con la Ley Corta II las distribuidoras se convertían en los agentes que organizaban la licitación y competían por la energía de alguna área geográfica. Por su parte, los generadores debían garantizar las ofertas que habían realizado. De esta manera podría pensarse que, con las licitaciones, el generador queda exento de todo riesgo. Sin embargo, esto no es así, pues existe un riesgo de demanda. Es decir, las distribuidoras realizan la estimación de la demanda futura a cubrir, y a base de ello diseñan los bloques de energía a licitar. Sin embargo, los contratos licitados no son *take-or-pay*, por ello, la energía que finalmente se suministre dependerá de la demanda efectiva, por lo que el generador debe de seguir asumiendo un riesgo (Bustos Salvagno, 2015).

#### A. *Evolución de la regulación de las licitaciones*

En los años siguientes se fueron observando inconvenientes y limitaciones de este mecanismo. Entre ellos, un problema del sistema era la posibilidad de que alguna zona licitada quedara sin oferta o que las ofertas no cumplieran con las condiciones. Ante esta situación la solución era plantear una nueva licitación, lo que hacía subir los precios.

<sup>206</sup> Una licitación se puede definir como una solicitud de un agente o grupo de agentes por un determinado bien o servicio, para la que los interesados realizan sus ofertas, contratándose al final aquella(s) que menor precio presenta(n) (Peirano & Valenzuela, 2009). Aun cuando las licitaciones son herramientas de mercado, la autoridad interviene imponiendo un límite superior a los valores de adjudicación, con el objeto de proteger a los consumidores finales. Este techo es calculado por la CNE en función de los costes marginales del sistema en el momento de llamar a licitación.

En efecto, en cada licitación el valor máximo admisible era equivalente al límite superior de la banda alrededor de la que debía situarse el precio de nudo vigente en el momento de la licitación, incrementado en 20%. En caso de declararse desierta la licitación se debía realizar una segunda licitación con un precio máximo incrementado en 15% respecto de la primera licitación (Chicier, 2013). El precio de la potencia, no obstante, continuaba siendo regulado, estando fijado por el decreto de precio de nudo vigente en el momento de la licitación (Chicier, 2013).

Otro de los inconvenientes o desventaja era el hecho de que como podían hacerse ofertas de bloques de suministro independientes por distribuidor, los precios de abastecimiento que se obtenían eran diferentes<sup>207</sup>.

Además, las distribuidoras, en ocasiones, no tenían en consideración la evolución de la demanda, en las estimaciones futuras para las licitaciones. Esto se unía al hecho de que ellas no tenían obligaciones ni asumían riesgos, ya que simplemente trasladaban los precios obtenidos a los clientes regulados.

También se observó que los plazos de las licitaciones desde la adjudicación hasta el inicio del suministro se podían mejorar, con el fin de adaptar mejor los riesgos de los nuevos inversores. De acuerdo con la Ley Corta II, este plazo no podía ser inferior a 42 meses ni superior a 60, con el fin de permitir presentarse a proyectos aún no construidos. Sin embargo, en licitaciones del 2013 se establecieron plazos que no permitían que se pudiera construir un proyecto nuevo para abastecer el contrato, con la salvedad de algún parque eólico. Esto suponía una barrera de entrada a nuevos agentes, disminuyendo la competencia para las generadoras establecidas.

Además, las bases de licitación desarrolladas por las distribuidoras recogían un tamaño determinado para los subbloques de suministro<sup>208</sup>. En 2014 comenzaron con un tamaño de 55 GWh, que pasó a 165 GWh en 2015, para alcanzar un tamaño de 247,5 GWh para el período 2016-2027.

Esta limitación dejaba afuera a muchos actores pequeños, e incluso medianos, además, perjudicaba la competitividad del proceso. Para evitarlo era recomendable limitar el tamaño máximo de los subbloques a 35 GWh, límite que representaba un nivel de contratación razonable para una central minihidráulica de 9 MW.

Por otra parte, desde 2005 las sucesivas licitaciones de suministro de clientes regulados, según agentes del sector<sup>209</sup>, mostraron una tendencia al alza de los precios obtenidos.

En este sentido, la indexación<sup>210</sup> actuaba como un elemento distorsionador de los precios<sup>211</sup>. Los contratos se adjudicaban a las generadoras que ofrecían los menores precios, que eran la base a partir de la cual evolucionaban a base de una combinación de indexadores (precio del carbón, del GNL, del diésel o el índice CPI<sup>212</sup>). Por una parte, esto implicaba que el

<sup>207</sup> (Peirano & Valenzuela, 2009).

<sup>208</sup> (Central de Energía, 2011).

<sup>209</sup> (Central Energía, 2014).

<sup>210</sup> La función de la indexación es proteger al generador que se compromete a suministrar energía a un precio prefijado por un período prolongado, a lo largo del cual sus costes pueden variar por factores ajenos a su control.

<sup>211</sup> (Central de Energía, 2011).

<sup>212</sup> Indicador de la inflación estadounidense.

adjudicatario de un contrato por ofrecer un menor precio inicial no necesariamente iba a ofrecer el menor precio a lo largo de más de 10 años del contrato, debido a que diferentes indexaciones podían divergir sustancialmente en un plazo tan prolongado.

Por otra parte, la evolución de los precios del contrato de suministro no necesariamente debía seguir la evolución de los costes del generador por la operación de sus centrales. Ello podía llevar a indexar el precio a la variable más conveniente y no a la más representativa. A modo de ejemplo, en la licitación 2008-1 se presentaron todas las ofertas indexadas 100% al CPI, porque los precios de los combustibles en aquellos momentos eran muy elevados y se corría el riesgo de que los precios de los contratos se revisaran a la baja. El CPI, en cambio, es una medida de la inflación estadounidense que normalmente tiende al alza. En este sentido, la indexación no debería constituir una fuente adicional de ingresos.

Por ello, ante esta situación resultaba más lógico que la CNE definiera la forma de indexar los contratos de acuerdo con la tecnología de generación empleada, con un techo relacionado con el coste marginal del sistema (o más precisamente, del nodo de suministro).

Esto suponía un desafío importante para el gobierno, que se había planteado el objetivo de reducir en 25% los precios de las licitaciones. Es más, el objetivo principal del sistema de licitaciones era obtener un precio menor de la energía para los clientes regulados, empleando para ello ofertas competitivas y de calidad. Además, existía una elevada concentración empresarial en el sector.

Por ello se consideró que era conveniente realizar ajustes al mecanismo de licitaciones que permitieran lograr los objetivos. Entre las medidas planteadas se encuentran cuatro<sup>213</sup>, la primera de ellas, la creación de una agencia licitante independiente del gobierno<sup>214</sup>. Su objetivo sería garantizar el beneficio social y despertar confianza en los participantes. Se encargaría de diseñar las licitaciones y realizar un seguimiento permanente del mercado, con un análisis dinámico de las condiciones esperadas.

La segunda medida era la modificación de la evaluación de las ofertas. En este sentido hay que garantizar el suministro seguro y eficiente en el futuro, revisando la adecuación de la generación comprometida en los contratos licitados. Además, podría resultar de interés emitir certificados de energía ofertable y evaluar la solvencia financiera de las ofertas. Todo ello debería plantearse con el fin de promover la competencia y evitar la repetición de licitaciones<sup>215</sup>.

En tercer lugar, era necesaria flexibilidad para posponer el inicio de suministro, en aquellos casos no achacables al inversor en nuevos proyectos de generación. Finalmente se planteaba abrir la posibilidad al rechazo de un contrato adjudicado, en caso de que el proyecto no resultara factible en un período determinado.

Como consecuencia de todo lo anterior se decidió modificar la ley que regulaba los procesos de licitación, rebajando su precio y permitiendo la entrada de más actores en el mercado (Jurado, 2016a).

<sup>213</sup> (Central Energía, 2014).

<sup>214</sup> Si fuera el gobierno el agente al cargo, como comprador único, se debería reducir la incertidumbre futura y el riesgo regulatorio mediante una ley clara, que determinara los principales instrumentos, atribuciones, etcétera.

<sup>215</sup> La repetición de licitaciones abre la puerta a la especulación.

Así, en enero de 2015 el gobierno chileno aprobó la Ley N° 20.805, que corrigió en gran medida las deficiencias anteriores. Esta ley introducía modificaciones encaminadas a mejorar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios.

De acuerdo con esta nueva normativa, las concesionarias del servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. A este efecto, deberán contar con contratos de suministro resultado de procesos de licitación pública, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro.

La Comisión Nacional de Energía será la encargada de diseñar, coordinar y dirigir la realización de los procesos de licitación, que deberá seguir varios pasos<sup>216</sup>. En este sentido, establecerá el valor máximo de las ofertas de energía para cada bloque de suministro. Por su parte, las empresas concesionarias de distribución deberán cumplir con las respectivas bases y los requerimientos de la Comisión para la realización de los procesos de licitación (CNE, 2015c).

Ante eventualidades como un incremento inesperado de la demanda o licitaciones no cubiertas, entre otros, se podrán implementar licitaciones a corto plazo, pudiendo fijarse en las bases con condiciones diferentes (CNE, 2015c). En estos casos, el período de duración del contrato no podrá exceder de tres años. Además, los contratos resultantes estarán sujetos a un mecanismo especial de ajuste de precios, adicional a su fórmula de indexación.

Además, en la nueva ley se recoge la posibilidad de incluir en las bases de las licitaciones otros casos especiales como licitaciones con proyectos nuevos de generación, retrasos en la interconexión del proyecto al sistema eléctrico y traspasos de excedentes entre distribuidoras.

Las licitaciones con proyectos nuevos de generación pueden contener cláusulas que faculden la solicitud fundada, de posponer el plazo de inicio del suministro o poner término anticipado al contrato si, por causas no imputables al adjudicatario, su proyecto de generación se retrasara o si se hiciera inviable (CNE, 2015c). En este caso, las ofertas deberán contemplar expresamente los hitos constructivos con los plazos.

En el caso de los retrasos en la interconexión del proyecto al sistema eléctrico, el suministrador adjudicado y contratado que viera retrasada la interconexión de su proyecto al sistema eléctrico, para efectos del cumplimiento de su contrato, deberá sujetarse a la coordinación del CDEC (ahora CISEN), mediante el envío de una comunicación por escrito que también dirigirá a la Comisión. En dicho caso deberá efectuar los retiros necesarios del sistema para abastecer su contrato de suministro.

Los traspasos de excedentes entre distribuidoras se plantean en caso de que estas dispongan de excedentes de suministro contratado si pertenecen al mismo sistema eléctrico. Para ello se considerarán las diferencias que pudieran existir entre el coste marginal en el punto de suministro o compra y el coste marginal en el punto de oferta del contrato correspondiente (CNE, 2015c).

<sup>216</sup> Para más información ver anexo 17.

Por otra parte, en un inicio, las licitaciones se dividían en bloques que comprometían el suministro por 15 años durante las 24 horas del día. Como consecuencia, las generadoras con ERNC mostraron su desaprobación a este tipo de licitaciones porque el planteamiento suponía un obstáculo para la entrada de tecnologías como la solar en el mercado de los clientes regulados, como consecuencia de su intermitencia. Es más, para poder acceder debían comprar en el mercado *spot* en las horas en que no podían inyectar energía al sistema, asumiendo la volatilidad del precio de este mercado (402 Deloitte 2016).

Como resultado se obtenían precios de las licitaciones superiores y había una menor presencia de empresas, ya que tendían a participar únicamente unas pocas empresas con gran capacidad de generación. En efecto, en 2013 el precio del MWh alcanzó a US\$ 129, frente a los 65 de 2006.

Con el fin de evitar que esta situación se perpetuara en el tiempo y los precios de la electricidad aumentaran más, se planteó la necesidad de rediseñar el modelo de licitaciones para estimular la competencia y lograr unos precios de la electricidad más competitivos (Deloitte, 2016c).

De esta manera en 2013 se introdujo la posibilidad de realizar ofertas de suministro por un número de horas al día. A modo de ejemplo, la licitación 2013-3 se dividió en cuatro bloques, que representaban el 29% de la demanda del SIC a 2020. De ellos, los dos primeros se subdividieron en tres bloques (de 23:00 a 7:59 horas; de 8:00 a 17:59 horas y de 18:00 a 22:59 horas) (Deloitte, 2016c).

Esta opción ha resultado positiva y de interés para las ERNC y ha permitido el aumento en el número de agentes participantes. Así, en 2015 la última licitación se realizó mediante bloques horarios, presentándose 31 empresas oferentes (con nuevos agentes, todos ellos de ERNC) con un precio promedio de 79,3 US\$/MWh (Deloitte, 2016c).

#### B. *Algunas implicaciones de la evolución del modelo de licitaciones*

El mercado de contratos de suministro ha cambiado a lo largo del tiempo. Uno de los principales cambios ha sido la caída de la importancia del precio de nudo regulado como precio de referencia. Como consecuencia, el precio *spot* es el único precio competitivo de referencia para la contratación tanto de clientes libres como regulados.

De esta manera, se observa que, en el mercado eléctrico chileno, ha aumentado el número de contratos libres donde el precio es igual al coste marginal más una cantidad, o se encuentra indexado al precio *spot*. Este traspaso de riesgo desde las compañías generadoras hacia los clientes no está exento de problemas. Por un lado, el riesgo que se está traspasando corresponde a la volatilidad de los precios, que puede ser mejor administrado por los generadores que por los consumidores. En segundo lugar, podría generar incentivos inadecuados para la inversión (Bustos Salvagno, 2015).

Uno de los aspectos que algunos autores han destacado de las licitaciones es el elevado número de procesos declarados total o parcialmente desiertos hasta agosto de 2014 (Bustos Salvagno, 2015). Ello podría ser debido a que el precio de reserva o techo no fue suficiente para cubrir el coste de oportunidad de las empresas (i.e. el precio *spot* esperado). Otro motivo podría tener relación con el hecho que cuando las empresas tienen comprometida su generación y tienen poca capacidad disponible para “respaldar” nuevos contratos, el coste de oportunidad no es ya el precio *spot* esperado, sino que podría ser el coste de dejar de vender a los clientes libres, posiblemente a precios superiores (Fabra *et al.*, 2014).

Del mismo modo, diferentes estudios que se llevaron a cabo durante la discusión de la ley 20/25, señalaban que las ERNC no aumentarían los costes de abastecimiento. Estaban en lo cierto, pues en las últimas licitaciones solo han entrado energías renovables en el *mix*. No obstante, es necesario esperar al futuro para comprobar que estos precios se materializan.

En este sentido, algunos autores opinan que todas las estimaciones que se hicieron y los resultados que están dando las licitaciones se basan en suponer costes de la inversión en ERNC *irrealmente bajos y decrecientes por supuestas mejoras tecnológicas, factores de planta irrealmente altos, disponibilidad abundante y rápida de ERNC* y no se tiene en cuenta el efecto de la intermitencia en el sistema de transmisión y la operación del resto de centrales (Muñoz y Galetovic, 2014).

Además, se considera que se han incorporado agentes menos solventes en el sistema y que existe el riesgo de que las empresas no puedan obtener la financiación necesaria para los proyectos. Es más, varias generadoras tradicionales no se adjudicaron contratos, con los que se especula que intentarán cerrar contratos con clientes libres para demandas pequeñas (Garrigues, 2016).

En todo caso, este contexto, unido a la desaceleración económica del país y la menor producción de cobre ha hecho que los precios de la electricidad hayan caído. Además, hay un exceso de oferta en la zona norte. Por ello, la solución está en reforzar las líneas de transmisión hacia la zona central (Jurado, 2016a y Deloitte, 2016c). En todo caso, se observa que esta situación ha llevado también a una contracción del desarrollo de nuevos proyectos de renovables (Deloitte, 2016c).

Si Chile sigue con la senda descendente de los precios obtenidos en las licitaciones de suministro regulado, se logrará el objetivo de reducir los costes de la electricidad para el consumidor. Para ello es necesario avanzar hacia un mercado de generación eléctrica más competitivo, con más agentes y sin barreras de entrada.

#### **9.4. Precios de la electricidad**

De acuerdo con la legislación vigente en Chile, las tarifas eléctricas deben representar los costes reales de generación, transporte y distribución de la electricidad, de manera que transmitan las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores. Además, en Chile existe libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan las condiciones de competencia suficientes.

Son numerosos los factores que influyen en su formación como la evolución del precio de los combustibles, la variabilidad hidrológica, las restricciones a la transmisión (desacoplamiento de precios entre nudos), la variabilidad de la demanda, la regulación gubernamental, los agentes y los mecanismos del mercado (Quintanilla Hernández, 2016).

##### **9.4.1. Precios *spot* /Coste marginal**

Como se ha comentado, el precio *spot* o coste marginal es el coste variable de la unidad más cara de generación operando en un instante determinado. Este es el precio resultante del mercado mayorista o *spot*. En el caso del SIC se considera como referencia la barra Quillota 200 kV, por ser el centro de carga del sistema y la barra Crucero 200 kV para el SING (Generadoras de Chile, 2016).

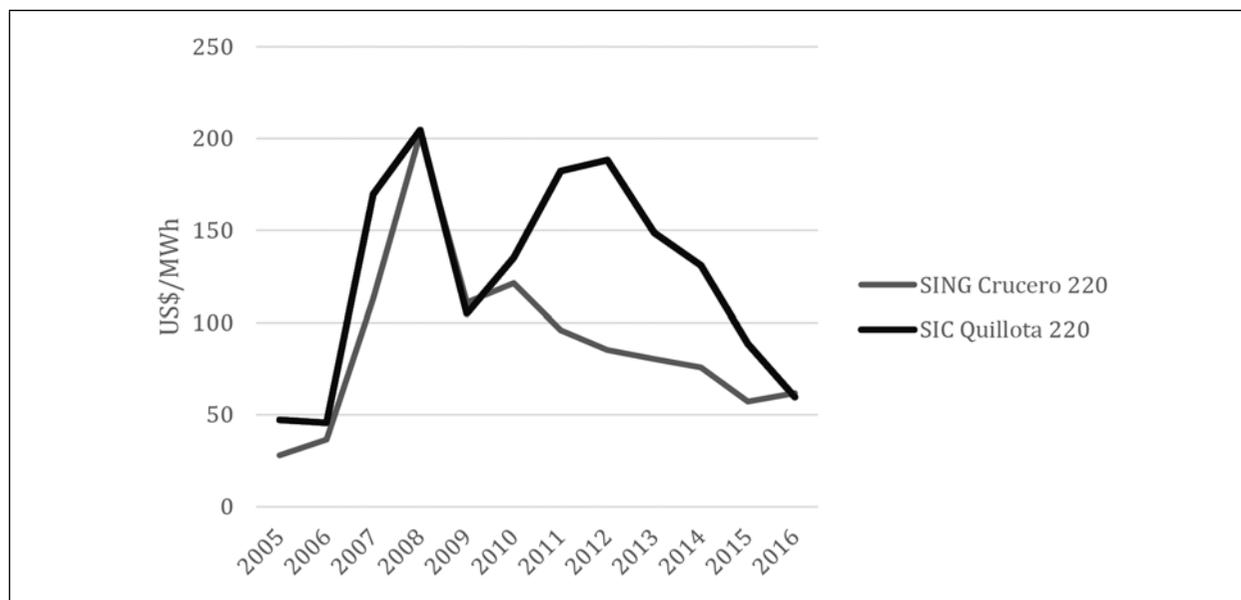
Como se puede observar en el gráfico siguiente, el SING ha experimentado una reducción continuada desde 2010 y el SIC desde 2012. En este sentido conviene señalar que se ha producido una desvalorización neta considerable del peso chileno frente al dólar (valor nominal) durante el periodo (Deloitte, 2016b).

El aumento de los precios a partir de 2005 se debe fundamentalmente a la crisis de suministro de gas de Argentina y a la sustitución de este combustible por diésel más caro y volátil, en un momento en que el precio del petróleo pasó de 50 US\$/barril a más de 100 US\$/barril.

El nuevo incremento de precios a partir de 2008, según un par de informes solicitados por la Confederación de la Producción y el Comercio (CPC), se pudo deber a que la disminución del ritmo de inversiones en grandes centrales de base (i.e. hidro y termoeléctricas) estaba incidiendo en los precios de la electricidad y en una creciente dificultad de las empresas distribuidoras y de los clientes industriales para renovar sus contratos de suministro. Es decir, el problema no parecía ser la falta de interés de las generadoras existentes o nuevas en invertir, sino la dificultad de concretar proyectos, debido, en gran parte, a la creciente oposición de grupos ciudadanos y a las trabas administrativas, políticas y judiciales que se han ido generando (Fabra *et al.*, 2014).

En 2015, el coste marginal promedio del SIC fue 24% menor que el registrado en 2014, sin embargo fue más del doble del de 2005<sup>217</sup>. En el SING, el coste marginal promedio sufrió una disminución del 32% respecto de 2014, pero creciendo 88% respecto de 2005 (Deloitte, 2016b).

GRÁFICO 41. Costes marginales por sistema



Fuente: (CNE, 2016a).

<sup>217</sup> En 2014, la producción total eléctrica fue 12.000 GWh superior a la de 2005, pero con una estructura diferente en términos de hidráulica, ERNC y carbón. Así, la generación hidráulica en 2014 fue inferior en aproximadamente 5.000 GWh a la de 2005, la generación con carbón 15.000 GWh superior y 5.000 GWh mayor la de ERNC. En 2005 y 2014 la cotización dólar/peso fue relativamente similar.

Así, el coste marginal depende de muchos factores, entre ellos la composición de la matriz de generación, la hidrología (que influye en el nivel de los embalses y en la generación hidráulica<sup>218</sup>), los precios de los combustibles y la disponibilidad de estos, etc. (Jiménez, 2012). También los incentivos a la inversión tienen su repercusión en la formación de los precios (Fabra *et al.*, 2014).

#### 9.4.2. Resultados de las licitaciones más recientes

Las licitaciones más recientes han tenido lugar en un contexto en el que se ha producido un gran crecimiento de la energía solar, eólica, biomasa y minihidráulica. Si en 2005 había aproximadamente 286 MW, en 2015 alcanzaban a 2.269 MW, lo que supone el 11,41% de la capacidad eléctrica total, generando el 10% de la demanda en septiembre de 2015. Además, en el período ha aumentado la participación del diésel de manera significativa, como consecuencia de la sustitución del gas natural que era importado desde Argentina.

Como consecuencia de dicha sustitución, de la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles importados, la dificultad para materializar ciertos proyectos de generación y los períodos de sequía, los precios del suministro han aumentado de manera continuada en el tiempo (Ministerio de Energía, 2016c).

Ante esta situación, el sistema de licitaciones, competitivo y no discriminatorio, ha buscado que las empresas distribuidoras logren los menores precios de compra de energía y, al mismo tiempo, que las empresas de generación accedan a contratos a largo plazo que les aseguren ingresos estables y permitan la expansión de la capacidad necesaria para abastecer un futuro incremento de la demanda (Central de Energía, 2011).

Desde su creación en la Ley Corta II, las licitaciones de suministro de clientes regulados evidenciaron una tendencia al alza en los precios licitados, donde las ofertas recibidas en 2013 superaron los costes de desarrollo de las tecnologías de generación más eficientes, existiendo el riesgo de que esto se proyectara a futuro (Central Energía, 2014).

**TABLA 45. Resumen de los procesos de licitación realizados**

Sistema	Proceso	Precio ofertado (US\$/MWh)	Energía adjudicada (GWh/año)	Adjudicación (%)	Años para las licitaciones
SIC	2006/01	52,9	12.076	100	–
SIC	2006/01-2	54,9	1.130	100	–
SIC	2006/02	59,8	5.700	100	–
SIC	2006/02-2	65,8	1.800	100	–
SIC	2008/01	104,3	7.821	100	–
SING	2008/01	90	2.530	100	–
SIC	2008/01-2	99,5	935	100	–
SIC	2010/01	90,3	2.200	82	–

<sup>218</sup> El manejo de los embalses viene determinado por los CDEC de acuerdo con un modelo de valor del agua (Jiménez, 2012).

Sistema	Proceso	Precio ofertado (US\$/MWh)	Energía adjudicada (GWh/año)	Adjudicación (%)	Años para las licitaciones
SIC	2012/01	129,5	924	100	–
SIC	2012/03-2	138,9	248	15	–
SIC	2013/01	128,9	3.900	78	2013, 2014, 2015, 2016-2024
SIC	2013/02				2017, 2018
SIC	2013/03	112	750	15	2014, 2015, 2016, 2017-2025
SIC	2013/03-2	108,2	11.955	92	2016-2010, 2017-2031, 2018-2032, 2019-2033
SIC+SING	2015/01	47,6	12.430	100	2021-2040, 2022-2041
SIC+SING	2015/02	79,3	1.200	100	2017-2036

Fuente: elaboración propia a partir de (Empresas Eléctricas A.G., 2017b).

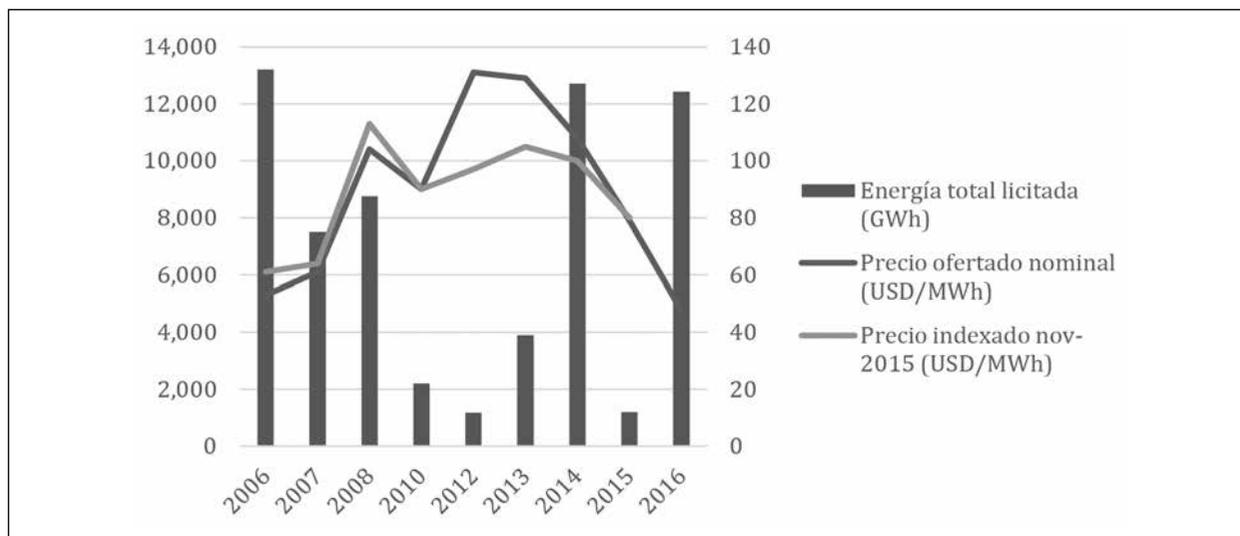
En efecto, si bien en los dos primeros procesos se obtuvieron bajos precios, en el tercer y cuarto proceso los precios de adjudicación aumentaron significativamente<sup>219</sup>. Una de las expectativas más relevantes respecto de las licitaciones era la entrada de nuevos agentes al mercado y la realización de nuevas inversiones en capacidad. Ninguno de los dos puntos se logró (Fabra *et al.*, 2014).

Tras las sucesivas modificaciones y novedades introducidas en los procesos de licitación, en la de octubre de 2015 participaron 38 empresas y entraron 31, con un precio promedio 40% menor que en la anterior. Los contratos con menores precios fueron tres parques solares (68 US\$/MWh), seguidos de dos parques eólicos con un precio de 79 US\$/MWh. Los proyectos de carbón, por su parte, presentaron precios de 84 US\$/MWh (Jurado, 2016a).

Así, en otoño de 2015, en Chile se adjudicó el 100% de los contratos a energías renovables, para el periodo 2017-2036, con un precio promedio de adjudicación de 79,3 US\$/MWh (ACERA, 2016), 71,6 euros por MWh al tipo de cambio del momento. El mismo año, en Perú, donde en la licitación se diferencia por tecnología, se obtuvo un precio promedio de 43,1 US\$/MWh y en México de 47,7 US\$/MWh (ACERA, 2016)<sup>220</sup>.

<sup>219</sup> En julio de 2008 el precio del crudo alcanzó 140 US\$/barril.

<sup>220</sup> En este sentido, hay expertos que defienden el actual esquema de licitación neutral a la tecnología, es decir, que no diferencia por tipo de tecnología, algo que sí se ha hecho en otros países como Perú (Fabra *et al.*, 2014).

**GRÁFICO 42. Evolución de los precios ofertados en licitaciones de energía**

Fuente: (CNE, 2017b) y (CNE, 2016a).

Posteriormente, en la licitación de verano de 2016<sup>221</sup> se ofrecieron 12.430 GWh/año para abastecer durante 20 años a los clientes regulados a partir de 2021. La puja estaba dividida en cinco bloques diferentes, de los que todos menos uno comenzarán el 1 de enero de 2021.

El primero y el quinto no contaban con limitaciones horarias y tenían 3.080 GWh y 7.150 GWh respectivamente, terminándose el 31 de diciembre de 2040 y de 2041. El segundo, hasta el 31 de diciembre de 2040, ofertaba 680 GWh y abastecerá consumos nocturnos, entre las 23.00 h y las 7.59 h del día siguiente. Por su parte, el tercero, hasta el 31 de diciembre de 2040, licitaba 1.000 GWh y abastecerá consumos diurnos, desde las 8.00 h hasta las 17.59 h. El cuarto, que comprende entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2041, ofrece 520 GWh para consumos del atardecer y la noche: entre las 18.00 h y las 22.59 h.

El precio medio de adjudicación fue de 47,59 US\$/MWh, por debajo de los precios obtenidos en licitaciones anteriores (108,2 US\$/MWh en 2014 y 79,3US\$/MWh en 2015) (Garrigues, 2016)<sup>222</sup>.

En este caso, la energía ofertada superó los montos licitados en siete veces, lo que parece mostrar la existencia de una amplia cartera de proyectos disponibles, así como el hecho de que hay generadores que prefieren lograr este tipo de contratos y evitar quedar expuestos al mercado *spot* que se espera se mantenga bajo en el medio plazo (por la demanda más lenta y baja en precios de combustibles fósiles) (Garrigues, 2016).

Resultado de la licitación, se ha logrado una reducción de los costes de las tecnologías eólicas y solares y se ha simplificado el sistema de tarificación, al traspasar al consumidor final todos los costes (Garrigues, 2016). En efecto, se redujo en 63% el valor de la energía

<sup>221</sup> Se refiere a la licitación 2015/01, que se resolvió en 2016.

<sup>222</sup> Las principales ganadoras fueron empresas de energía solar y eólica aunque Endesa Chile/Enel (por medio de Enel Green Power) consiguió el 50% del paquete para suministro continuo. Empresas españolas como Solarpack, Abengoa, Gestamp, Elecnor, Ingeteam y Enersis consiguieron entrar en la subasta.

respecto de la primera gran licitación de 2013 (129 dólares por megavatio hora), y 40% en comparación con la licitación de octubre de 2015. En este sentido, se espera que esta licitación, que supondrá una inversión de 3.000 millones de dólares, permita reducir 20% la factura de la luz de los consumidores a partir de 2021.

En enero de 2017 se aprobó la Resolución exenta N° 42 de 24/1/2017, que aprobó las bases definitivas de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios, licitación suministro 2017/1 (CNE, 2017a).

Esta licitación 2017/1 planteó un sistema de adjudicación de bloques horarios para permitir una mayor entrada de plantas solares. Para ello, resulta importante que las ofertas solares alcancen precios inferiores a los 40 US\$/MWh registrados en la pasada subasta (Bellini, 2017b).

En julio de 2017 la CNE anunció la siguiente licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para octubre. Dicha licitación ha recibido 24 ofertas, incluidas algunas empresas europeas de renovables, para suministrar 2.200 GWh durante dos décadas a partir de 2024. El precio medio fue el más bajo obtenido en una licitación, con 47,6 US\$/MWh (Sánchez Molina, 2017a). De todas las ofertas presentadas, la más barata ascendía a 21,48 US\$/MWh (Bellini, 2017d). El precio promedio de la subasta en que se adjudicaron 600 MW de capacidad renovable asciende a 32,5 US\$/MWh (Bellini, 2017e).

### 9.4.3. Precios nudo

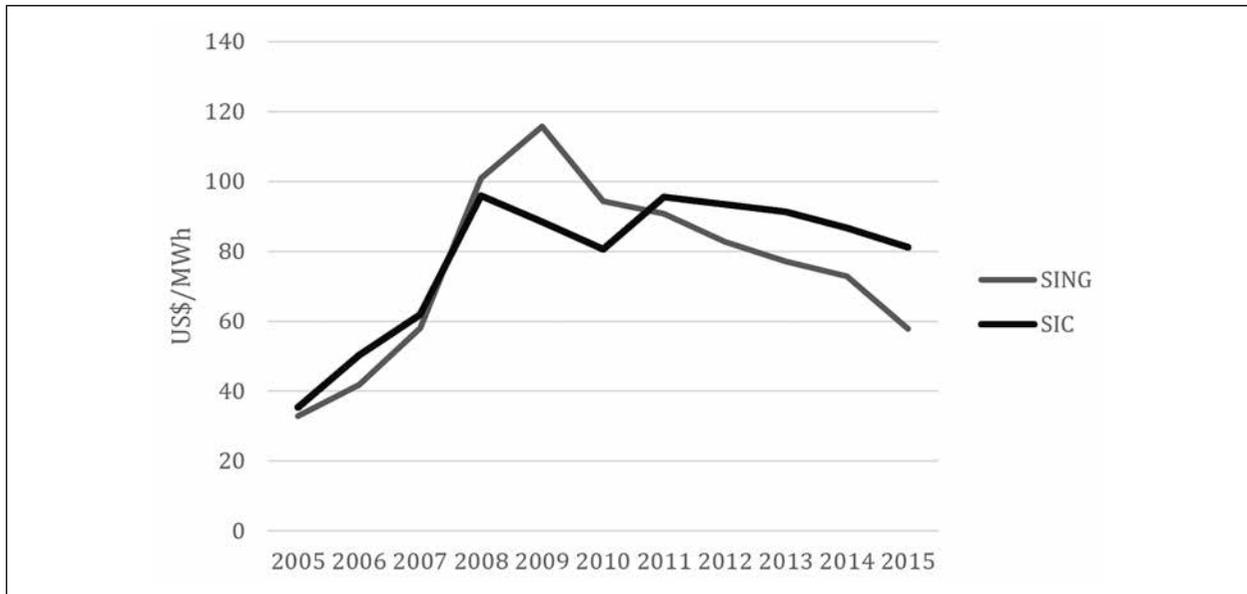
Una vez realizada la licitación, las distribuidoras cuentan con el suministro para satisfacer la demanda de sus consumidores. En aquellos sistemas con potencia generadora superior a 1.500 kW la ley distingue dos tipos de precios sujetos a fijación<sup>223</sup>: el precio nudo y el precio a nivel de distribución. Este último se revisa en el apartado siguiente.

Los precios nudo son los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución trasladan a sus clientes regulados. Se forman promediando los precios nudo de largo plazo de energía y potencia y los precios nudo de corto plazo de energía y potencia punta.

Los primeros, los precios nudo de largo plazo, son aquellos que debe pagar la empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas. Los segundos, los de corto plazo, son los precios a nivel generación-transporte que se fijan semestralmente, de acuerdo con la ley. Se definen, por la CNE, semestralmente en abril y octubre de cada año y son indexados mensualmente de acuerdo con la ley (Deloitte, 2016b). Se estima como el promedio en el tiempo de los costes marginales. En el SIC se considera para su cálculo las condiciones hidrológicas a futuro.

En el siguiente gráfico se observa una continua reducción del precio nudo desde 2011 en ambos sistemas. Como en el caso del coste marginal se ha producido *una desvalorización neta considerable del peso chileno frente al dólar (valor nominal) durante el periodo* (Deloitte, 2016b).

<sup>223</sup> (CNE, 2016c).

**GRÁFICO 43. Evolución del precio nudo de la energía eléctrica**

Fuente: (CNE, 2016a).

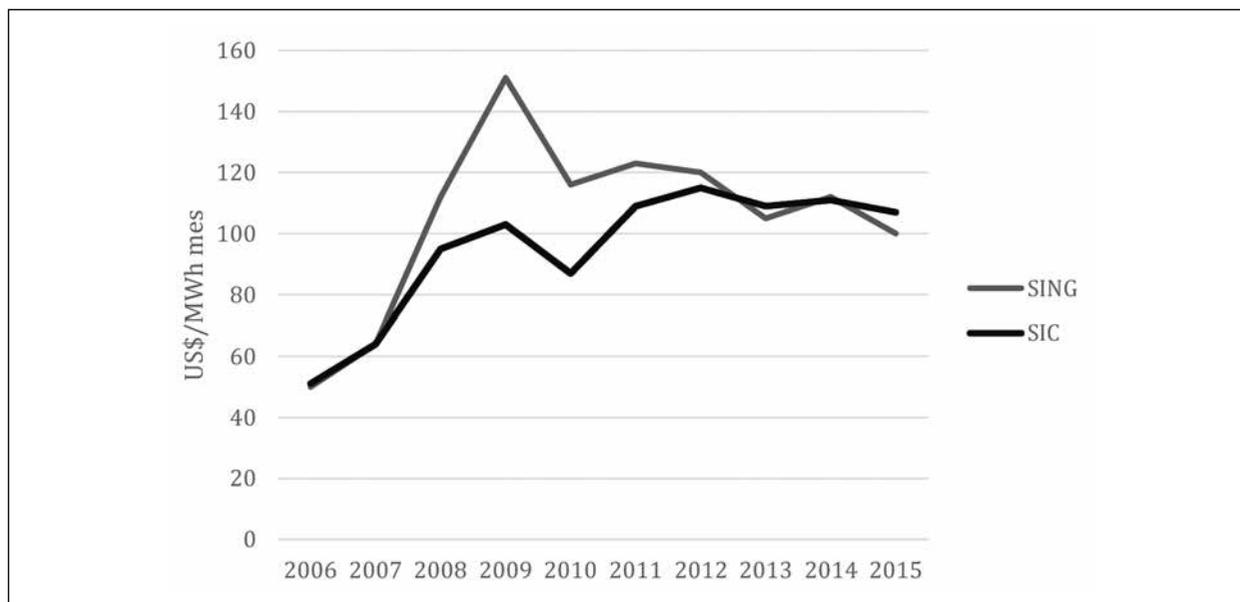
El precio nudo del SIC en 2015 fue 6,3% menor a 2014 pero más de dos veces mayor que en 2005. Por su parte, el precio nudo de energía del SING fue 20,7% menor respecto de 2014, pero 75,7% mayor que el precio de 2005 (Deloitte, 2016b).

#### 9.4.4. Precio medio de mercado

Por su parte, el precio de mercado de cada sistema se determina con los precios medios de los contratos informados por las generadoras a la CNE correspondientes a un período de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de su publicación (Generadoras de Chile, 2016).

En dicho precio se tienen en cuenta los precios de los contratos con clientes libres y los precios de suministro a largo plazo a las distribuidoras (Deloitte, 2016b). Este es el precio que se transfiere al cliente final (Chicier, 2013). Asimismo se emplea para la indexación del precio nudo.

GRÁFICO 44. Evolución del precio medio de mercado en el período 2005-2015



Fuente: (CNE, 2016a).

#### 9.4.5. Precios a nivel de distribución

Los precios a nivel de distribución se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje como pago por el uso del sistema de transmisión troncal. Así, la tarifa regulada contiene todos los costes de la cadena de suministro.

La estructura de la factura de los consumidores incluye los siguientes componentes<sup>224</sup>. En primer lugar se encuentra el cargo fijo mensual. Estimado por la autoridad, cubre los costes asociados a la lectura de medidores, facturación, reparto de facturas, recaudación y atención a los clientes y es independiente del nivel de consumo. Típicamente, equivale a menos del 10% del total<sup>225</sup>.

En segundo lugar está el cargo único por uso del sistema troncal. Está asociado al uso del sistema de transmisión troncal. Este concepto, en términos unitarios, es igual para todos los consumidores regulados, y el importe total está en función del consumo de energía. Representa menos del 1% de la factura<sup>226</sup>.

A continuación viene el cargo por energía (por kWh consumido<sup>227</sup>). Al igual que el anterior, es proporcional al consumo y depende de la tarifa vigente para la energía. En este caso,

<sup>224</sup> Para más información ver anexo 18.

<sup>225</sup> (Central de Energía, 2011).

<sup>226</sup> (Central de Energía, 2011).

<sup>227</sup> Cada kWh consumido obliga a la empresa distribuidora a adquirir ese kWh, así como las pérdidas de distribución correspondientes.

la tarifa depende de los contratos que haya suscrito la distribuidora con alguna empresa generadora. Normalmente, explica más del 90% del importe total a pagar<sup>228</sup>.

Existe otro cargo que se corresponde con la recuperación de los costes en que incurre la empresa distribuidora en función de la potencia suministrada (estándares de inversión, operación y mantenimiento). Este elemento varía en función del nivel de tensión (alta o baja).

Finalmente el cargo por energía adicional de invierno se aplica únicamente cuando el consumo supera el límite de invierno durante los meses de abril a septiembre. Se obtiene multiplicando los kWh de consumo adicional de invierno por su precio unitario.

En 2008 y en 2009, mediante los decretos 329 y 379, respectivamente, se decidió aplicar un subsidio eléctrico ante un aumento de las tarifas eléctricas del 5% (Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, 2010).

#### 9.4.5.1. Opciones tarifarias

Existen diferentes opciones tarifarias, dependiendo del consumo de los usuarios finales. Estas opciones son escogidas por el cliente y su duración es de un año, transcurrido este, el cliente puede mantenerla o cambiarla. Existen dos tipos básicos de clientes, los de alta tensión (AT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 V y los de baja tensión (BT) que están conectados con su empalme a líneas de voltaje menor o igual a 400 V.

A su vez, existen diferentes fórmulas basadas en la modalidad de registro del consumo (solo energía, potencia máxima leída o contratada, o bien potencia leída o contratada horariamente).

**TABLA 46. Principales opciones tarifarias**

Opción	Tarifa	Detalles de la tarifa	Otras características
Tarifa simple de energía	BT1	Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW.	Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW.
	BT1a	Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos se produce en meses en que se han definido horas de punta.	
	BT1b	Aplicable a los clientes residenciales con un consumo de carácter estacional, asociado, por ejemplo, a casas de veraneo o segunda vivienda.	

<sup>228</sup> (Central de Energía, 2011).

Opción	Tarifa	Detalles de la tarifa	Otras características
Tarifa con potencia contratada o leída	BT2 y AT2	Medición de energía y contratación de potencia.	<p>–En este tipo de tarifas se mide el consumo de energía y, según sea el caso, la potencia puede ser contratada por el cliente en un monto dado o leída con un medidor especial para ese efecto.</p> <p>–El medidor empleado es simple, y no puede distinguir cuándo se produce la demanda de potencia entre horas de punta y fuera de punta, como por ejemplo, clientes comerciales o alumbrado público.</p>
	BT3 y AT3	Medición de energía y medición de demanda máxima.	
Tarifa horaria	BT4.1 / AT4.1	Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.	<p>–En este caso, se mide el consumo de energía, y la potencia puede ser contratada por el cliente en un monto dado o leída con un medidor especial para ese efecto; siendo posible, además, distinguir la potencia en horas de punta y de mayor coste, de la potencia fuera de las horas de punta y de menor coste.</p> <p>–Para el caso del SIC, de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Ministerio de Energía, el período de horas de punta está comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas desde el 1 de abril y hasta el 30 de septiembre inclusive. En el caso del SING el periodo de punta se extiende entre las 18:00 y 23:00 todos los meses de año.</p>
	BT4.2 / AT4.2	Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.	
	BT4.3 / AT4.3	Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.	

Nota: el prefijo A de las tarifas indica alta tensión y la B, baja tensión.

Fuente: (Empresas Eléctricas A.G., 2016).

Además de las tarifas vigentes, cada empresa distribuidora puede ofrecer opciones tarifarias adicionales, denominadas Tarifas Flexibles Reguladas (TFR). También puede negociar directamente con el cliente, si este es libre, tal y como se ha señalado.

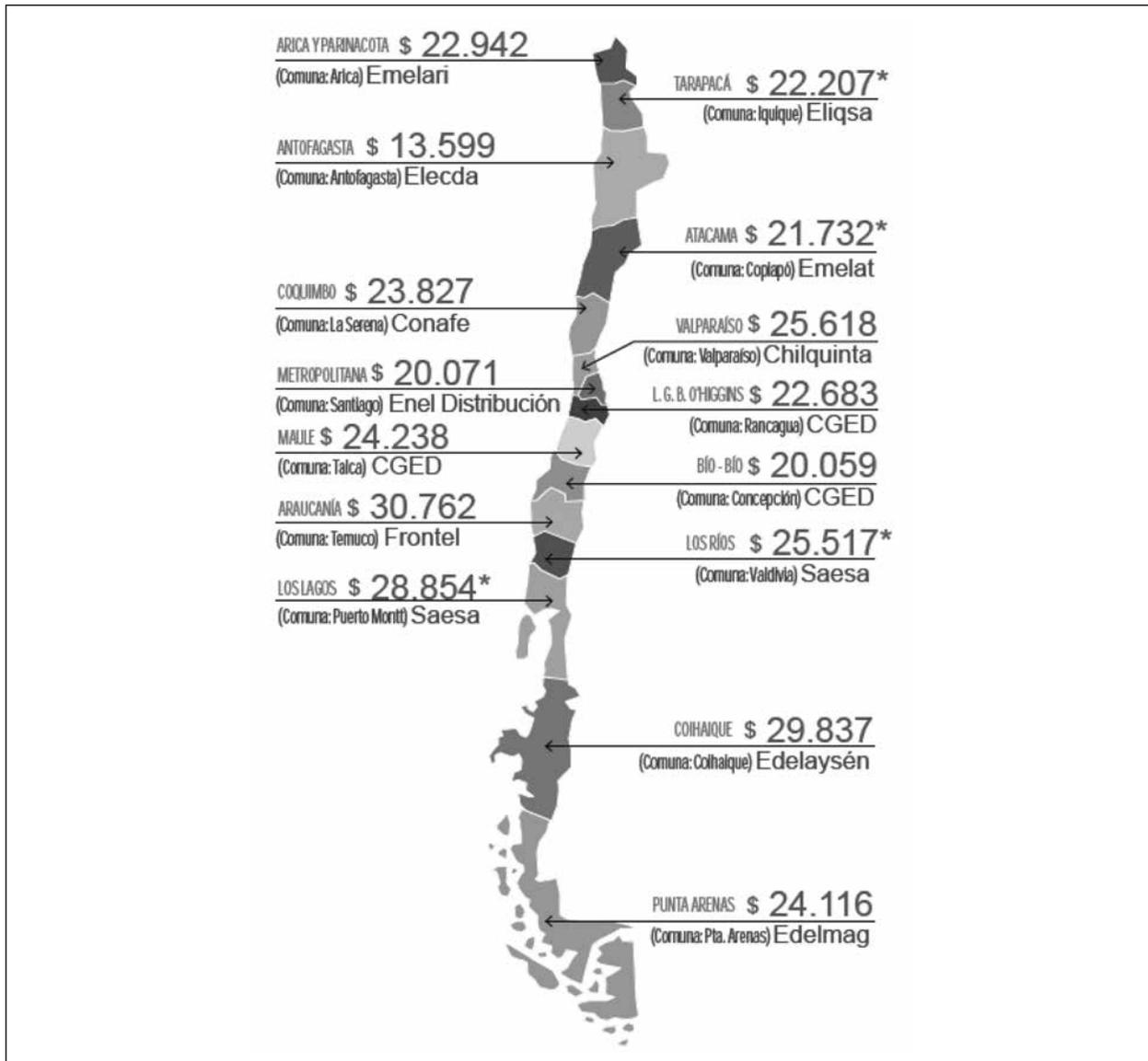
El detalle de las distintas opciones tarifarias y sus condiciones de aplicación se recogen en el Decreto N°1T/2012: Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2012-2016 publicado por la CNE. El período de vigencia de cada tarifa regulada es de 12 meses.

#### A. Consumidores domésticos

Como se ha comentado, existen diferencias por regiones que se pueden observar en el siguiente mapa. En él se representa el coste promedio asociado al consumo de electricidad de clientes residenciales ubicados en los sistemas interconectados SIC y SING.

Como se observará, existen diferencias entre regiones. Un caso destacable es el de Antofagasta que es la primera de quince regiones por potencia instalada y cantidad de energía producida.

**MAPA 21. Mapa de tarifas de electricidad a mayo de 2017 (pesos chilenos)**



Nota 1: en el cálculo se consideró un consumo de 180 kWh/mes, el que puede representar el gasto promedio de una familia compuesta por tres o cuatro integrantes. El nivel de coste se asocia a las tarifas vigentes en mayo de 2017, fijadas por el Estado, para cada comuna representativa de cada región del país.

Nota 2: el símbolo \* significa comunas que cuentan con reconocimiento de generación local (RGL) de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 20.928.

Nota 3: En mayo de 2017 el tipo de cambio promedio peso chileno/euro era de aproximadamente 741,8.

Fuente: (Empresas Eléctricas A.G., 2017b).

A continuación se presenta la composición de una factura tipo para clientes con tarifa BT1a, que se corresponde con la tarifa más usada por clientes residenciales. En este caso, los costes se han estimado a base de un consumo promedio de 180 kWh, sin tener en cuenta ningún factor de sectorización, corrección por aporte de terceros o de reasignación de cargos fijos, como establece el decreto tarifario 1T de 2012.

**TABLA 47. Composición de la cuenta para clientes residenciales (BT1a) en pesos chilenos (mayo 2017)**

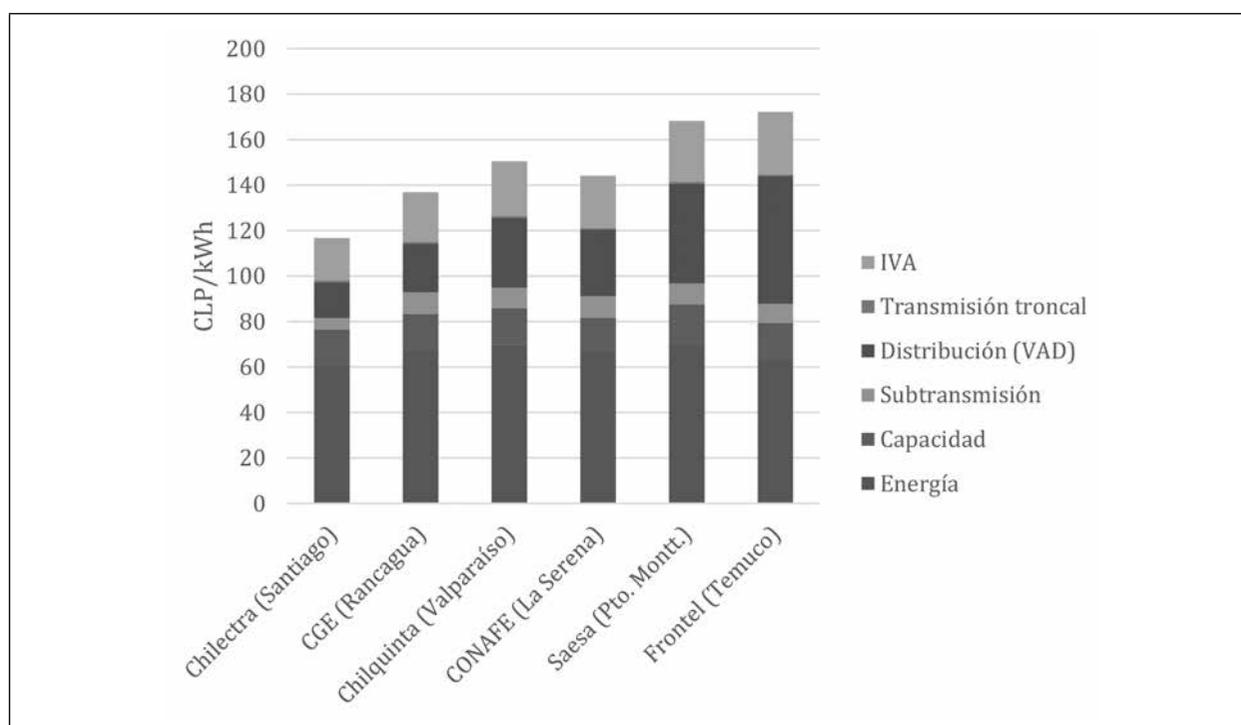
	Enel Distribución	Frontel	Diferencias (%)
Transmisión troncal	224	224	0,0
Distribución	3.250	10.871	234,5
Generación	14.081	15.138	7,5
IVA	3.354	4.984	48,8
Tarifa final	21.009	31.217	48,5

Nota: En mayo de 2017 el tipo de cambio promedio peso chileno/euro era de aproximadamente 741,8.

Fuente: (Empresas Eléctricas A.G., 2017b).

Así, la diferencia más relevante se observa en el coste por distribución. Esta diferencia se explica en gran medida como consecuencia del grado de concentración de los clientes en el área de concesión de las empresas. El siguiente gráfico, muestra igualmente las diferencias existentes y que se deben en mayor medida al VAD.

**GRÁFICO 45. Tarifas BT1. Febrero 2016**



Nota: ajustado con la ley de equidad tarifaria.

Fuente: (Rudnick, 2016b).

### B. Consumidores industriales

A continuación se presenta la composición de una factura tipo para clientes con tarifa AT43, que se corresponde con la tarifa más usada por clientes industriales. En este caso, la tarifa

solo recoge los costes asociados a la red de alta tensión de distribución (12 kV o 23 kV). Por este motivo se reduce el peso de la distribución, frente al caso del consumidor residencial. A pesar de ello, las principales diferencias se observan en la actividad de distribución.

**TABLA 48. Composición de la cuenta para clientes industriales (AT43) en pesos chilenos (mayo 2017)**

	<b>Enel Distribución</b>	<b>Frontel</b>	<b>Diferencias (%)</b>
Transmisión troncal	43.505	43.505	0,0
Distribución	118.301	595.815	403,64
Generación	2.312.723	2.502.558	8,2
IVA	470.161	596.957	26,9
Tarifa final	2.944.690	3.738.836	26,9

Fuente: (Empresas Eléctricas A.G., 2017b).

#### 9.4.5.2. Ley de equidad tarifaria N° 20.928

En la actualidad, algunas localidades están pagando entre 70 y 90% más que otras por un mismo nivel de consumo<sup>229</sup>. Como se ha comentado, las principales diferencias se deben al valor agregado de distribución, que tiene en cuenta la densidad de población de cada zona. Además, se observa que comunas intensivas en generación de energía eléctrica (y, por esta razón, en capacidad instalada) tienen tarifas más elevadas que aquellas que tienen una menor concentración de centrales generadoras.

Por lo anterior, y con el fin de disminuir las diferencias de precios que pagan las distintas regiones por el suministro eléctrico (Systep, 2017b), el 15 de junio de 2016 se promulgó la Ley N° 20.928, cuyos principales objetivos son, en primer lugar, atenuar las diferencias en las facturas de electricidad de los clientes residenciales de las distintas zonas del país. En segundo lugar, disminuir las tarifas de los clientes regulados en aquellas comunas que aportan a la capacidad instalada y generación eléctrica del sistema y, por último, dar acceso equitativo a la totalidad de los servicios necesarios para dar suministro eléctrico.

Esta Ley N° 20.928 sobre equidad tarifaria consta de dos medidas. La primera es la Equidad Tarifaria Residencial (ETR). Supone que no puede existir una diferencia superior al 10% en el precio que pagan los consumidores de diferentes comunas. En caso de que una comuna tenga una diferencia mayor, recibirá un descuento en el componente relativo a la distribución de la tarifa.

Existen dudas sobre si la ETR es justa, en la medida en que clientes en condiciones socioeconómicas vulnerables, especialmente de la Región Metropolitana, podrían estar subsidiando a otros que gozan de mejores condiciones (Systep, 2017b).

<sup>229</sup> Dispersión en las tarifas eléctricas residenciales a lo largo del país, con diferencias, por ejemplo, desde los 19.344 pesos chilenos en Santiago hasta los 36.159 en Linares (cálculo efectuado sobre cuenta tipo de 180 kWh, en enero de 2015).

La segunda es el Reconocimiento de Generación Local (RGL). Establece un descuento en el componente de energía de la tarifa, en función del Factor de Intensidad, a las comunas intensivas en generación eléctrica (con capacidad instalada superior a 200 MW)<sup>230</sup>, así como un descuento adicional para las comunas donde se genera más de 5% de la energía generada total del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Con esta medida se pretende equiparar las externalidades negativas de la generación eléctrica con los beneficios a nivel nacional que resultan de la mayor oferta de electricidad.

El RGL se aplica sobre todas las tarifas, tanto a consumidores residenciales como comerciales e industriales, mientras que la ETR beneficia solo a consumidores residenciales (Systep, 2017b).

El RGL se encuentra en vigor desde septiembre de 2016 y beneficia a 66 comunas con descuentos en el componente de energía que van desde el 4,4% al 35%. Por otra parte, se espera que la ETR entre en vigor en 2017 (Systep, 2017b).

Los consumidores financiarán la ley en el 100%. En el caso del RGL correrá a cargo de las comunas no intensivas en generación eléctrica y, en el caso de la ETR, por aquellas cuya factura esté por debajo del promedio. En todo caso, la ley será financiada solo por clientes cuyo consumo sea mayor a 200 kWh/mes, lo que equivale, según tarifas actuales de Santiago, a 23.000 pesos chilenos mensuales (Systep, 2017b) y (Gobierno de Chile, 2017)<sup>231</sup>.

En total, se espera que 2,7 millones de clientes (10.800.000 personas) vean disminuida su factura como promedio 14% (4.278 pesos chilenos). Las mayores disminuciones estarían en torno a 46% (15.000 pesos chilenos), que corresponde al caso de Alto Biobío (Gobierno de Chile, 2017).

Con la nueva Ley de Equidad Tarifaria (Ley N° 20928) el pago por Corte y Reposición de la luz se incluye como parte de los servicios generales que las empresas distribuidoras deben prestar. Ese coste será absorbido dentro de la tarifa general a un coste muy bajo para todos los clientes (0,38 pesos chilenos/kWh) (Emol.economía, 2017).

#### **9.4.6. *La problemática de los elevados precios de la electricidad en Chile***

Como se ha podido observar, los precios de la electricidad crecieron considerablemente durante la pasada década. Así, en 2006, el coste de suministro de los hogares, negocios y pequeñas compañías (consumidores regulados) ascendía a un valor promedio de 65 US\$/MWh.

Debido a que durante la licitación de 2013, para esos mismos consumidores, el precio fue prácticamente el doble, ascendiendo a los 128 US\$/MWh, se esperaba una tendencia

<sup>230</sup> (INE, 2016a).

<sup>231</sup> De acuerdo con el gobierno de Chile, los clientes de Chilectra son los que más aportarán (alrededor de 88%), pero mantendrán uno de los menores precios de la electricidad en Chile. Las comunas que más aportarán a la financiación de la ley (55%) son de nivel socioeconómico medio alto y corresponden a Las Condes, Santiago Centro, Maipú, La Florida, Providencia, Peñalolén, Ñuñoa, Lo Barnechea y Vitacura (Gobierno de Chile, 2017).

creciente del precio de la electricidad en los próximos años (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2014).

Los elevados costes de la energía han sido repercutidos a los consumidores, tanto en las tarifas industriales como residenciales, lo que ha supuesto la disminución del ingreso real disponible de los hogares y un aumento de los costes de las empresas (Corbo & Hurtado, 2015). En el caso de la industria (consumidores no regulados) vio duplicados los precios, hasta el punto de enfrentarse a uno de los mayores precios de la electricidad en Latinoamérica.

Esta situación resulta preocupante, ya que los costes de la energía eléctrica tienen una alta participación en los costes totales de la industria, afectando a la competitividad de la misma, sobre todo a la industria minera. En este sentido, el Consejo Minero indicaba que aproximadamente el 20% de los costes operacionales de las mineras está constituido por el coste de la energía eléctrica, pudiendo llegar a suponer un tercio de los costes operacionales si se añaden los costes de otros combustibles (Ministerio de Energía, 2016c).

Teniendo en cuenta la importancia del cobre en las exportaciones chilenas, convendría comparar sus tarifas eléctricas con los costes de los mayores productores de cobre, que tras Chile, en 2009 fueron Perú y EE.UU. En este sentido, la industria peruana soporta un coste de la energía eléctrica 41% menor que la industria chilena. Si se comparan la evolución de los precios eléctricos, en ambos países, la industria de Chile enfrenta costes más volátiles y *una brecha significativa* en comparación con Perú. Esta diferencia aumentó notablemente en 2007, aunque desde 2010 ha ido disminuyendo (Corbo & Hurtado, 2015).

Las proyecciones disponibles para 2020 muestran que las tarifas de electricidad para proyectos mineros en Chile serán casi el doble que en Perú, y más de 60% mayores que en EE.UU. Este mayor coste afectará también de forma indirecta, en la medida en que la minería chilena debe desalinizar el agua de mar, proceso muy intensivo en electricidad (Corbo & Hurtado, 2015).

Desde un punto de vista histórico, la primera causa de estos elevados precios de la electricidad son las restricciones de gas importado de Argentina en la década de 2000. Las importaciones de gas argentino condujeron a un desarrollo de inversiones en centrales de ciclos combinados de gas. Las restricciones del suministro y posterior corte total en 2008 supusieron la conversión de las instalaciones de gas a diésel.

Como consecuencia, el diésel pasó de suponer el 2% en la matriz energética del SIC en 2007, al 34% a inicios de 2008, con el consiguiente impacto en precios y dependencia de esta materia prima. El coste marginal de la energía eléctrica aumentó más de 400% entre enero de 2007 y marzo de 2008 (Corbo & Hurtado, 2015).

Una segunda causa está asociada al peso del carbón y del diésel así como a sus precios, que sustituyeron al gas argentino en la generación eléctrica. La tercera causa se relaciona con el estancamiento de nuevos proyectos de generación, específicamente de proyectos de reducido coste marginal. En efecto, se ha producido un retraso en la aprobación de proyectos entre 24 y 40 meses, que ha ocasionado una mayor utilización de las turbinas diésel, con el consecuente aumento de los costes de la energía eléctrica. Por último, la variabilidad climática también ha repercutido en los precios de la electricidad, en particular la hidrología (Corbo & Hurtado, 2015).

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- ACERA. (2016). *Análisis comparativo de condiciones y características de las Licitaciones de energía en Perú, México y Chile*. Retrieved from <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2016/06/2016-06-06-Comparaci%C3%B3n-de-Licitaciones.pdf>
- AES Gener. (2014). *Energía confiable*. Retrieved from <http://www.aesgener.cl/Lists/Centrales/DispForm.aspx?ID=14>
- AGN. (2016). *Chile se convierte en principal destino del gas de EE.UU.* Retrieved from [www.agnchile.cl](http://www.agnchile.cl)
- Agüero, F. (2011). *Principios de la regulación eléctrica en Chile*. Universidad de Chile: Retrieved from <https://www.u-cursos.cl>
- Alfaro, P., & Jurado, M. (2016), La transformación del mercado energético chileno. *E16. Empresas*, 12.
- Álvaro Hermana, R. (2016). *Agentes del sector eléctrico chileno*. Unpublished manuscript.
- América Economía. (2014). *Perú, Chile, Ecuador, Colombia y Bolivia avanzan en lograr interconexión energética*. Retrieved from <http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/peru-chile-ecuador-colombia-y-bolivia-avanzan-en-lograr-interconexion-energetica>
- Aminera. (2016). *Gobierno y empresas eléctricas inician proceso participativo para definir el futuro del segmento de distribución de energía en Chile*. Retrieved from [www.aminera.com](http://www.aminera.com)
- Antuko Energy, S. A. (2012). *Impacto de la participación del agente comercializador en el mercado eléctrico chileno. Informe final*. Retrieved from [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/Informe\\_final\\_Impacto\\_Participacion\\_Agente\\_Comercializador\\_el\\_Mercado\\_Electrico\\_Chileno.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/Informe_final_Impacto_Participacion_Agente_Comercializador_el_Mercado_Electrico_Chileno.pdf)
- Aquatera. (2014). *Recommendations for Chile's Marine Energy Strategy – a roadmap for development*. Reino Unido. Retrieved from [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/310035/Recommendations\\_for\\_Chile\\_\\_s\\_Marine\\_Energy\\_Strategy\\_-\\_a\\_roadmap\\_for\\_development\\_\\_\\_online\\_version.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/310035/Recommendations_for_Chile__s_Marine_Energy_Strategy_-_a_roadmap_for_development___online_version.pdf)
- Aravena, D., & Lahsen, A. (2013). A Geothermal Favorability Map of Chile, Preliminary Results *GRC Transactions*, 37 Retrieved from <http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1030681.pdf>
- Ascencio Otárola, M. F. (2015). La desregulación de las cooperativas eléctricas no concesionarias en Chile: San Pedro de Atacama como paradigma de referencia. *Iuris Tantum Revista Boliviana de Derecho*. Retrieved from [http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2070-81572016000100007](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2070-81572016000100007)
- Ascencio Otárola, M. F. (2016). La desregulación de las cooperativas eléctricas no concesionarias en Chile: San Pedro de Atacama como paradigma de referencia. *Iuris Tantum Revista Boliviana de Derecho*. Retrieved from [http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2070-81572016000100007](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2070-81572016000100007)
- Bachra, S., Buckley-Pearson, M., Da Nobrega García, N., & McQuillan, M. (2015). In MaRS Advanced Energy Centre (Ed.), *Market information report: Chile*. Ontario. Retrieved

from [https://www.marsdd.com/wp-content/uploads/2015/07/MAR-CHILE\\_REPORT\\_FINAL.pdf](https://www.marsdd.com/wp-content/uploads/2015/07/MAR-CHILE_REPORT_FINAL.pdf)

- Baker, A. (2015a). Coal miner aims to reduce Chile's energy import bill. *BNamericas*. 4 de febrero. Retrieved from [www.bnamericas.com](http://www.bnamericas.com)
- Baker, A. (2015b). ENAP CEO: Chile must expand LNG import capacity. *20BNamericas*. 23 de junio. Retrieved from [www.bnamericas.com](http://www.bnamericas.com)
- BBVA Research. (2014). *Radiografía del sector energético chileno. Un enfermo que aún necesita tratamiento de electroshock*.
- Bellini, E. (2017a, 8/6/2017). Chile tiene nuevas reglas para el desarrollo de las renovables en terrenos públicos. *PV-magazine. Latam*, Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/06/08/chile-tiene-nuevas-reglas-para-el-desarrollo-de-las-renovables-en-terrenos-publicos/>
- Bellini, E. (2017b, 29/05/2017). Chile: la próxima subasta de suministro eléctrico contratará 2 GWh. *PV-magazine. Latam*, Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/05/29/chile-la-proxima-subasta-de-suministro-electrico-licitara-2-gigavattios-de-potencia/>
- Bellini, E. (2017c, 1/6/2017). Energía Cerro El Morado conecta a la red planta solar de 40 megavattios en Chile. *PV-magazine. Latam*, Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/06/01/imelsa-conecta-a-la-red-planta-solar-de-40-megavattios-en-chile/>
- Bellini, E. (2017d, 1/11/2017). Chile: oferta más baja en subasta eléctrica alcanza \$21,48/MWh. *PV-magazine. Latam*, Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/11/01/chile-oferta-mas-baja-en-subasta-electrica-alcanza-2148kwh/>
- Bellini, E. (2017e). Subasta eléctrica de Chile termina con precio promedio de 32,5 \$/MWh. <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/11/03/subasta-electrica-de-chile-termina-con-precio-promedio-de-325-mwh/>
- Bellini, E. (2017f, 22/11/2017). Chile completa la conexión de sus principales sistemas eléctricos. *PV-magazine. Latam*, Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/11/22/chile-completa-conexion-de-sus-principales-sistemas-electricos/>
- Bernstein, S. (2008). *Una mirada retrospectiva a la crisis del gas natural y acciones para el futuro. Gas Natural: lecciones de una crisis*. Edic. LYD,
- BNamericas. (2016). *Parque eólico Ckani*. Retrieved from <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/parque-eolico-ckani-parque-eolico-ckani>
- BNamericas. (2017). *Parque eólico Cerro Tigré*. Retrieved from <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/cerro-tigre-wind-farm-cerro-tigre>
- BNamericas. (2017). *Parque eólico en Tchamma*. Retrieved from <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/parque-eolico-tchamma-inhouse-parque-eolico-tchamma>
- Bustos Salvagno, J. (2015). El mercado de contratos de suministro eléctrico en Chile. In C. J. García (Ed.), *Economía y energía. La experiencia chilena* (pp. 151). Santiago de Chile: Ediciones Universidad Alberto Hurtado.

- CEER (2016). 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply, 2016. Retrieved from <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>
- Central de Energía. (2011). *Licitaciones de suministro eléctrico*. Retrieved from <http://www.centralenergia.cl/2011/05/12/licitaciones-de-suministro-electrico/>
- Central Energía. (2011). *Generación*. Retrieved from <http://www.centralenergia.cl/actores/generacion-chile/>
- Central Energía. (2014). *Licitaciones de suministro para clientes regulados: cambios necesarios*. Retrieved from [http://www.centralenergia.cl/2014/08/15/licitaciones\\_de\\_suministro\\_para\\_clientes\\_regulados/#more-8836](http://www.centralenergia.cl/2014/08/15/licitaciones_de_suministro_para_clientes_regulados/#more-8836)
- CGE. (2016). *Memoria Anual 2015*. Retrieved from [www.cge.cl](http://www.cge.cl)
- Chicier. (2013). *Regulación sector eléctrico 2013. Chile*. Retrieved from <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/chile>
- CIER. (2015). *Síntesis informativa energética de los países de la CIER. Datos del año 2014*. Uruguay. Retrieved from [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)
- Fija plan de expansión del sistema de transmisión troncal para los 12 meses siguientes, (2015a). Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/DS-158-Fija-plan-expansion-interconexion.pdf>
- CNE. (2015b). *Informe de previsión de demanda 2015-2030. SIC-SING. Fijación de precios nudo octubre 2015*. Santiago de Chile. Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/11/Informe-de-Previsión-de-Demanda-2015-2030-Oct-2015.pdf>
- CNE. (2015c). *Licitaciones de suministros*
- CNE. (2016a). *Anuario estadístico de energía 2005-2015*. Santiago. Retrieved from <http://www.acee.cl/nuevo-anuario-del-sector-energia-2005-2015/>
- CNE. (2016b). *Capacidad instalada. Generación*. Santiago. Retrieved from [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- CNE. (2016c). *Tarifificación. Eléctrica*. Retrieved from [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- CNE. (2017a). *Licitación de suministro 2017/01*. Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Res-Ex-N%C2%B0849-Bases-Licitaci%C3%B3n-2017-01.pdf>
- CNE. (2017b). *Anuario estadístico de energía 2016*. Santiago. Retrieved from <http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/anuariocne2016final3.pdf>
- CNE, E. A. (2016). *Balance Nacional de Energía (2014)*. Retrieved from <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- Comité consultivo de Energía 2050. (2050). *Hoja de ruta 2050. Hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile*. Santiago de Chile: Retrieved from [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/hoja\\_de\\_ruta\\_cc\\_e2050.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/hoja_de_ruta_cc_e2050.pdf)
- Comité Solar, Gobierno de Chile. (2016). Comité Corfo. Retrieved from <http://www.programaenergiasolar.cl/comite-solar/comite/>

- Construcción. Portal de noticias. (2016). GNL Mejillones definirá expansión del terminal de regasificación tras las licitaciones eléctricas. <http://www.dconstruccion.cl/?p=8941>
- Contreras Sepúlveda, J. M. (2016). *Nueva Ley de transmisión eléctrica. Ahora que todo lo paga el cliente... ¿Quién cuida los costes?* Retrieved from <https://www.ctgenergia.com/single-post/2016/12/05/NUEVA-LEY-DE-TRANSMISI%C3%93N-EL%C3%89CTRICA-AHORA-QUE-TODO-LO-PAGA-EL-CLIENTE-%E2%80%A6-%C2%BFQUI%C3%89N-CUIDA-LOS-COSTOS>
- Coordinador eléctrico nacional. (2016). *Anuario 2015. SING*. Santiago de Chile. Retrieved from [http://cdec2.cdec-sing.cl/html\\_docs/anuario2015/Espanol/index.html#58/z](http://cdec2.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2015/Espanol/index.html#58/z)
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2016). *Avance de los proyectos*. Retrieved from <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-electrico-nacional/avance-de-los-proyectos.html>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2017a). *Sistemas eléctricos de Chile 2017*. Retrieved from <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/mapa-y-diagrama-unilineal-del-sic/>
- Coordinador Eléctrico Nacional, S. (2017b). *Acceso a instalaciones*. Retrieved from <https://infotecnica-sic.coordinadorelectrico.cl/>
- Corbo, V., & Hurtado, A. (2015). La macroeconomía del problema energético en Chile. En C. J. García (Ed.), *Economía y energía. La experiencia chilena* (pp. 51). Santiago de Chile: Ediciones Universidad Alberto Hurtado.
- CORFO. (2017). *Sobre CORFO*. Retrieved from <http://www.corfo.cl/sobre-corfo/historia-de-corfo/historia-de-corfo>
- Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción. (2010). In Ministerio de Energía (Ed.), *Estudio de Usos Finales y Curva de Oferta de Conservación de la Energía en el Sector Residencial de Chile*
- Corrales Llavona, J. (2016). *Chile*. Unpublished manuscript.
- Corrales, J., Dardati, E., Elajalde, R., Fuentes, F., & Larrea, M. (2015). *Política de fomento de energías renovables en España. Análisis de la efectividad de las medidas adoptadas: España vs. Chile*. Unpublished manuscript.
- CTG Energía. (2016a). *CTG Energía. Una empresa líder y de referencia del sector energético*. Retrieved from [www.ctgenergia.com](http://www.ctgenergia.com)
- CTG Energía. (2016b). *Nueva ley de transmisión eléctrica ahora que todo lo paga el cliente... ¿quién cuida los costos?* Retrieved from <https://www.ctgenergia.com/single-post/2016/12/05/NUEVA-LEY-DE-TRANSMISI%C3%93N-EL%C3%89CTRICA-AHORA-QUE-TODO-LO-PAGA-EL-CLIENTE-%E2%80%A6-%C2%BFQUI%C3%89N-CUIDA-LOS-COSTOS>
- De Elejalde, R. (2016). *¿Quién lo diría? Chile exporta energía eléctrica y gas a Chile*. Retrieved from [www.fen.uahurtado.cl](http://www.fen.uahurtado.cl)
- Deign, J. (2016). *El modelo PMGD allana el camino para las plantas sub-9 MW en Chile*. *Solarplaza*. Retrieved from <https://www.samlatam.com/news-content-es/2016/6/24/el-modelo-pmgd-allana-el-camino-para-las-plantas-sub-9-mw-en-chile>

- Deloitte. (2016a). *Sector energía I. Marco regulatorio y matriz energética. Chile*. Reino Unido. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte1.pdf>
- Deloitte. (2016b). *Sector energía II. Mercado eléctrico e inversión. Chile*. Reino Unido. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte2.pdf>
- Deloitte. (2016c). *Sector energía III. ERNC, perspectivas y dificultades. Chile*. Reino Unido. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte3.pdf>
- Departamento de Prensa. (2016). *Dan luz verde a cambios a la ley de servicios de Gas*. Senado, República de Chile. Retrieved from [http://www.senado.cl/dan-luz-verde-a-cambios-a-la-ley-de-servicios-de-gas/prontus\\_senado/2016-08-04/094805.html](http://www.senado.cl/dan-luz-verde-a-cambios-a-la-ley-de-servicios-de-gas/prontus_senado/2016-08-04/094805.html)
- Diario 4v. (2016). *La Barrick podría conectar los sistemas eléctricos de Chile y Argentina*. Retrieved from <http://www.diario4v.com/argentina/2016/7/27/barrick-podria-conectar-sistemas-electricos-chile-argentina-11087.html>
- Diario La Nación. (1997). *Comenzó el envío de gas a Chile*. Retrieved from [www.lanacion.com.ar/74409-comenzo-el-envio-de-gas-a-chile](http://www.lanacion.com.ar/74409-comenzo-el-envio-de-gas-a-chile)
- Díaz López, B. (2017). *Solarpack obtiene US\$35 millones para proyectos de PMGD en Chile*. Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/05/11/solarpack-obtiene-us-35-millones-para-proyectos-de-pmgd-en-chile/>
- División de Infraestructura Energética, Unidad de Gestión de Proyectos, Ministerio de Energía. (2016). *Proyectos en Construcción e Inversión en sector Energía a diciembre 2016*. Santiago: Retrieved from [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/despensa\\_diciembre\\_2016.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/despensa_diciembre_2016.pdf)
- División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía. (2015). *Balance nacional de energía 2014*. Santiago.
- División Energías Renovables, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2016). *Compendio cartográfico regionalizado. Proyectos de energías renovables en Chile*.
- EBITAN. (2016). *Precalificación para la Contratación del Diseño del Proyecto Ejecutivo y Construcción del Túnel Internacional "Paso de Agua Negra"*. Retrieved from <http://www.ebitan.org/descargas/pliegoPrecalificacion.pdf>
- EElectricas. (2017). *Reporte eléctrico transmisión y distribución* Retrieved from <http://www.electricas.cl/biblioteca/reportes-electricos-transmision-y-distribucion/>
- EFE. (2016, 3 de junio). Chile inicia la exportación de gas a Argentina, a la que antes le compraba. *EFE*, Retrieved from [www.efe.com](http://www.efe.com)
- El periódico de la Energía. (2016). *Chile da la "puntilla" al carbón y lo fía todo a las renovables*. Retrieved from <http://elperiodicodelaenergia.com/chile-da-la-puntillaal-carbon-y-lo-fia-todo-a-las-renovables/>
- El periódico de la energía. (2016a). *El Gobierno chileno crea un Comité de Industria Solar para promover el autoconsumo*. Retrieved from <http://elperiodicodelaenergia.com>

com/el-gobierno-chileno-crea-un-comite-de-la-industria-solar-para-promover-el-autoconsumo/

El periódico de la energía. (2016b). *La mayor licitación eléctrica de Chile se tiñe de color español*. Retrieved from <http://elperiodicodelaenergia.com/la-mayor-licitacion-electrica-de-chile-se-tine-de-color-espanol/>

Electricidad. La revista energética de Chile. (2014, Generación termoeléctrica: Carbón, clave en la matriz energética. Retrieved from <http://www.revistaei.cl/reportajes/generacion-termoelectrica-carbon-clave-en-la-matriz-energetica/#>

Electricidad. La revista energética de Chile. (2016). *Cerro Pabellón busca ampliar capacidad instalada hasta 100 MW*. Retrieved from <http://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/cerro-pabellon-busca-ampliar-capacidad-instalada-100-mw/#>

Electrogas. (2017). *Mapa sistema de transporte Electrogas*. Retrieved from [http://www.electrogas.cl/mapa\\_gasoducto2/mapa\\_gasoducto.htm](http://www.electrogas.cl/mapa_gasoducto2/mapa_gasoducto.htm)

Eltribuno. (2016, 30 de enero). Argentina acordó con Chile la exportación de gas para el próximo invierno. Retrieved from [www.eltribuno.infor](http://www.eltribuno.infor)

Emol.economía. (2015). *Inician la construcción de planta de cogeneración a gas natural en Concón*. Retrieved from <http://www.emol.com/noticias/Economia/2015/08/27/747054/Se-inicia-la-construccion-de-la-planta-de-cogeneracion-a-gas-natural-en-Concon.html>

Emol.economía. (2017). *Ministerio de Energía anuncia el término del cobro individual por "corte y reposición" de la luz*. Retrieved from <http://www.emol.com/noticias/Economia/2017/01/04/838480/Ministerio-de-Energia-anuncia-el-termino-del-cobro-individual-por-corte-y-reposicion-de-la-luz.html>

Empresas eléctricas A.G. (2016). *Memoria anual 2015. Asociación gremial de empresas eléctricas*. Chile. Retrieved from <http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2016/03/memoria-electricas-2015-05.pdf>

Empresas Eléctricas A.G. (2016). *Reporte Eléctrico Transmisión y Distribución*. Santiago. Retrieved from <http://www.electricas.cl/biblioteca/reportes-electrico-transmision-y-distribucion/>

Empresas Eléctricas A.G. (2017a). *Reporte Eléctrico Transmisión y Distribución*. Santiago. Retrieved from <http://www.electricas.cl/biblioteca/reportes-electrico-transmision-y-distribucion/>

Empresas Eléctricas A.G. (2017b). *Reporte eléctrico transmisión y distribución. Mayo 2017*. Santiago de Chile; Retrieved from [http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2017/05/BOLETIN\\_09.pdf](http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2017/05/BOLETIN_09.pdf)

ENAP. (2015a). *Memoria anual 2014*. Santiago de Chile; Retrieved from [www.enap.cl](http://www.enap.cl)

ENAP. (2015b). *Mercado GNL en Chile*

ENAP. (2016a). *La empresa*. Retrieved from [www.enap.cl](http://www.enap.cl)

ENAP. (2016b). *Memoria Anual 2015* Retrieved from [www.enap.cl](http://www.enap.cl)

Energía Abierta. Beta. (2016). *Generación de energía eléctrica*. Retrieved from <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/generacion-de-energia-electrica/>

- Energías Renovables America. (2014). *Aprobación ambiental para un parque eólico de 150 MW*. Retrieved from <http://america.energias-renovables.com/eolica/aprobacion-ambiental-para-un-parque-eolico-de-20140831>
- Energy Action Group. (2012). *Toward energy security in Chile* Americas Society, Council of the Americas. Retrieved from [www.as-coa.org](http://www.as-coa.org)
- Energynews. (2016). *¿Cómo cambiará la subasta de julio el panorama energético en Chile?*. Retrieved from <http://www.energynews.es/cambiara-la-subasta-julio-panorama-energetico-chile/>
- Equus Mining. (2016). Chile energy deficiency. Retrieved from [www.equusmining.com](http://www.equusmining.com)
- Ernst&Young. (2016). *RECAI. Renewable energy country attractiveness index*. Reino Unido: Retrieved from [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-RECAI-47-May-2016/\\$FILE/EY-RECAI-47-May-2016.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-RECAI-47-May-2016/$FILE/EY-RECAI-47-May-2016.pdf)
- Errauriz, H. (2008). *La frustrada integración gasífera entre Chile y Argentina: orígenes, crisis y lecciones*. "Gas Natural: lecciones de una crisis". Edic. LYD.
- Estrada, F., & Canete, I. (2012). *Interconexión eléctrica regional*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/intercreg/Informe\\_final\\_interconexion\\_electrica\\_regional\\_\(Canete\\_I.,Estrada\\_F.\).pdf](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/intercreg/Informe_final_interconexion_electrica_regional_(Canete_I.,Estrada_F.).pdf)
- Fabra, N., Montero, J. P., & Reguant, M. (2014). *La competencia en el mercado eléctrico mayorista en Chile*. Retrieved from [http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe\\_final\\_FNE\\_Enerol3\\_2014.pdf](http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Enerol3_2014.pdf)
- FENACOPEL (2017). *Zona de concesión e instalaciones*. <http://www.fenacopel.cl/zonas-de-concesion-e-instalaciones/>
- Fernández-Cuesta Peñafiel, N. (2012). In Universidad Pontificia Comillas (Ed.), *Análisis de los mercados de energía eléctrica en EEUU, Brasil, Polonia y otros 5 países. Estudio de correlaciones con los principales ratios macroeconómicos*. Madrid. Retrieved from <https://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/4fcc13cbc60b8.pdf>
- Foro de la Industria Nuclear Española. (2016). *Energía 2016*. Madrid: Retrieved from <http://www.foronuclear.org/es/energia/2016>
- Fosco, C., & Saavedra, E. (2003). *Estructura de la Industria y Relaciones Patrimoniales del Gas Natural en Chile* Retrieved from <http://fen.uahurtado.cl/wp-content/uploads/2010/07/inv147.pdf>
- Fox Hodgson, S. (2013). *Focus on Chile* Geothermal Resources Council. Retrieved from [https://geothermal.org/PDFs/Focus\\_on\\_Chile.pdf](https://geothermal.org/PDFs/Focus_on_Chile.pdf)
- Gamboa, R y Huneus, C. (2007). *La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores* Estudios Internacionales 157. doi: ISSN 0716-0240, 83-116
- Garrigues. (2016). *Invirtiendo en América Latina*. Retrieved from <http://www.garrigues.com/sites/default/files/documents/20161026-energia.pdf>
- Gas Natural Fenosa. (2016a). *Chile*. Retrieved from <http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/presencia+en+el+mundo/america/1297263033358/chile.html>

- Gas Natural Fenosa. (2016b). *El futuro de la distribución de energía eléctrica*. Santiago: Retrieved from <https://www.cne.cl>
- Gasco. (2016). *Memoria anual 2015*
- Generadoras de Chile. (2014). *Mercado eléctrico chileno*. Santiago de Chile:
- Generadoras de Chile. (2016). *Boletín del mercado eléctrico. Sector generación. Octubre 2016*. Chile: Retrieved from [www.generadoras.cl](http://www.generadoras.cl)
- Generadoras de Chile. (2017). *Boletín del mercado eléctrico. Sector generación. Enero 2017*. Chile: Retrieved from [www.generadoras.cl](http://www.generadoras.cl)
- GeoPark. (2016). *Bloques Chile*. Retrieved from <http://www.geo-park.com/sp/asset-platforms/chile/>
- Getting the deal through. (2016). Electricity regulation. Chile. Retrieved from <https://gettingthedealthrough.com/area/12/jurisdiction/3/electricity-regulation-2017-chile/>
- Gianelli, L., Aguirre, S., Silva, J., Mellado, F., & Aguayo, C. (2014). In Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (Ed.), *Guía práctica para el buen uso de la leña. Leña seca-leña eficiente*. Santiago. Retrieved from [www.mineria.cl](http://www.mineria.cl)
- GIZ, G. d. C. (2015). *Una mirada participativa del rol y de los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura*. Chile. Retrieved from [http://www.enernews.com/media/briefs/chile-el-informe-de-las-renovables\\_1928.pdf](http://www.enernews.com/media/briefs/chile-el-informe-de-las-renovables_1928.pdf)
- GNL Chile. (2015). *Acceso de capacidad. Introducción*. Retrieved from <http://www.gnlchile.cl/introduccion/>
- GNL Mejillones. (2017). *Regasificación*. Retrieved from <https://www.gnlm.cl/index.php/es/comercial/nuestros-servicios/regasificacion>
- Gobierno de Chile. (2017). *Ley de Equidad Tarifaria en Servicios Eléctricos: la normativa que favorece el pago de una cuenta justa*. Retrieved from <http://www.gob.cl/promulgacion-ley-equidad-tarifaria-servicios-electricos/>
- Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía. (2006). *La regulación del segmento de distribución en Chile. Documento de trabajo*. Santiago. Retrieved from <http://docplayer.es/9048644-La-regulacion-del-segmento-distribucion-en-chile-documento-de-trabajo.html>
- Gobierno de Chile, Ministerio de Energía. (2010). *Políticas ministeriales*. Santiago de Chile.
- Gobierno de la República Argentina, Gobierno de la República de Chile. (2014). *Memorandum de entendimiento entre el Gobierno de la República Argentina y el Gobierno de la República de Chile, a los fines de propender al intercambio de gas natural, energía eléctrica y a la cooperación en materia energética*. Retrieved from [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_pag\\_web\\_pub.get\\_file?p\\_file=Memorandum\\_de\\_Cooperacion\\_Energetica.pdf](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Memorandum_de_Cooperacion_Energetica.pdf)
- Gómez Figueroa, A. (2014). In Ademar A. (Ed.), *Energías marinas en Chile* Retrieved from [file:///D:/ademar\\_presentacion\\_energias\\_marinas\\_senado.pdf](file:///D:/ademar_presentacion_energias_marinas_senado.pdf)
- González, F., & Orellana, G. (2016). *Gobierno explora factibilidad de interconexión eléctrica con Argentina a través de Aysén*. Retrieved from <http://www.latercera.com/noticia/gobierno-explora-factibilidad-interconexion-electrica-argentina-traves-aysen/>

- Grupo Editorial Editec. (2014), Generación termoeléctrica: carbón, clave en la matriz energética. Retrieved from [www.revistaei.cl](http://www.revistaei.cl)
- Grupo Editorial Editec. (2016). El pulso del carbón en Chile. Retrieved from [www.revistaei.cl](http://www.revistaei.cl)
- Gutiérrez Ríos, F. (2014). *Chile: entre la producción y exportación de gas no convencional*. Retrieved from [www.opsur.org](http://www.opsur.org)
- Huneus, C. (2007). *Factores de política interna argentina en el conflicto del gas con Chile*. Estudios Internacionales.
- IDEChile. (2016). *Geoportal de Chile - Visor de Mapas*. Retrieved from <http://www.geoportal.cl/Visor/>
- IDEChile. (2017). *Geoportal de Chile - Visor de Mapas*. Retrieved from <http://www.geoportal.cl/Visor/>
- IEA. (2015). *Energy supply security 2014* Retrieved from [www.iea.org](http://www.iea.org)
- IEA. (2016). Chile: Balances for 2014. Retrieved from <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Chile&product=balances>
- IndexMundi. (2013). *Petróleo. Reservas comprobadas*. Retrieved from <http://www.indexmundi.com/map/?v=97&l=es>
- Index Mundi. (2016). Energía. Chile. Retrieved from <http://www.indexmundi.com/energy/?pais=cl&producto=petroleo-crudo&variable=importaciones&l=es>
- INE. (2008). *Enfoque estadístico. Distribución y consumo energético en Chile*. Retrieved from [www.ine.cl](http://www.ine.cl)
- INE. (2010). *Información anual de generación y distribución eléctrica*. Retrieved from [http://www.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/estadisticas\\_economicas/energia/series\\_estadisticas/series\\_estadisticas.php](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/estadisticas_economicas/energia/series_estadisticas/series_estadisticas.php)
- INE. (2016a). *Aplicación de la Ley de equidad tarifaria en servicios eléctricos en el cálculo del IPC*. Retrieved from [http://historico.ine.cl/canales/chile\\_estadistico/estadisticas\\_precios/ipc/base\\_2013/notas\\_tecnicas/separata\\_tecnica\\_electricidad\\_2016.pdf](http://historico.ine.cl/canales/chile_estadistico/estadisticas_precios/ipc/base_2013/notas_tecnicas/separata_tecnica_electricidad_2016.pdf)
- INE. (2016b). *Compendio Estadístico 2015*. Retrieved from [www.ine.cl](http://www.ine.cl)
- INE. (2016c). *Notas de Prensa*. Madrid. Retrieved from <http://www.ine.es/prensa/np980.pdf>
- INEGI. (2016). *Mapa minero de Chile*. Retrieved from <http://www.sonami.cl/site/mapaminero/>
- Ingeniería DICTUC. (2011). *Informe final. Análisis de la estructura de costos del GNL regasificado. N° 998452*. Santiago: CNE. Retrieved from [www.dictuc.cl](http://www.dictuc.cl)
- Innergy. *Recorrido gasoducto del Pacífico*. Retrieved from <http://www.innergy.cl/recorrido.htm>
- Instituto de Economía Energética, CEARE. (2005). *Infraestructura de integración eléctrica en el Cono Sur: situación actual y perspectivas* Retrieved from <http://www.ceare.org/materiales/ieargbra/archivos/ieab8.pdf>

- International Trade Administration. (2016). *Top markets report renewable energy country case study*.
- Investing.com. (2016). *US\$/CLP - Dólar estadounidense Peso Chileno*. Retrieved from <http://es.investing.com/currencias/usd-clp-historical-data>
- IRENA. (2015). *Energías renovables en América Latina 2015: Sumario de políticas*. Abu Dhabi. Retrieved from [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Jiménez, R. (2012). *Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo. Evaluación conceptual de su aplicación en Chile* Universidad de Chile. Retrieved from [http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111503/cf-jimenez\\_rp.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111503/cf-jimenez_rp.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Jurado, M. (2016a). Chile, el oasis energético. *Energía* 16, 15, 6.
- Jurado, M. (2016b). Oportunidades. El auge de las renovables en Chile. *Energía* 16.
- La Prensa Austral. (2016, 23 de noviembre). ENAP se asocia con ConocoPhillips para la explotación de hidrocarburos no convencionales en Bloque Coirón. *La Prensa Austral*, Retrieved from [www.laprensaaustral.cl](http://www.laprensaaustral.cl)
- La revista energética de Chile. (2016, 12 de febrero). GNL Mejillones tramita proyecto de expansión por US\$ 40 millones. *Electricidad. La revista energética de Chile*, Retrieved from <http://www.revistaei.cl/2016/02/12/gnl-mejillones-tramita-proyecto-de-expansion-por-us-40-millones/#>
- Larraín, F., & Quiroz, J. (2008). *Evaluación social de la llegada del gas natural en Chile: elementos de análisis. Gas Natural: lecciones de una crisis*. Edic. LYD.
- Larrondo, R. (2016). Informe de la Comisión de Minería y Energía. *Boletín N° 9.890-08*.
- Ley 20.936 de 20 de julio de 2016, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, (2016e). Retrieved from <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695>
- MAPS Chile. (2014). *Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático: resultados de Fase 2*. Santiago, Chile: Ministerio de Medio Ambiente.
- Martcorena, J. (2016). *Chile pierde terreno como productor de cobre, en medio del desplome del metal*. Retrieved from <http://www.latercera.com/noticia/chile-pierde-terreno-como-productor-de-cobre-en-medio-del-desplome-del-metal/>
- Meisén, P., & Woodhouse, S. (2016). *Renewable energy potential of Chile* Retrieved from <http://www.geni.org>
- Metrogas. (2016). *Memoria anual 2015*. Antofagasta. Retrieved from [www.metrogas.cl](http://www.metrogas.cl)
- Minería Chilena. (2014). *La reactivación del carbón chileno impulsada por su uso en termoelectricidad*. Retrieved from <http://www.mch.cl/reportajes/la-reactivacion-del-carbon-chileno-impulsada-por-su-uso-en-termoelectricidad/>
- Mining Press. (2008, Chile: GeoPark descubrió dos nuevos yacimientos de gas. *Diario el Mercurio*, Retrieved from [www.miningpress.com](http://www.miningpress.com)
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, & Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2006). *Decreto 244. Reglamento para medios de generación*

- no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en una ley general de servicios eléctricos.* Santiago de Chile. Retrieved from [www.leychile.cl](http://www.leychile.cl)
- Ministerio de Energía. (2015a). *Autoriza a empresa AES Gener S.A. a exportar energía eléctrica a la República de Argentina.* Santiago. Retrieved from [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_pag\\_web\\_pub.get\\_file?p\\_file=Decreto\\_N\\_7\\_de\\_2015\\_del\\_Ministerio\\_de\\_Energia.pdf](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Decreto_N_7_de_2015_del_Ministerio_de_Energia.pdf)
- Ministerio de Energía. (2015b). *Chilean experience in developing electric power infrastructure.* Retrieved from <http://aperc.ieej.or.jp/file/2015/10/19/Chile.pdf>
- Ministerio de Energía. (2017). *Balance Nacional de Energía 2015.* Retrieved from [http://dataset.cne.cl/Energia\\_Abierta/Reportes/Minenergia/Reporte%20BNE%202015.pdf](http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Reportes/Minenergia/Reporte%20BNE%202015.pdf)
- Resumen del Proyecto de Ley 20805, aprobado el 22 enero 2015 por la Presidenta Bachelet. (2015c). Retrieved from <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1074277>
- Ministerio de Energía. (2016a). *Annual progress report. A good year for energy in Chile.* Retrieved from [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/annual\\_progress\\_report\\_-\\_eng.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/annual_progress_report_-_eng.pdf)
- Ministerio de Energía. (2016b). *Diputados aprueban el anteproyecto de Ley de Transmisión de energía eléctrica.* Retrieved from [www.energia.gob.cl](http://www.energia.gob.cl)
- Ministerio de Energía. (2016c). In Gobierno de Chile (Ed.), *Energía 2050. Política Energética de Chile.* Santiago. Retrieved from [www.energia2050.cl](http://www.energia2050.cl)
- Ministerio de Energía. (2016d). *Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile.* Retrieved from [http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD\\_SEC/ERNC/GENERACION\\_DISTRIBUIDA/LINKS\\_Y\\_NOTICIAS/TAB6243717/INDICE\\_DE\\_PRECIOS\\_DE\\_SISTEMAS\\_FV.PDF](http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/LINKS_Y_NOTICIAS/TAB6243717/INDICE_DE_PRECIOS_DE_SISTEMAS_FV.PDF)
- Ministerio de Energía. (2016f). *Organigrama.* Retrieved from <http://www.energia.gob.cl/sobre-el-ministerio/organigrama>
- Ministerio de Energía. (2017a). *Concesión de exploración y explotación.* Retrieved from [www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/geotermia/2017/04/Concesiones\\_Vigentes.xlsx](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/geotermia/2017/04/Concesiones_Vigentes.xlsx)
- Ministerio de Energía. (2017b). *Gobierno aprobó plan de mitigación del cambio climático.* Retrieved from <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/gobierno-aprobo-plan-de-mitigacion>
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2014). *Agenda de Energía. Un desafío país, progreso para todos.* Santiago de Chile. Retrieved from [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agenda\\_de\\_energia\\_-\\_resumen\\_en\\_espanol.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/agenda_de_energia_-_resumen_en_espanol.pdf)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2016). *Generación distribuida en Chile.* Santiago. Retrieved from [www.energia.gob.cl](http://www.energia.gob.cl)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Cooperación alemana. (2014). *Energías renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé.* Santiago de Chile. Retrieved from [http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/Estudios/Potencial\\_ER\\_en\\_Chile\\_AC.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/Estudios/Potencial_ER_en_Chile_AC.pdf)

- Montero, J. P. (2014). *Pricing carbon in an emerging economy: the case of Chile*. Madrid.
- Morata, D. (2016). *Energía geotérmica: El gran potencial que tiene nuestro país aún sin explotar*. Retrieved from <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/09/29/823995/Chile-tiene-un-gran-potencial-para-explotar-la-energia-geotermica.html>
- Moreno Tornería, R. (2016). *Interconexiones en el SING. “Desafíos y oportunidades de negocios en la industria energética de la región de Antofagasta”*. Antofagasta. Retrieved from <http://slideplayer.es/slide/10475344/>
- Muñoz, C. M., & Galetovic, A. (2014). *La Wende de la Energiewende (Alemania reconsidera su transición a las energías renovables)*. Retrieved from [brevesdeenergia.com](http://brevesdeenergia.com)
- Norambuena, P.; Rubio, J. (2001). *Informe Final: Distribución del gas natural* (IEE 3372-Mercados Eléctricos ed.). Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno01/distrgas/distrgas.htm>
- NRDC. (2016). *Perspectivas del financiamiento de las energías limpias en Chile: ¿oportunidades para los bancos verdes y los bonos verdes?* Retrieved from <https://www.nrdc.org/sites/default/files/clean-energy-finance-outlook-ib-espanol.pdf>
- Oficina de Información Diplomática. (2016). *Chile. República de Chile*. Santiago. Retrieved from [http://www.exteriores.gob.es/documents/fichaspais/chile\\_ficha%20pais.pdf](http://www.exteriores.gob.es/documents/fichaspais/chile_ficha%20pais.pdf)
- Olivares, M., & Escobar, F. (2012). *El enredo de la subtransmisión*. Central Energía. Retrieved from [www.centralenergia.cl](http://www.centralenergia.cl)
- Ontiveros, E., Conthe, M., & Nogueira, J. M. (2004). *La recepción de los inversores de los riesgos regulatorios e institucionales en América Latina*. Washington, D.C.: BID.
- OPDE. (2016). *Proyectos*. Retrieved from <http://www.opde.net/es/proyectos/>
- Oses, N., & Pérez, A. (2013). *El mercado de los servicios complementarios a la geotermia* Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/geotermia/El%20mercado%20de%20los%20servicios%20asociados%20a%20la%20geotermia%20\(1\).pdf](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/geotermia/El%20mercado%20de%20los%20servicios%20asociados%20a%20la%20geotermia%20(1).pdf)
- Pachecho, M. (2016). *Proyecto de Ley de distribución de la red de gas*.
- Peirano, F., & Valenzuela, H. (2009). In Rudnick H., & Navarro A. (Eds.), *Licitaciones ¿Fue un buen precio?* (Pontificia Universidad Católica de Chile ed.). Retrieved from <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno09/licita/Informe%20Entrega%20Final.pdf>
- Petroleum Economist. (2009). *Energy map of Latin America & Caribbean*. Retrieved from [www.petroleum-economist.com](http://www.petroleum-economist.com)
- Piña, C. (2008a). *Regulación y funcionamiento del sector energético en Chile*. Retrieved from [http://www.ariae.org/download/sistemas\\_energeticos/chile.pdf](http://www.ariae.org/download/sistemas_energeticos/chile.pdf)
- Piña, C. (2008b). *Regulación y funcionamiento del sector energético en Chile*. Retrieved from [www.ariae.org](http://www.ariae.org)
- PrecioPetroleo.net. (2016), *Petróleo Chile. Preciopetroleo.net*. Retrieved from [Petróleo Chile](http://www.preciopetroleo.net)
- Presidenta de la República. (2015). *Mensaje de S.E. La Presidenta de la República con el que inicia un proyecto de ley que modifica la ley de servicios de gas y otras disposiciones legales que indica*.

- PV Magazine. (2017). *Preview Spanish/Portuguese edition 2017*.
- Quintanilla Hernández, J. (2016). *Regulación y competencia de la industria eléctrica chilena*. Barcelona. Retrieved from <http://www.institutopascualmadoz.es/wp-content/uploads/2016/05/PPT-JQH-Competencia-y-Regulación-Industria-Eléctrica-chilena-FINAL-06-Mayo-2016.pdf>
- Quintero. (2015). *Memoria integrada de sustentabilidad GNLQ*. Retrieved from [http://www.gnlquintero.com/sustentabilidad/reporte\\_sustentabilidad/reporte\\_de\\_sustentabilidad.htm](http://www.gnlquintero.com/sustentabilidad/reporte_sustentabilidad/reporte_de_sustentabilidad.htm)
- Revista EI. (2013). *La comercialización entra al debate*. Retrieved from <http://www.revistaei.cl/reportajes/la-comercializacion-entra-al-debate/>
- Revista EI. (2016). *Hugh Rudnick: Reforma a la distribución debe rediseñar las tarifas de precios*. Retrieved from <http://www.revistaei.cl/2016/09/29/hugh-rudnick-reforma-a-la-distribucion-debe-redisenar-las-tarifas-de-precios/#>
- Revista Energía. (2015). *Gas Valpo se adelanta a GNF y llevará gas natural a dos nuevas regiones*. Retrieved from <http://www.revistaenergia.cl/?p=3773>
- Revista Energía. (2017). *Proyecto solar de Mainstream en Atacama obtiene aprobación de RCA*. Retrieved from <http://www.portalminero.com/pages/viewpage.action?pageId=124488124>
- Rodríguez, E. (2013). *Terminal de Gas Natural Licuado (GNL) Mejillones de Chile*. Retrieved from <http://www.fierasdelaingenieria.com/terminal-de-gas-natural-licuado-gnl-mejillones-de-chile/>
- Romero, A. (2016). *El futuro de la distribución de energía eléctrica. Redes, renovables. Conferencia latinoamericana sobre la generación distribuida*. Santiago: CNE. Retrieved from [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- Rudnick, H. *Contexto y marco legal de los PMGD en Chile*. Retrieved from [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/impact/Impacto\\_de\\_PMGD/Contexto\\_y\\_Marco\\_Legal\\_de\\_los\\_PMGD\\_en\\_Chile.html](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/impact/Impacto_de_PMGD/Contexto_y_Marco_Legal_de_los_PMGD_en_Chile.html)
- Rudnick, H. (2013). *Desafíos del desarrollo de la transmisión en Chile* (Systep ed.). Santiago: BN Americas. Retrieved from [www.systep.cl/documents/BNAmericas%20Rudnick%20080813.pdf](http://www.systep.cl/documents/BNAmericas%20Rudnick%20080813.pdf)
- Rudnick, H. (2016a). *Modificaciones a Regulación de la Transmisión: Expansión*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from <http://www.cigre.cl/seminarios/wp-content/uploads/2016/06/HRudnick-Systep.pdf>
- Rudnick, H. (2016b). *El futuro de la distribución de energía eléctrica* Pontificia Universidad Católica de Chile. Retrieved from <http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2016/09/Rudnick290916.pdf>
- Rudnick, H. (2016c). *Impacto de PMGD*. Retrieved from [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/impact/Impacto\\_de\\_PMGD/Bienvenida.html](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/impact/Impacto_de_PMGD/Bienvenida.html)
- Rudnick, H. (2016d). *Nueva Ley de transmisión y operación del sistema eléctrico* (Comisión de Minería y Energía ed.). Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile. Facultad de Ingeniería. Retrieved from [www.senado.cl](http://www.senado.cl)

- Saldivia Olave, M. (2011). *Barreras de entrada a la geotermia en Chile*. Retrieved from [www.uchile.cl](http://www.uchile.cl)
- Sánchez Molina, P. (2017a). *La subasta de energía de Chile recibe 24 ofertas*. PV-Magazine-Latam. Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/10/12/la-subasta-de-energia-de-chile-recibe-24-ofertas/>
- Sánchez Molina, P. (2017b). *Chile establece nuevas exigencias para mejorar el servicio de las distribuidoras eléctricas*. PV-Magazine-Latam. Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/12/20/chile-establece-nuevas-exigencias-para-mejorar-el-servicio-de-las-distribuidoras-electricas/>
- Sarado, M. Solarpack marca record histórico en licitaciones con 29,1 \$/MWh en Chile. *PV Magazine*, Retrieved from <https://www.pv-magazine-latam.com/2016/08/18/solarpack-marca-record-historico-en-licitaciones-con-29-1-mwh-en-chile/>
- SEC. (2017). *Genera tu propia energía*. Retrieved from [http://www.sec.cl/portal/page?\\_pageid=33,5819695&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL)
- SEIA. (2016). *Ficha del Proyecto. Central Geotérmica Cerro Pabellón*. Retrieved from [http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id\\_expediente=5569783](http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=5569783)
- Seremi Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, Ministerio del Medio. (2013). *Guía Pedagógica Descontaminemos el aire de nuestra ciudad*.
- SIC. (2016). *Anuario estadístico 2015* Retrieved from <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/>
- Simons, P. (2016). *Energía renovable en América Latina y el mundo*. Santiago de Chile: IEA. Retrieved from [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/1\\_paul\\_simons\\_iea\\_medium\\_term\\_market\\_report\\_1.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/1_paul_simons_iea_medium_term_market_report_1.pdf)
- SOPHIMANIA Redacción. (2016). *Energías renovables: Los países de Latinoamérica que invierten más (y menos)*. Retrieved from <https://sophimania.pe/medio-ambiente/contaminacion-y-salud-ambiental/energias-renovables-los-paises-en-latinoamerica-que-invierten-mas-y-menos/>
- Starace, F. (2016). *El futuro de la distribución de energía eléctrica* (ENEL ed.). Santiago. Retrieved from <https://www.cne.cl>
- Systep. (2016a). *Reporte mensual abril 2016. Tendencia y desafíos para los PMGD en Chile*. Retrieved from [http://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/sites/5/2016/04/042016\\_Systep\\_Reporte\\_Sector\\_Electrico.pdf](http://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/sites/5/2016/04/042016_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf)
- Systep. (2016b). *Reporte mensual del sector eléctrico*. Retrieved from [http://systep.cl/documents/reportes/042016\\_Systep\\_Reporte\\_Sector\\_Electrico.pdf](http://systep.cl/documents/reportes/042016_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf)
- Systep. (2017a). *Impacto de la Interconexión SIC-SING en la generación ERNC en la zona norte*. Retrieved from <http://www.systep.cl/documents/Systep%20-%20Conecta%2026042017>
- Systep. (2017b). *Reporte mensual del sector eléctrico. SIC y SING*. Retrieved from [http://www.systep.cl/documents/reportes/012017\\_Systep\\_Reporte\\_Sector\\_Electrico.pdf](http://www.systep.cl/documents/reportes/012017_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf)
- T13. (2014). *¿Cómo se genera energía en Chile? Diésel y carbón representan el 32% del SIC y 55% del SING*. Retrieved from [www.t13.cl](http://www.t13.cl)

- The World Bank. (2016). *Chile rethinks renewables and gets results*. Retrieved from <http://blogs.worldbank.org/ppps/chile-rethinks-renewables-and-gets-results>
- Thorpe, T. W. (1999). *An overview of wave energy technologies: Status, performance and costs*. Londres. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.466.3188&rep=rep1&type=pdf>
- Transantartic Energía. (2016). *Mercado eléctrico Chile*
- Transec. (2016). *Memoria anual 2015. Uniendo a Chile con energía*. Retrieved from [www.transec.cl](http://www.transec.cl)
- Transnet, G. C. (2016). *Memoria anual 2015*. Retrieved from [www.transnet.cl](http://www.transnet.cl)
- Universidad de Chile. (2016). *Acerca de Chile. Presentación territorial*. Retrieved from <http://www.uchile.cl/portal/presentacion/la-u-y-chile/acerca-de-chile/8035/presentacion-territorial>
- Villalobos, F. (2016). *Energía geotérmica: El gran potencial que tiene nuestro país aún sin explotar*. Emol. Economía. Retrieved from <http://www.emol.com/noticias/Economia/2016/09/29/823995/Chile-tiene-un-gran-potencial-para-explotar-la-energia-geotermica.html>
- World Bank. (2015). *International bank for reconstruction and development international finance corporation and multilateral investment guarantee agency. Performance and learning review of the country partnership strategy for the republic of Chile for the period FY11-FY16*. Retrieved from <http://documents.worldbank.org/curated/en/363291468179335481/pdf/94686-CPS-P149582-R2015-0088-IFC-R2015-0118-MIGA-R2015-0027-Box391422B-OUO-9.pdf>
- Zelaya, C. (2016). *Procesos de licitación de suministro en Chile. Marco general regulatorio*. Santiago de Chile.

## 11. ANEXOS

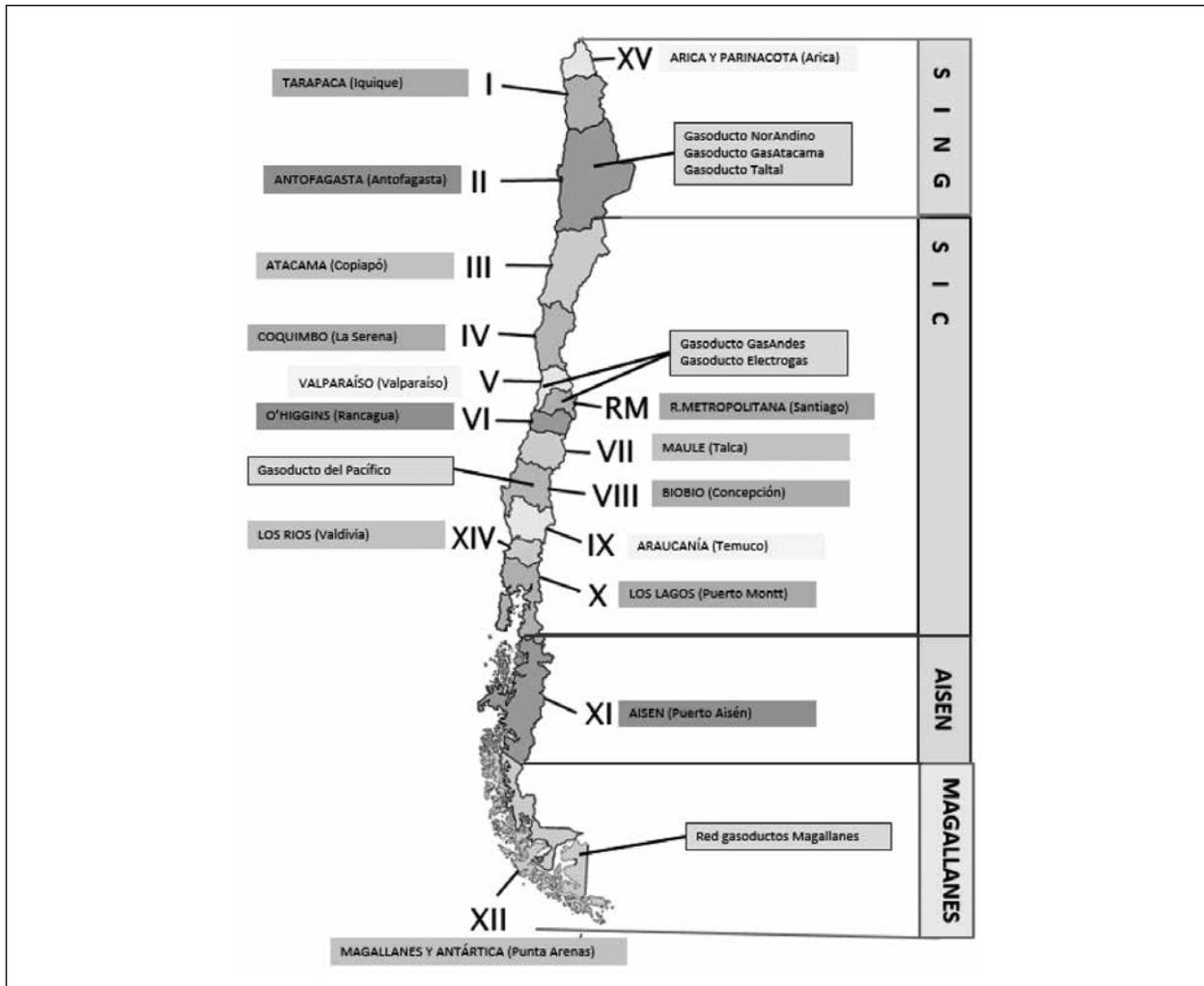
### 11.1. ANEXO 1. Regiones y población

**TABLA 49. Regiones chilenas y población**

N° Región	Nombre región	Capital	Superficie (km <sup>2</sup> )	Población (miles personas)	%	Densidad (Hab/km <sup>2</sup> )
XV	ARICA Y PARINACOTA	ARICA	16.873,3	239,1	1,3	14,2
I	TARAPACÁ	IQUIQUE	42.225,8	336,8	1,9	8,0
II	ANTOFAGASTA	ANTOFAGASTA	126.049,1	622,6	3,5	4,9
III	ATACAMA	COPIAPÓ	45.176,2	312,5	1,7	4,2
IV	COQUIMBO	LA SERENA	40.579,9	771,1	4,3	19,0
V	VALPARAÍSO	VALPARAÍSO	16.396,1	1.825,8	10,1	111,4
RM	METROPOLITANA	SANTIAGO	15.403,2	7.314,2	40,6	474,8
VI	LIB. GRAL. B. O'HIGGINS	RANCAGUA	16.387,0	918,8	5,1	56,1
VII	MAULE	TALCA	30.296,1	1.043,0	5,8	34,4
VIII	BIOBÍO	CONCEPCIÓN	37.068,7	2.114,3	11,7	57,0
IX	LA ARAUCANÍA	TEMUCO	31.842,3	989,8	5,5	31,1
XIV	LOS RÍOS	VALDIVIA	18.429,5	404,4	2,2	21,9
X	LOS LAGOS	PUERTO MONTT	48.583,6	841,1	4,7	17,3
XI	AYSÉN	COYHAIQUE	108.494,4	108,3	0,6	1,0
XII	MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	PUNTA ARENAS	1.382.291,1	164,7	0,9	0,1
<b>TOTAL</b>			<b>2.006.096,3</b>	<b>18.006,4</b>	<b>100</b>	<b>9,0</b>

Fuente: elaboración propia a partir de (INE, 2016b).

## MAPA 22. Regiones chilenas y población



Fuente: elaboración propia a partir de (INE, 2016b).

## 11.2. ANEXO 2. Evolución tipo de cambio Peso chileno/ US Dólar (US\$)

**GRÁFICO 46. Evolución del tipo de cambio US\$/Peso chileno**



Fuente: elaboración propia a partir de (Investing.com, 2016).

## 11.3. ANEXO 3. Acontecimientos con efectos sobre el sector energético

TABLA 50. Principales acontecimientos con efectos sobre el sector energético

1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005	2006-2010	2011-2015
<p>Creación de CDEC-SIC (1982)</p> <p>Creación de la SEC (1985)</p> <p>Central hidroeléctrica Colbún (1985)</p>		<p>Creación de CDEC-SING (1993)</p> <p>Modificación de la Ley de Gas para la llegada de gas argentino (1994)</p> <p>Proceso de privatización de la generación, transmisión y distribución (1995)</p>	<p>Gasoducto Bandurria, primer gasoducto de interconexión entre Chile y Argentina (1996)</p> <p>Entrada funcionamiento Central Pangue (1996)</p> <p>Cierre mina de carbón de Lota (1997)</p> <p>Sequía y cortes de luz programados (1998)</p> <p>Llegada de gas de Argentina (1999)</p> <p>Sequía (1998-1999)</p>	<p>Central eólica “Alto Baguales”, primer parque eólico conectado al Sistema Eléctrico Aysén (2001)</p> <p>Cortes de gas desde Argentina (2004)</p> <p>Entrada en funcionamiento Centrales Ralco (2004)</p> <p>Inicio Programa País de Eficiencia Energética (2005)</p>	<p>Primeras licitaciones de energía (2006)</p> <p>Separación de Energía del Ministerio de Economía (2007)</p> <p>Agudización de la crisis del gas natural (2008)</p> <p>Creación del Ministerio de Energía (2009)</p> <p>Entrada funcionamiento Terminal GNL Quintero (2009)</p> <p>Creación de CER/ CIFES (2009)</p> <p>Revisión Política Energética de la Agencia Internacional de Energía (2009)</p> <p>Licitaciones de 20 concesiones para producir energía geotérmica (2009)</p> <p>Creación de la ACHEE (2010)</p> <p>Entrada funcionamiento Terminal GNL Mejillones (2010)</p>	<p>Creación secretarías regionales de Energía en todo Chile (2014)</p> <p>Modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Licitaciones de Suministro (2014)</p> <p>Inicio construcción primera central de geotermia en Chile (2015)</p> <p>Interconexión eléctrica con Argentina Andes-Salta (2015)</p> <p>Inicio trabajo de interconexión SIC-SING (2015)</p> <p>Fin de la bombillas incandescentes (2015)</p>

Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Energía, 2016c).

## 11.4. ANEXO 4. Principales hitos normativos y planes energéticos

TABLA 51. Principales hitos normativos

1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005	2006-2010	2011-2015
<p><i>Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de Minería</i></p> <p>IV Ley Gral. de Servicios eléctricos (1982)</p> <p><i>Ley N° 18.410</i></p> <p>Creación del SEC (1985)</p>		<p><i>Ley N° 19.030</i></p> <p>Creación del fondo para estabilización de precios del petróleo para atenuar variaciones de precios de venta (1991)</p>	<p><i>Reglamento Eléctrico</i> (1997)</p> <p><i>Ley N° 19.613 (8 junio)</i></p> <p>Modifica Ley 18.410, orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.</p> <p>Fortalece régimen de fiscalización del sector. Regula las condiciones de racionamiento eléctrico y tipifica los casos de fuerza mayor en relación con las condiciones hidrológicas (1999)</p> <p><i>Ley N° 19.674 (3 mayo)</i></p> <p>Regula los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios (2000)</p> <p><i>Ley N° 19.657</i></p> <p>Regula concesiones licitaciones y contratos de operación para exploración y explotación de energía geotérmica (2000)</p>	<p><i>Ley N° 19.940 “Ley Corta I” (13 marzo)</i></p> <p>Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce otras adecuaciones. Crea Panel de Expertos (2004)</p> <p><i>Ley N° 20.018 “Ley Corta II” (19 mayo)</i></p> <p>Regula el suministro para clientes regulados mediante licitaciones de largo plazo (2005)</p> <p><i>Ley N° 20.040 (9 julio)</i></p> <p>Regula suministro eléctrico a empresas distribuidoras sin contrato con generadoras (2005)</p>	<p><i>Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NTSCS)</i> (2006)</p> <p><i>Ley N° 20.220 (14 sept)</i></p> <p>Resguarda seguridad de suministro a clientes regulados y el caso de quiebra de generadoras (2007)</p> <p><i>Ley N° 20.257 (1 abril)</i></p> <p>Fomenta la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales (2008)</p> <p><i>Ley N° 20.402 (3 diciembre)</i></p> <p>Cambia estructura institucional. Crea el Ministerio de Energía (2009)</p> <p><i>Ley N° 20.365</i></p> <p>Establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares (2009)</p>	<p><i>Ley N° 20.571</i></p> <p>Entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica (2012)</p> <p><i>Ley N° 20.701 (14 octubre)</i></p> <p>Establece mejoras al procedimiento para otorgar concesiones eléctricas (2013)</p> <p><i>Ley N° 20.698. Llamada “ley 20/25” (22 oct)</i></p> <p>Propicia la ampliación de la matriz energética con fuentes renovables no convencionales (2013)</p> <p><i>Ley N° 20.805 (29 enero)</i></p> <p>Perfecciona sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados. Faculta mecanismos que fomenten a las ERNC (2015)</p>

Fuente: elaboración propia a partir de (Ministerio de Energía, 2016c).

TABLA 52. Planes energéticos

1985-1990	1991-1995	1996-2000	2000-2005	2006-2010	2011-2015
Sector energía en Chile CNE (1989)	Política energética CNE (1993) Programa Nacional de Electrificación Rural (1994) Protocolo de importación de gas de Argentina (1995)			Política Energética: Nuevos lineamientos. Transformando la crisis energética en una Oportunidad (2008)	CADE (2011) Estrategia Nacional de Energía (2012) Agenda Energía (2014) Energía 2050 (2015)

Fuente: (Ministerio de Energía, 2016c).

## 11.5. ANEXO 5. Principales agentes del sector energético chileno

A continuación se recoge un listado de los principales agentes relacionados con la energía junto con sus tareas fundamentales.

**TABLA 53. Principales agentes o entidades relacionados con la energía en Chile**

Organismo	Función
<b>Ministerio de Energía</b>	Es el Ministerio responsable de la política energética. Nace con la entrada en vigor de la Ley N° 20.402, del 1 de febrero de 2010, obteniendo la autonomía al separarse del Ministerio de Minería.
<b>Comisión Nacional de Energía (CNE)</b>	Creada en 1978 por la Ley 2224, la CNE es el regulador del sector eléctrico. La Comisión está directamente vinculada a la Presidencia de la República, por medio del Ministerio de Energía, y es dirigida por un Consejo Directivo integrado por los ministros de Minería, Economía, Hacienda y Defensa Nacional, así como por el Secretario General de la Presidencia y de Planificación y Cooperación. Lo dirige el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía. Su función es elaborar, coordinar y velar por el cumplimiento de los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país. Le corresponde también diseñar las normas del sector y calcular las tarifas y peajes que la legislación ha establecido. Entre los precios que la Comisión calcula se incluyen los precios de nudo (precios regulados a nivel de generación) y los peajes de transmisión y subtransmisión. En materia de distribución de electricidad, calcula el Valor Agregado de Distribución, que determina las tarifas al cliente final regulado, las tarifas de Servicios Asociados y los Peajes de Distribución. Asimismo, está encargada de la elaboración de las Normas Técnicas de operación de los sistemas.
<b>Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)</b>	Monitorea el cumplimiento de las normas por parte de las empresas tanto en materia de energía como de combustibles. Es un organismo descentralizado que se relaciona con el gobierno mediante el Ministerio de Energía. Además, es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía respecto de las solicitudes de concesión definitivas en relación con la distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, además de verificar la calidad de los servicios prestados.
<b>Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)/ Operador del sistema eléctrico</b> (Sustituido por el CISEN el 1 de enero de 2017)	Es el operador del sistema eléctrico encargado de coordinar el despacho de las centrales. Hay uno en el SIC y otro en el SING (CDEC-SIC y CDEC-SING). Se rigen por el Decreto Supremo N° 327/97 y sus modificaciones. Sus directorios están integrados por las empresas generadoras, las empresas de transmisión troncal, de subtransmisión y un representante de los clientes libres, de cada sistema eléctrico, cuyas instalaciones funcionan interconectadas entre sí. Preserva la seguridad del servicio global, garantiza la operación a mínimo coste y facilita el uso compartido de los sistemas de transmisión. Para ello, programa las operaciones del sistema eléctrico día a día, planifica la operación del sistema eléctrico a medio y largo plazo, determina y valoriza las transferencias de electricidad entre sus integrantes y coordina el mantenimiento preventivo de las unidades generadoras.

Organismo	Función
<b>Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN)</b>	<p>Entre sus principales funciones se encuentran preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.</p> <p>Para ello, deberá realizar una programación de la operación de los sistemas medianos, formular programas de operación y mantenimiento, determinar las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación y garantizar el cumplimiento de la normativa técnica, entre otros.</p>
<b>Panel de Expertos</b>	<p>Instancia de arbitraje en el caso de diferencias entre el regulador y las empresas reguladas.</p> <p>Creado con el fin de dictaminar acerca de discrepancias respecto de la:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Fijación de peajes de distribución y subtransmisión,</li> <li>– Determinación de costes de explotación y del Valor Nuevo de Reemplazo para empresas distribuidoras.</li> </ul>
<b>Ministerio del Medio Ambiente</b>	Responsable de la política medioambiental. De aquí depende el SEA.
<b>Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)</b>	Realiza la evaluación medioambiental de proyectos que puedan impactar el medio ambiente.
<b>Agencia chilena de eficiencia energética (AChEE)</b>	<p>Es una fundación de derecho privado, sin ánimo de lucro, cuya misión es promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente de la energía articulando a los actores relevantes, a nivel nacional e internacional, e implementando iniciativas público–privadas en los distintos sectores de consumo energético, contribuyendo al desarrollo competitivo y sostenible del país.</p> <p>La Agencia implementa programas y proyectos específicos que impulsen la disminución del consumo energético. No obstante, también dedica esfuerzos a la educación y difusión, para hacer de la Eficiencia Energética un valor cultural y lograr así cambios de conducta en la ciudadanía. Finalmente, también se dedica a la medición, verificación y desarrollo de negocios.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– El objetivo del área Transporte de la AChEE es desarrollar e implementar medidas de Eficiencia Energética en los distintos tipos de transporte, como el terrestre, marítimo y aéreo, teniendo en cuenta que el terrestre representa el 83% del total.</li> <li>– Del potencial de Eficiencia Energética que Chile posee a 2020, se ha estimado que cerca de la mitad se encuentra en el sector industrial y minero. Con el fin de poder alcanzar este potencial se están desarrollando iniciativas con empresas de distintos sectores productivos, mejorando la competitividad de las empresas y contribuyendo al desarrollo sostenible del país.</li> <li>– El sector edificación representa el 18% del total nacional del potencial de Eficiencia Energética al 2020, tras el sector industrial y minero. Esta área ha desarrollado programas en conjunto con los diferentes actores del sector, buscando lograr el desarrollo de proyectos tendientes a establecer un uso eficiente de los recursos energéticos en los diferentes subsectores, contribuyendo al desarrollo competitivo de los mismos.</li> </ul>

Organismo	Función
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Desde que se empezaron a desarrollar iniciativas en eficiencia energética (EE), la cuantificación de los beneficios no ha logrado ser determinada de manera precisa. En este sentido, los principales objetivos del área de Medición y Verificación son cuantificar las reducciones de consumo de los proyectos y programas desarrollados por la AChEE y potenciar su mercado, exigiendo y promocionando el uso de protocolos internacionales para la medición y verificación de las reducciones de energía.</li> <li>– El área de desarrollo de negocios es una unidad de apoyo transversal, que permite, desde la óptica de las relaciones directas con <i>stakeholders</i>, la visualización de aquellas líneas con que se deben enfocar las estrategias de desarrollo de medio y corto plazo.</li> </ul>
<b>Ministerio de Obras Públicas (MOP)</b>	Participa en la regulación del sector eléctrico por medio de la Dirección de Vialidad, que otorga los permisos de construcción de líneas eléctricas en caminos, y la Dirección General de Aguas, que otorga los derechos de agua requeridos para el desarrollo de centrales hidroeléctricas.
<b>Ministerio de Minería</b>	Posee importantes competencias en materia petrolífera y gasífera, como los programas de inversión de ENAP, presidir el directorio de esta. Debe firmar también los Reglamentos y Decretos Supremos que son preparados por la CNE en las materias de su competencia.
<b>Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES)</b>	<p>Tiene como objetivo apoyar a la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) en el diseño, implementación, seguimiento, evaluación y promoción de programas y proyectos estratégicos con financiación pública de innovación y fomento en energías sostenibles, en particular, en la implementación de la política y del plan de acción de innovación en energía.</p> <p>Entre sus actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Articula o gestiona iniciativas, así como programas, proyectos estratégicos, estudios, <i>roadmaps</i>, entre otros, impulsados por el Estado acerca de la materia.</li> <li>– Mantiene un catastro y una visión sistémica de los instrumentos e iniciativas de fomento a la inversión en ERNC y energías sostenibles, que se hayan y se estén desarrollando o implementando en el país, en especial las financiadas por el Estado y por entidades internacionales de cooperación.</li> <li>– Propone líneas de investigación y desarrollo en innovación y fomento de energía sostenible.</li> <li>– Colabora en la coordinación de los centros de investigación en energía y apoya su asociación con la industria.</li> <li>– Gestiona o articula programas y proyectos piloto de energía sostenible, que generen experiencia relevante.</li> <li>– Monitorea, evalúa y sistematiza los resultados de los instrumentos de fomento implementados, en especial, aquellos ejecutados con recursos públicos.</li> <li>– Brinda apoyo en el diseño de instrumentos de fomento, en función de requerimientos de órganos públicos.</li> <li>– Mantiene información actualizada de las distintas innovaciones en energía sostenible (vigilancia tecnológica).</li> <li>– Gestiona las consultas de agentes públicos o privados, en relación con nuevos emprendimientos, prototipos y soluciones basadas en energía sostenible, dentro del ámbito de sus funciones.</li> <li>– Implementa y mantiene la Plataforma de Gestión del Conocimiento Solar en Chile, con foco en la autogeneración.</li> </ul>

Organismo	Función
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Apoya la formación de capacidades para el desarrollo de las ERNC, catalizando procesos de transferencia de conocimientos y tecnología, fomentando vínculos de cooperación con universidades e instituciones que faciliten la formación de profesionales y técnicos.</li> <li>- Fomenta soluciones que eliminen las barreras a la materialización efectiva de los proyectos de ERNC, pudiendo administrar en esa dirección instrumentos de apoyo financiero a proyectos y desarrollar proyectos de investigación, innovación o fomento en energías renovables.</li> </ul>
<b>Municipalidades</b>	<p>Participan en la regulación del sector eléctrico otorgando los permisos para que las líneas de transporte de electricidad, no sujetas a concesión, crucen las calles, otros bienes nacionales de uso público u otras líneas eléctricas.</p> <p>Además, en el caso de los sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación menor o igual a 1.500 KW, negocian con las empresas concesionarias de distribución las tarifas y la calidad del suministro en su comuna.</p>
<b>Superintendencia de Valores y Seguros (SVS)</b>	<p>La SVS es una institución autónoma, regida por el Decreto Ley N° 3.538 de 1980, que se relaciona con el gobierno por medio del Ministerio de Hacienda. Es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas que rigen a las personas que emiten o intermedian valores de oferta pública, las bolsas de valores, los fondos mutuos, las sociedades anónimas y las empresas de seguros.</p>
<b>Ministerio de Economía</b>	<p>En la actualidad no desempeña ningún papel en el sector energético como tal, si bien hasta la creación del Ministerio de Energía era el encargado de las tareas del actual Ministerio de Energía.</p>
<b>SEREMIS (Secretaría Regional Ministerial)</b>	<p>En general, los Ministerios tienen agencias regionales que se denominan SEREMIS. En el caso del Ministerio de Energía, tiene la SEREMIS de Energía de la Región del Biobío<sup>233</sup>, que está realizando un catastro de proveedores regionales de tecnologías y servicios asociados.</p>
<b>Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN)</b>	<p>Esta Comisión está dirigida y administrada por un Consejo Directivo y un Director Ejecutivo, designados por S.E. el Presidente de la República. Las actividades que se desarrollan por la CCHEN tienen impacto en varias áreas del quehacer nacional, siendo las más relevantes la salud, la industria, la minería, la agricultura y la alimentación.</p> <p>Regula, autoriza y fiscaliza, a nivel nacional, las fuentes nucleares y radiactivas catalogadas como de primera categoría y a los operadores de las mismas. Protege radiológicamente a las personas y al medio ambiente, efectuando monitoreo, vigilancia, calibración, gestionando los desechos radiactivos y capacitando en el área radiológica. Además, genera conocimientos y desarrollos en ciencia y tecnología nuclear para contribuir creciente y sostenidamente a la sociedad.</p> <p>La misión y objetivos fijados por ley en 1964 son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte, deshecho y usos pacíficos de la energía atómica y de los materiales fértiles, fisionables y radiactivos, y</li> </ul>

<sup>232</sup> Esta SEREMIS de Biobío parece ser muy activa en actividades. A modo de ejemplo, está organizando una Misión Tecnológica a China y un Congreso Mundial de Energía.

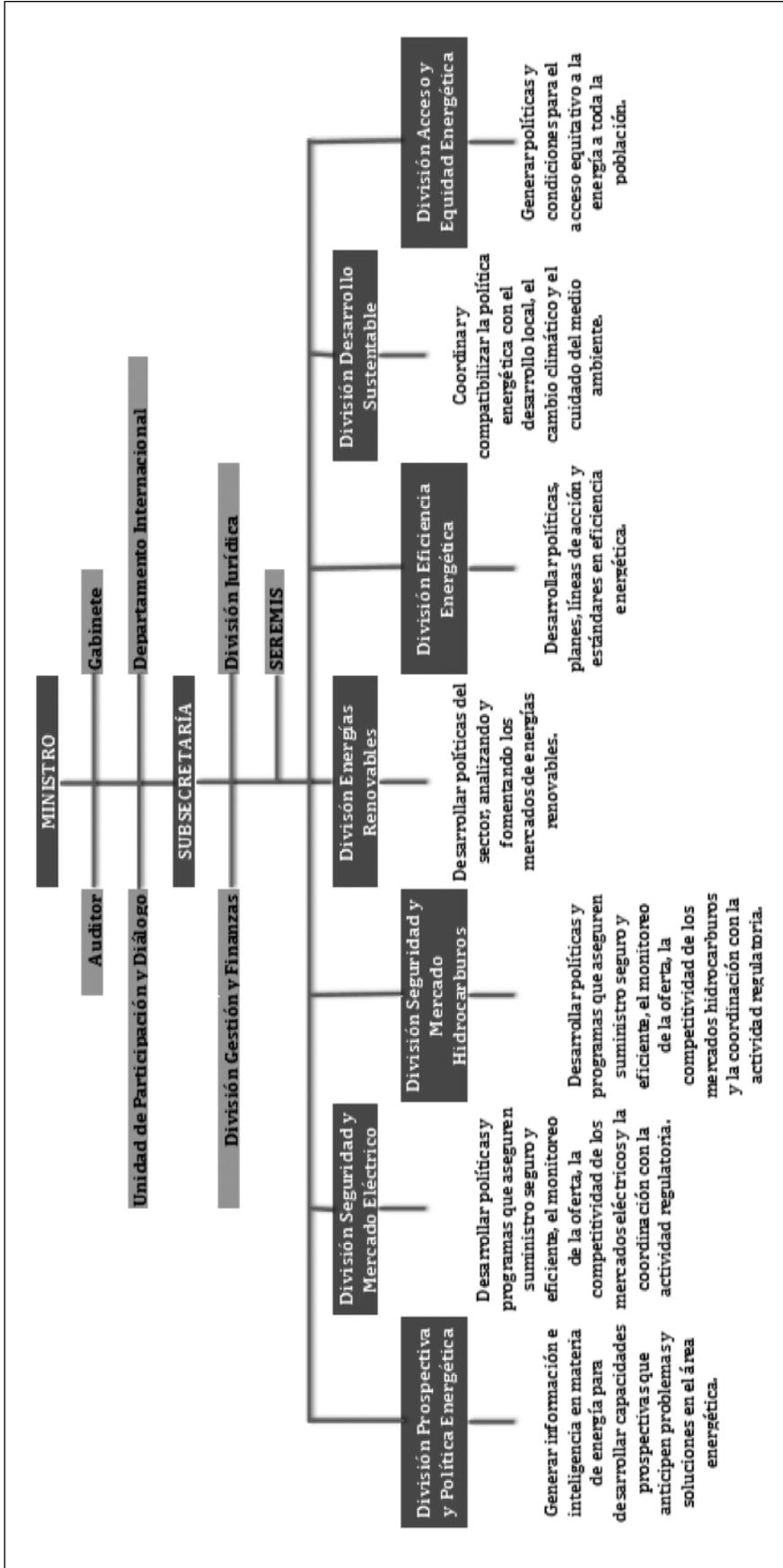
Organismo	Función
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular, fiscalizar y controlar, desde el punto de vista de la seguridad nuclear y radiológica (de personas y del medio ambiente), las instalaciones nucleares y las instalaciones radiactivas relevantes en todo el país.</li> <li>- Generar conocimientos y desarrollos en ciencia y tecnología nuclear para contribuir creciente y sostenidamente a la sociedad.</li> </ul>
<b>Organismos de Defensa de la Competencia</b>	<p>De la misma forma que las demás actividades económicas, los servicios eléctricos están sometidos al escrutinio de los Organismos de Defensa de la Competencia, encargados de prevenir, investigar y corregir los atentados a la libre competencia y los abusos en que incurra quien ocupe una posición monopólica.</p> <p>Entre ellos se encuentra la Fiscalía Nacional Económica (FNE) que desempeña un servicio público descentralizado. Tiene personalidad jurídica y patrimonio propio, independiente de todo organismo o servicio. Se encuentra sometida a la supervigilancia del Presidente de la República mediante el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.</p>

Nota: la CNE y el SEC no dependen del Ministerio de Energía sino que tienen cierta autonomía.

Fuente: elaboración propia.

11.6. ANEXO 6. Estructura del Ministerio de Energía

FIGURA 18. Estructura del Ministerio de Energía



Fuente: (Ministerio de Energía, 2016e) y (Ministerio de Energía, 2016f).

## 11.7. ANEXO 7. Comparación de los Protocolos de 1991 y 1995

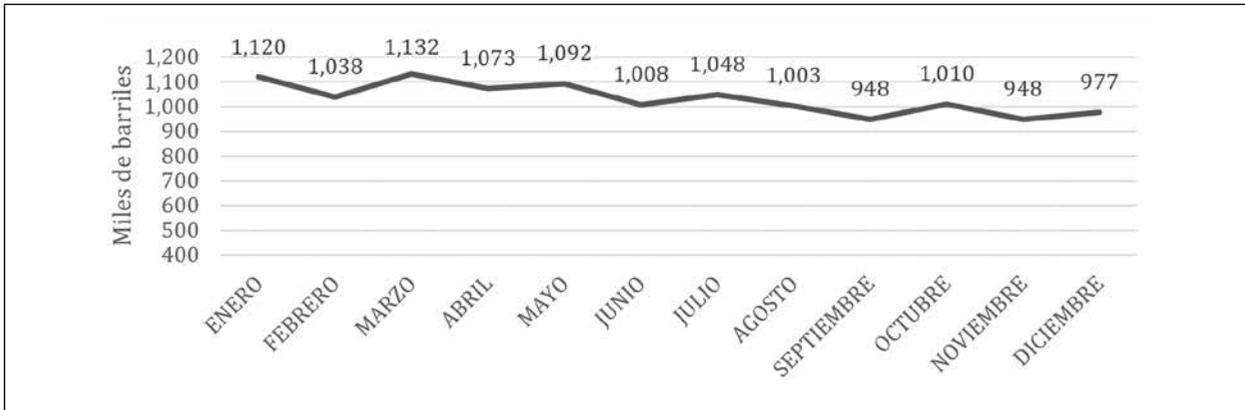
TABLA 54. Comparación de los Protocolos de 1991 y 1995

Tema	Protocolo 1991	Protocolo 1995
Principio general	Cada país fomentará un régimen jurídico que permita la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural producido en la cuenca neuquina.	Cada país fomentará un régimen jurídico que permita a empresarios la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural entre Argentina y Chile.
Restricciones	Las Partes no pondrán restricciones a que productores de la cuenca neuquina exporten gas natural a Chile (sobre la base de las reservas y sus disponibilidades), hasta un total de 5 millones de m <sup>3</sup> por día. Con todo, agrega que se puede convenir que el acuerdo se aplique a operaciones de exportación superiores.	Las Partes no pondrán restricciones a que se exporte gas natural al país vecino. La autoridad correspondiente de cada país otorga los permisos de exportación, “en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere” (Art.2).
Autorizaciones	El gobierno argentino garantiza la eliminación de restricciones normativas a la exportación de gas natural hacia Chile. Las partes deben entregar los permisos y concesiones para la construcción y operación de gasoductos.	Las partes otorgarán las autorizaciones y concesiones necesarias para la exportación de gas natural y la construcción y operación de gasoductos. Las empresas que se interesen en realizar actividades en el marco del protocolo deben tomar medidas para “asegurar la capacidad de transporte en ambos países” (Art.4)
Precios	Vendedores y compradores negocian y contratan el precio del gas, plazos y volúmenes.	Los vendedores y compradores deben negociar las condiciones de contrato (precio, plazos, volúmenes y garantías), y lo relativo al transporte.
Marco jurídico aplicable	La legislación aplicable a la compra, exportación, importación y transporte de gas es la respectiva legislación de cada Estado y el Protocolo.	Igual.
Principio de operación	La operación de los gasoductos se hace por el principio de acceso abierto.	El marco normativo aplicable es la legislación de cada país, y se establece que la operación de los gasoductos se rige por el sistema de “acceso abierto”.
Normas acerca de consumidores	No se contempla.	Las Partes procederán de acuerdo al principio de “no discriminación” respecto de los consumidores afectados en caso de fuerza mayor o caso fortuito que afecte a la infraestructura de exportación o al consumo interno, debiéndose mantener la proporcionalidad existente.
Tratamiento tributario	El tratamiento tributario a la exportación de gas en Argentina no puede ser superior al tratamiento de las exportaciones de derivados del petróleo, al de los productos que utilizan gas como materia prima.	El tratamiento tributario de la importación de gas en Chile y Argentina no puede ser superior al de las importaciones de derivados de petróleo, ni inferior al de los productos que utilizan gas natural como materia prima, siempre que este no supere al primero. Similar disposición se establece en relación con la exportación de gas en Argentina y Chile.
Intercambio de información	No se contempla.	Las Partes se comprometen a entregar a su contraparte toda la información acerca de autorizaciones, licencias y concesiones solicitadas y entregadas para la exportación e importación de gas natural, como para el transporte, construcción y operación de gasoductos. También se entregará información respecto del mercado de gas natural necesaria para el análisis del mercado.
Solución de controversias y plazo del Protocolo	El plazo es indefinido y no hay normas específicas de solución de controversias.	Se establece un sistema de solución de controversias relativas a la interpretación, aplicación o incumplimiento del Protocolo. Además se estipula que el Protocolo tendrá duración indefinida.

Fuente: (Gamboa, R. y Huneus, C., 2007).

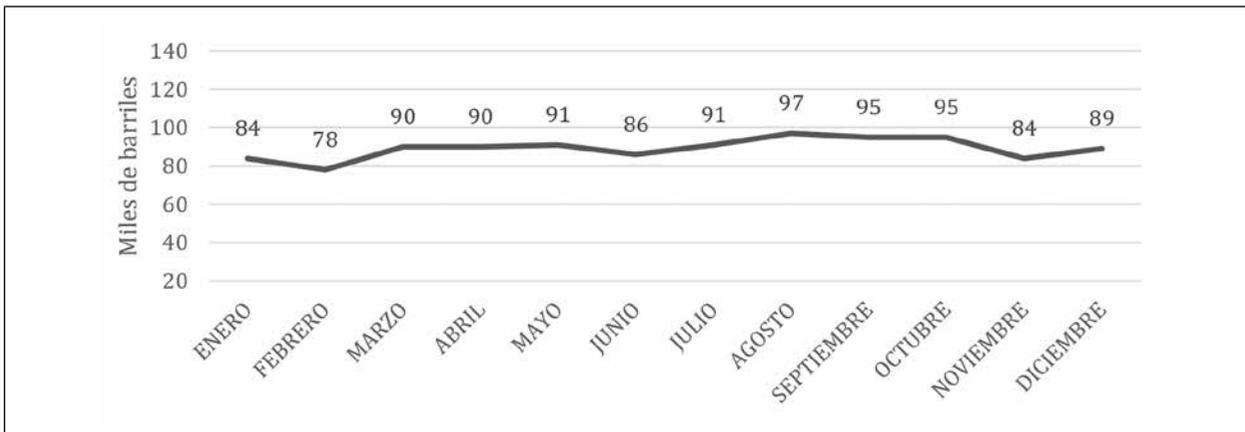
## 11.8. ANEXO 8. Producción de petróleo en 2015 y precios de la gasolina y el diésel en Chile

**GRÁFICO 47. Producción mensual de petróleo de ENAP Sipetrol (miles de barriles)**



Fuente: (ENAP, 2016b).

**GRÁFICO 48. Producción mensual de petróleo de ENAP Magallanes (miles de barriles)**



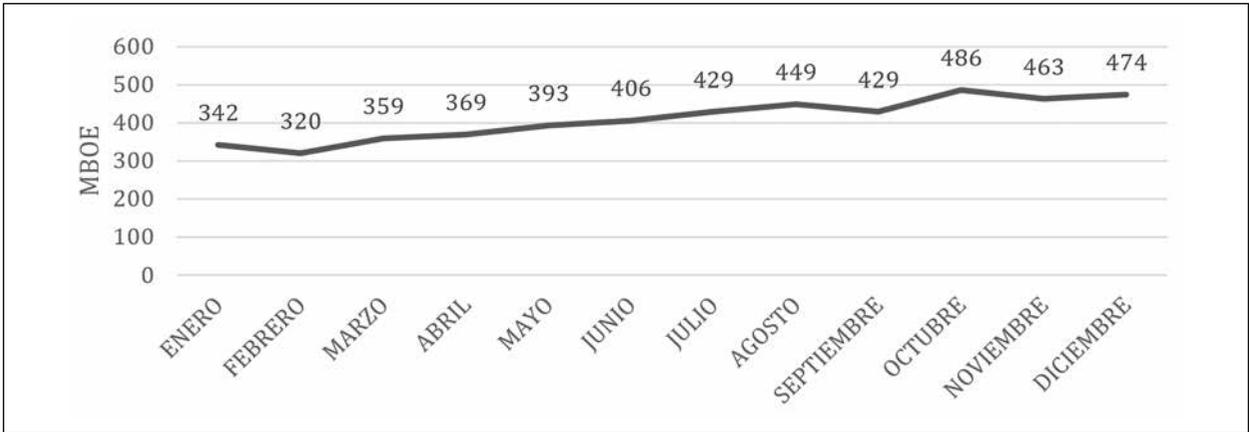
Fuente: (ENAP, 2016b).

**GRÁFICO 49. Gas Sipetrol (MBOE)**



Fuente: (ENAP, 2016b).

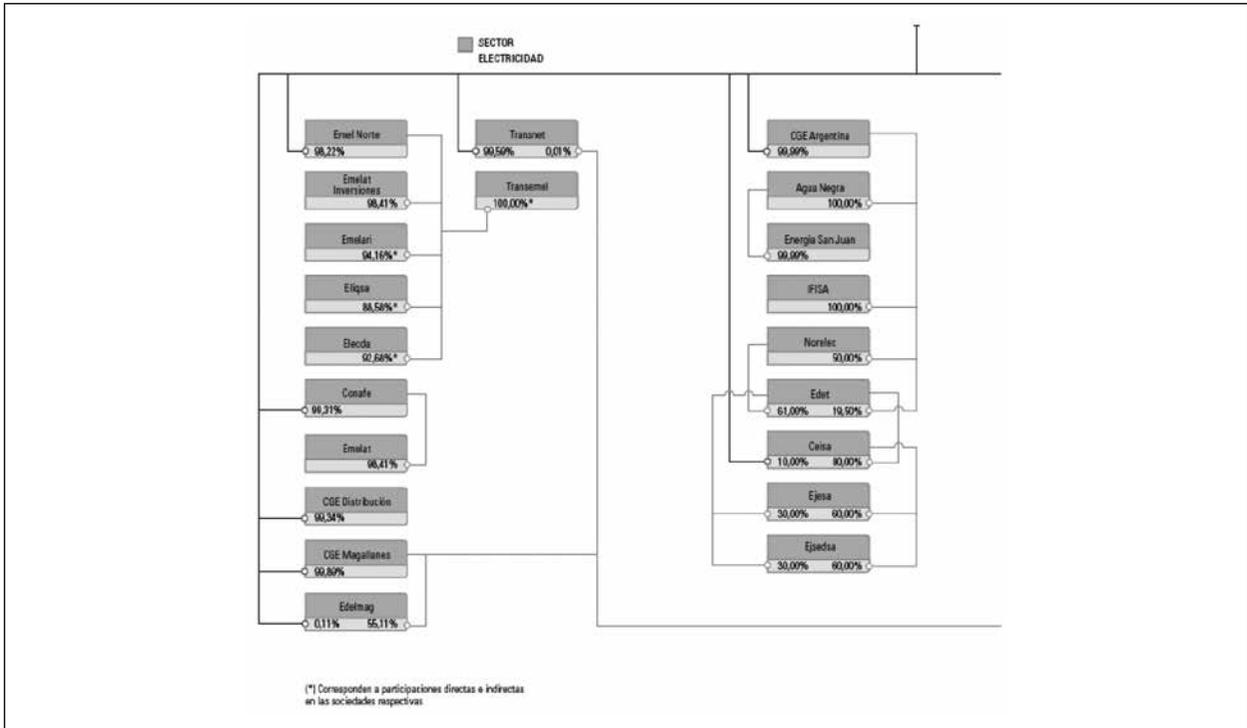
### GRÁFICO 50. Gas Magallanes (MBOE)



Fuente: (ENAP, 2016b).

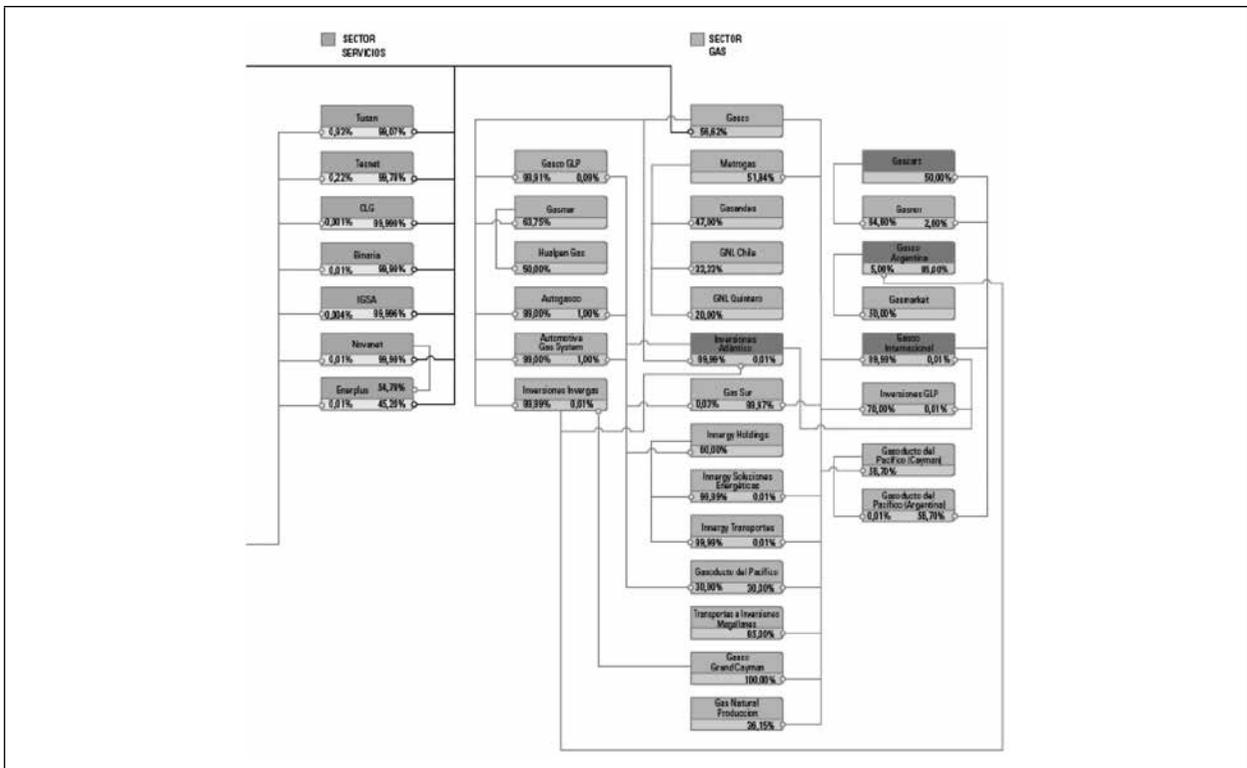


**FIGURA 20. Estructura del grupo CGE (segunda parte)**



Fuente: (CGE, 2016).

**FIGURA 21. Estructura del grupo CGE (tercera parte)**



Fuente: (CGE, 2016).

## 11.10. ANEXO 10. Principales características de los gasoductos chilenos

TABLA 55. Principales características de los gasoductos chilenos de la zona norte

Gasoducto	Inicio Actividad	Tramo	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm <sup>3</sup> /día)	Capacidad anual equivalente (bcm/año)	Longitud (km)	Longitud (km Chile)
GasAtacama	1999-jul					941	411
		Cornejo(Salta)-Paso de Jama	20	8.5		530	
		Paso de Jama-Mejillones	20	8.5		411	
NorAndino	1999-nov					1180	730
		Pichanal(Salta)-Paso de Jama	20	7.1		450	
		Paso de Jama-Crucero	20	7.1		260	
		Crucero-Tocopilla	12	1.6		79	
		Crucero-Quebrada Ordoñez	16	5.5		252	
		Quebrada Ordoñez-Mejillones	16	3.9		35	
		Quebrada Ordoñez-Coloso	16	1.6		104	
Tal-Tal	1999-dic					224	224
		Mejillones-La Negra	16	2.4		89	
		La Negra-Paposo (Taltal)	12.75	1.8		135	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

TABLA 56. Principales características de los gasoductos de la zona centro y sur

Gasoducto	Inicio Actividad	Tramo	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm <sup>3</sup> /día)	Capacidad anual equivalente (bcm/año)	Longitud (km)	Longitud (km Chile)
GasAndes	1997-ago					467	154
		<i>La Mora-Paso Maipú</i>	24	9		313	
		Paso Maipú-S.Bernardo	24	9		150	
		Válvula 17-City Gate I	12	9		4	
Electrogas	1998-feb					138	138
		S.Bernardo-Maipú	30	4.1		12	
		Maipú-Quillota	24	4.1		111	
		km.121 línea ppal-Est.Colmo	16	1.2		15	
Gas Pacífico	1999-nov						362
		<i>Loma la Lata-Paso Butamallín</i>	24	9.7		276	
		P.Butamallín-Recinto	24	9.7		76	
		Recinto-Las Mercedes	20	9.7		168	
		Las Mercedes-Gasco y Petrox	20	6.7		17	
		La Leonera-Coronel	12	2.1		28	
		Paso Hondo-Nacimiento	10	1		73	
Red SNG	1999-nov	Penco-Lirquén	6-4	N/A			
Transporte	2000-mar	Las Mercedes-Concepción	6			38	
		Lateral Talcahuano	10-4				
		Lateral Coronel	10				
		Otros 6 laterales a instalaciones en Región VIII	No definida	No definida		122	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

**TABLA 57. Principales características de los gasoductos chilenos de la zona Magallanes**

Gasoducto	Inicio Actividad	Tramo	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm3/día)	Capacidad anual equivalente (bcm/año)	Longitud (km)	Longitud (km Chile)
Sara-Cullen	1961	Pta.Sara (Cerro Sombrero)-Pta. Cullen (T. Fuego)	10.75	0.7		45	45
DAU 1-Posesión	1962	DAU 1-Pta. Posesión	12	3.8		4	4
Posesión	1962	DAR 2-Pta. Posesión	12.75	5		6	6
Dungeness-DAU 2	1964-1970	Dungeness-DAU2	10-6	4		42	42
Posesión-Daniel	1970	Pta.Posesión-Daniel	10,75-8,625	1.5		18	18
Tres Lagos-Cullen	1976	Tres Lagos (T. Fuego)-Pta. Cullen	8.625	27.5		18	18
BRC-Cullen	1976	Btería recep. Catalina-Pta. Cullen	8,625-6,625	0.3		42	42
Daniel-DAU 1	1982	Sect.Daniel-DAU1 (sect. Pta. Posesión)	8	1		20	20
Posesión-Cabo Negro	1987	Pta. Posesión-Pta. Cabo Negro	18	6.3		180	180
Marazzi-Cullen	1988	Sect.Marazzi-Pta. Cullen	10,75-5,5	0.04		78	78
Calafate-Punta Daniel	1992	Sect. Calafate-Sect. BRC-DAU1-Pta. Posesión (sect.BRP)	10.75	2.8		54	54
Bandurria	1996	S.Sebastián (T. Fuego-Arg)-Paso Bandurria	14	2		48	83
		P. Bandurria-Pta. Cullen	14	2		35	
Cullen-Calafate	1996	Pta. Cullen-Sect. Calafate	12,75-6,625	3.2		25	25
Pta.Daniel-Daniel Central	1996-1997	Punta Daniel-Sect. Daniel Central	12	2.8		5	5
Dungeness-DAU 2	1999	Dungeness (frontera)-Daniel Este	8	2.8		13	33
Complemento internacion.		Daniel-DAU2 (pta. Posesión)	10	2.8		20	
Cóndor-Posesión	1999	El Cóndor-Front. Chile-Argent	12	2		8	16
		Front. Chile-Arg-Pta. Posesión	12	2		8	
Kimiri Aike-Cabo Negro (ampliac. Posesión-Cabo Negro)	1999	Kimiri Aike-Pta. Cabo Negro	20	2.9		180	180

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

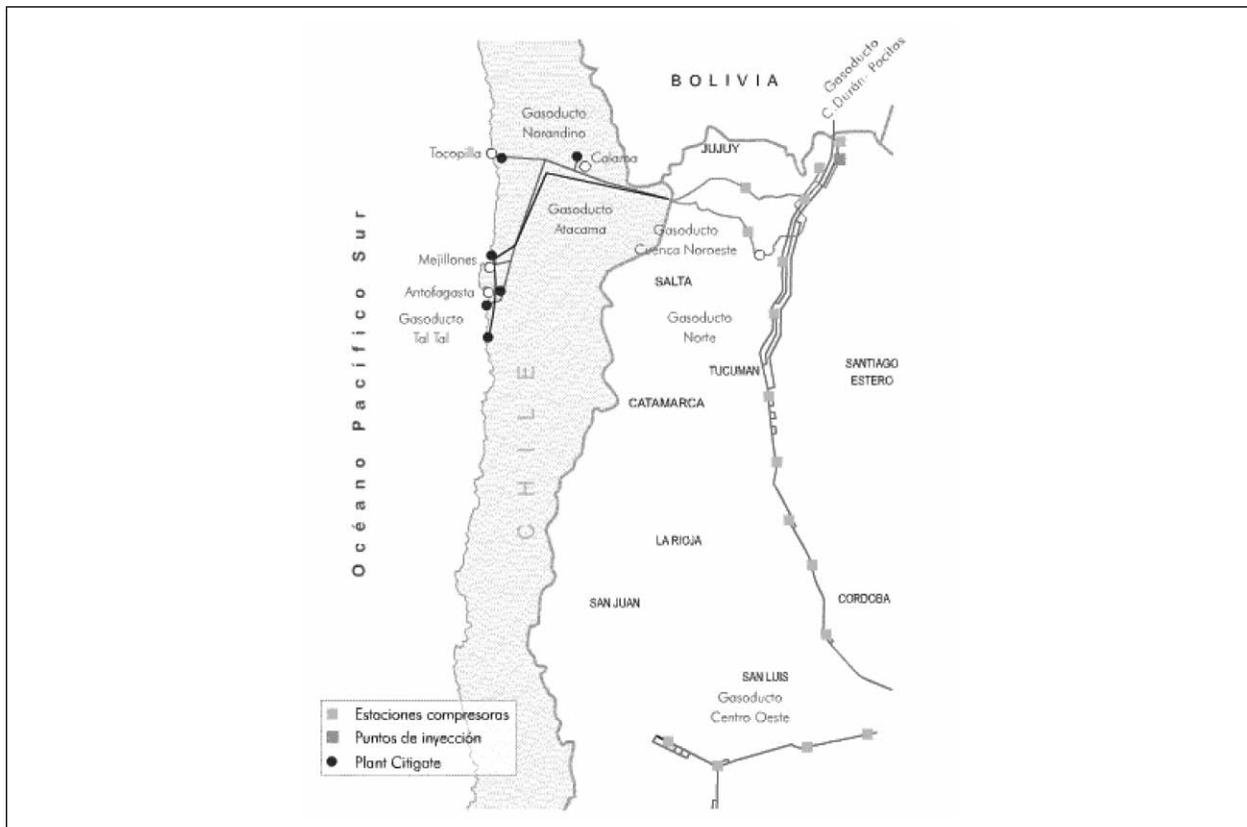
## 11.11. ANEXO 11. Descripción de gasoductos chilenos por zonas

### 11.11.1. Gasoductos en la zona norte

En la zona norte, Región de Antofagasta, Chile cuenta con dos gasoductos internacionales Norandino y GasAtacama y otro de recorrido exclusivamente nacional, Tal-Tal.

Los dos primeros iniciaron su actividad en 1999, transportando gas natural desde la cuenca noroeste argentina con el fin de satisfacer la demanda energética de la II Región (centrales de ciclo combinado del SING, centros mineros e industriales). En la imagen siguiente se aprecia su localización en los dos países.

**MAPA 23. Trazado internacional de los gasoductos del norte**

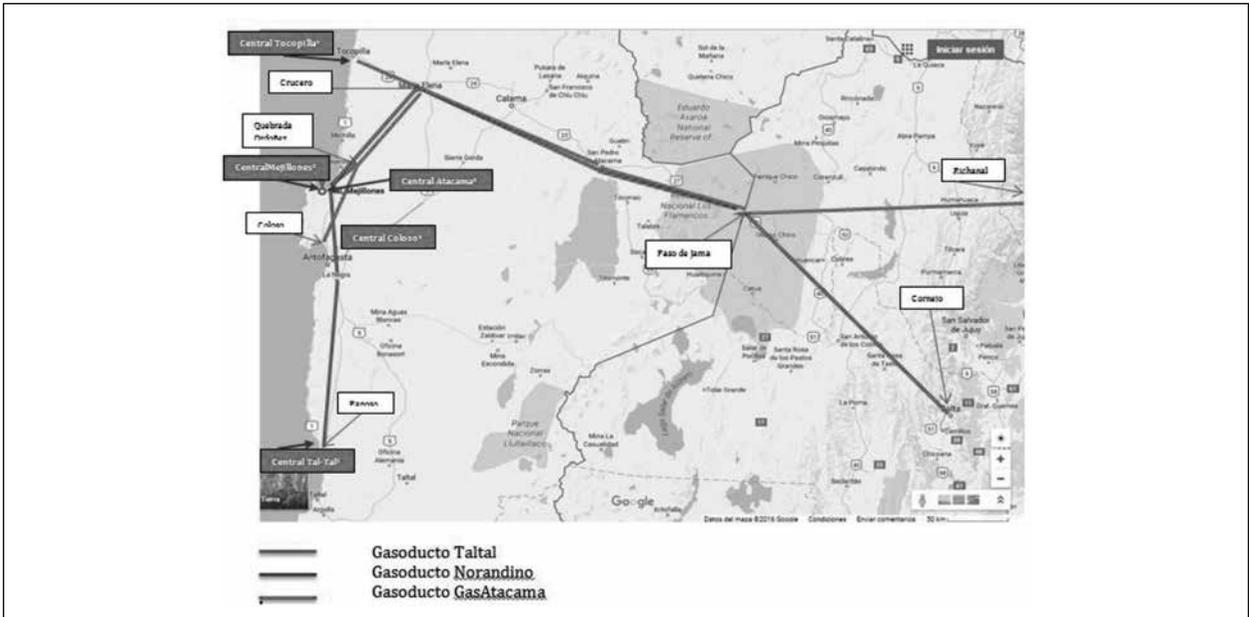


Fuente: (ENAP, 2015b).

Posteriormente, en el año 2000, comenzó a operar el gasoducto Tal-Tal, que se construyó como un ramal nacional del gasoducto internacional GasAtacama, para conducir gas natural a la generadora Tal-Tal. La ubicación general de dichos gasoductos queda representada de forma esquemática en la figura que sigue.

El sector eléctrico, con el fin de satisfacer la necesidad energética del sector minero, es el promotor del desarrollo de gas natural en esta zona. En esta región, como se puede ver en el mapa anterior, se encuentran las centrales de Tocopilla (señalada con el número 1), de ciclo combinado de 400 MW, la de Mejillones, también de ciclo combinado de 250MW, la de Atacama, 767,8 MW (propiedad de Gas Atacama), la del Coloso, 390 MW, propiedad de Electroandina S.A. y la de Tal-Tal (Fosco & Saavedra, 2003).

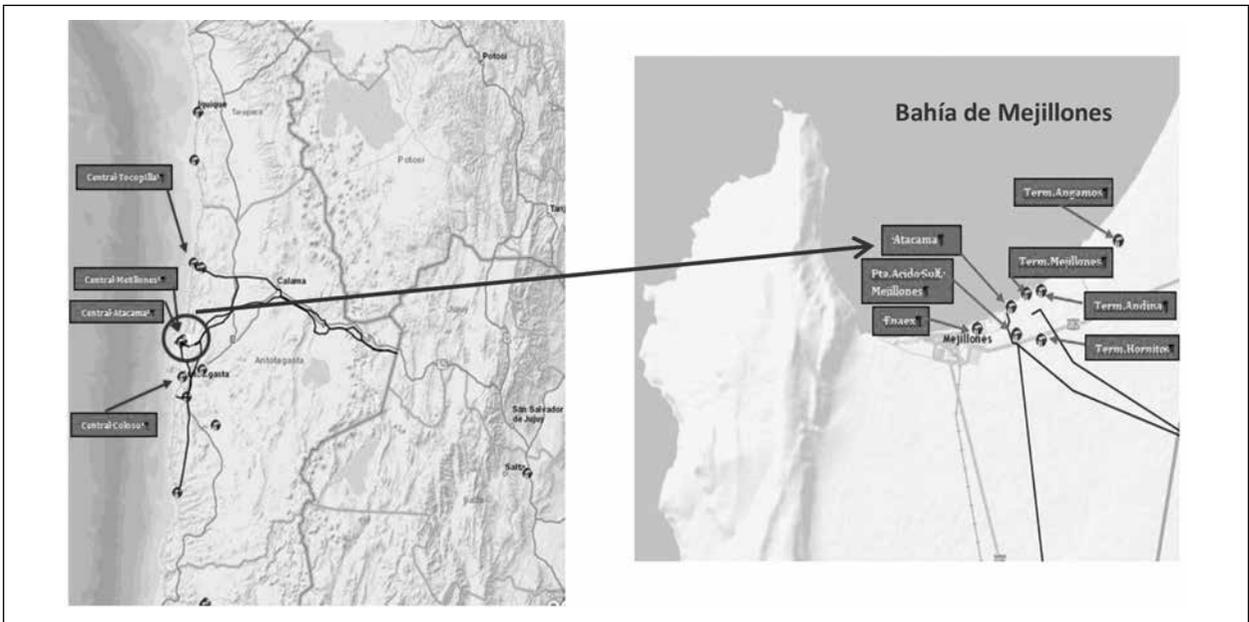
**MAPA 24. Mapa ilustrativo de los gasoductos y las centrales eléctricas de la zona norte**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

En la bahía de Mejillones se encuentran también un conjunto de centrales, así como una planta de ácido sulfúrico.

**MAPA 25. Centrales eléctricas en la bahía de Mejillones**

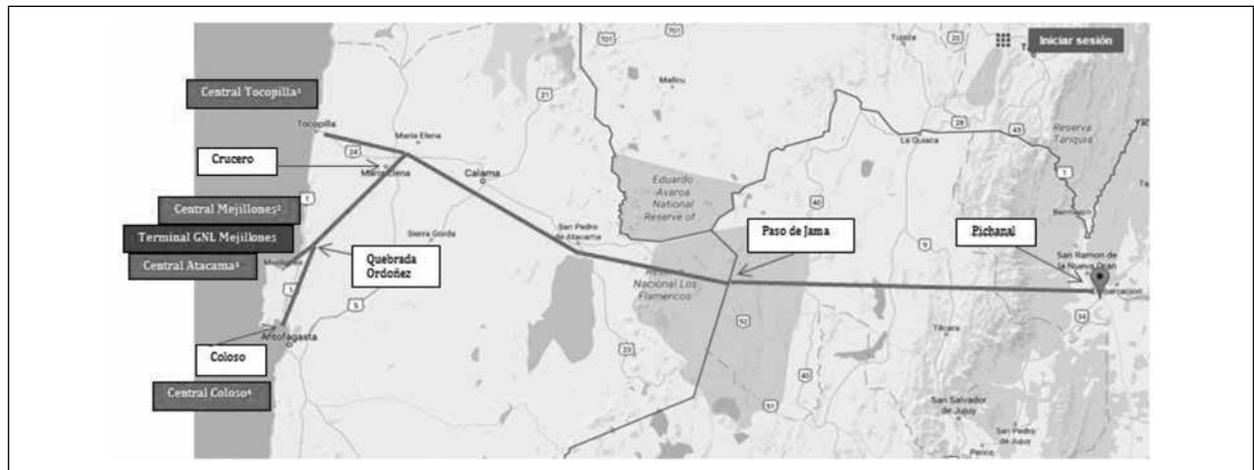


Fuente: elaboración propia a partir de (IDEChile, 2016).

### Gasoducto Norandino

El gasoducto Norandino une el yacimiento Pichanal (Salta, Argentina), atravesando el paso fronterizo Paso de Jama y pasando por el sur de San Pedro de Atacama, con la localidad de María Elena (II Región). Desde aquí parten dos ramales: uno de ellos se dirige a Tocopilla y el otro hacia Mejillones y Coloso para distribuir a las centrales generadoras y a los clientes industriales y mineros, mediante comercializadoras. Su capacidad total de transporte es de 7,1 millones de metros cúbicos diarios, equivalente a 2,55 bcm/año.

**MAPA 26. Gasoducto Norandino**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

Las características técnicas básicas del gasoducto Norandino (diámetro, capacidad y longitud) pueden verse en la tabla siguiente.

**TABLA 58. Características básicas del gasoducto**

Inicio Actividad	Trazado	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm3/día)	Longitud (km)	Long. Chile (km)
1999-nov	Pichanal(Salta)-Paso de Jama	20	7,1	450	730
	Paso de Jama-Crucero	20	7,1	260	
	Crucero-Tocopilla	12	1,6	79	
	Crucero-Quebrada Ordoñez	16	5,5	252	
	Quebrada Ordoñez-Mejillones	16	3,9	35	
	Quebrada Ordoñez-Coloso	16	1,6	104	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

La capacidad del gasoducto asciende a 2,5 bcm/año y la capacidad de regasificación de GNL Mejillones es de 2,01 bcm/año<sup>233</sup>.

<sup>233</sup> 5,5 millones de m<sup>3</sup> al día.

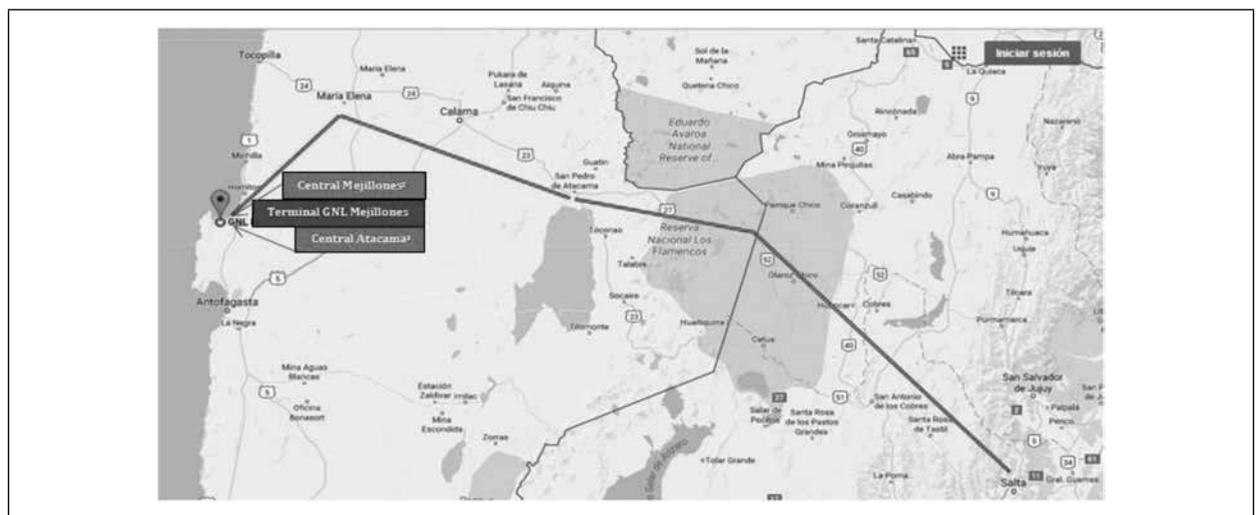
Gasoducto Norandino, S.A. es la empresa constituida en 1997 y filial de E-CL (que pasó a denominarse Engie Energy Chile el 15 de junio de 2016) propietaria del tramo chileno del gasoducto de mismo nombre. A partir del 2016 se está utilizando este gasoducto para exportar gas natural a Argentina desde la Terminal de Mejillones.

### Gasoducto GasAtacama

El gasoducto GasAtacama fue construido por el consorcio Endesa y CMS Energy en 1999, con una inversión estimada de US\$ 350 millones (Fosco & Saavedra, 2003).

Recorre en su tramo por territorio argentino 530 km, desde Cornejo hasta el punto fronterizo Paso de Jama. El tramo chileno se extiende 411 km desde este punto hasta Mejillones, para llevar gas natural a clientes de los sectores industrial y minero.

**MAPA 27. Gasoducto GasAtacama**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

A continuación se recogen las características técnicas básicas del gasoducto GasAtacama.

**TABLA 59. Características técnicas básicas**

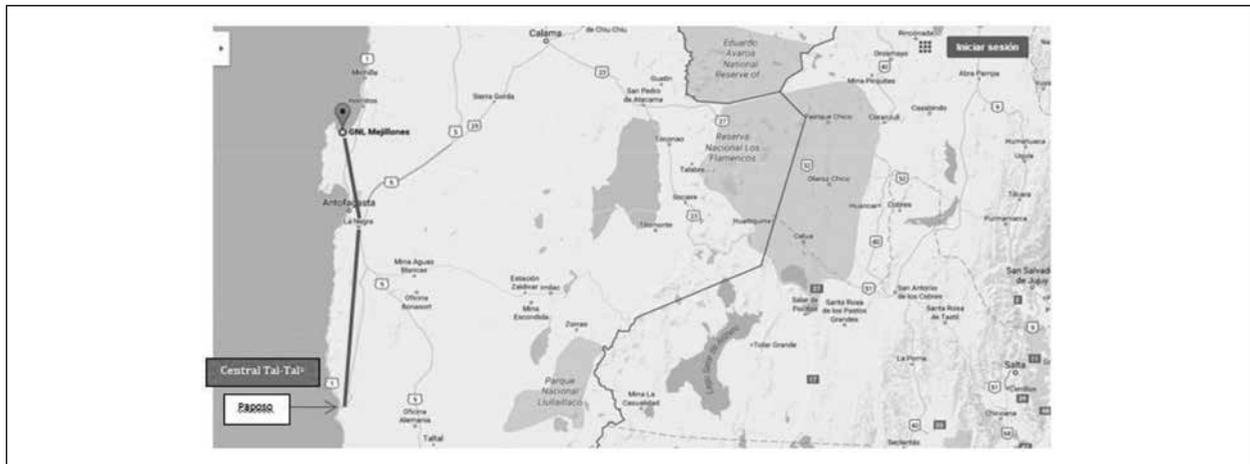
Inicio Actividad	Trazado	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMM3/día)	Longitud (km)	Long. Chile (km)
1999-jul	Cornejo (Salta)-Paso de Jama	20	8,5	530	
	Paso de Jama-Mejillones	20	8,5	411	411

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

### Gasoducto Tal-Tal

Este gasoducto fue construido en el 2000 como una extensión del gasoducto GasAtacama y está conformado por dos tramos: Mejillones-La Negra y La Negra-Taltal. Abastece gas a la central Tal-Tal, un ciclo combinado de 240 MW, propiedad de Endesa.

**MAPA 28. Gasoducto Tal-Tal. Trazado**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

En la siguiente tabla se recogen las principales características del gasoducto Tal-Tal.

**TABLA 60. Gasoducto Tal-Tal. Características técnicas básicas**

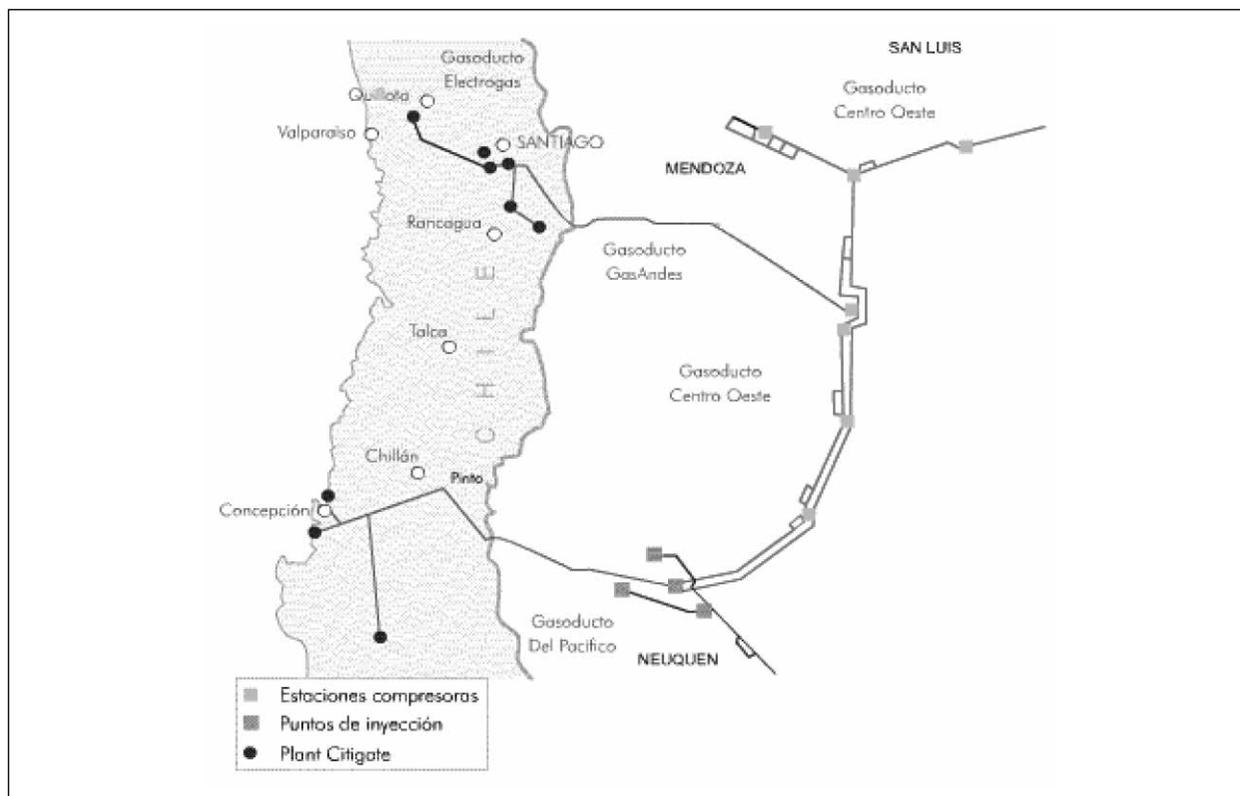
Inicio Actividad	Trazado	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm <sup>3</sup> /día)	Longitud (km)	Long. Chile (km)
1999-dic	Mejillones-La Negra	16	2,4	89	224
	La Negra-Paposo (Taltal)	12,75	1,8	135	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

**11.11.2. Gasoductos en la zona central**

Tras la interconexión con Argentina la zona central de Chile se convirtió en el mayor mercado de gas natural del país. En el 2000 transfirió 1.967 millones de m<sup>3</sup>, lo que significaba casi el 33% del volumen de gas natural negociado en el país (Fosco & Saavedra, 2003).

## MAPA 29. Mapa ilustrativo de los gasoductos de la zona central



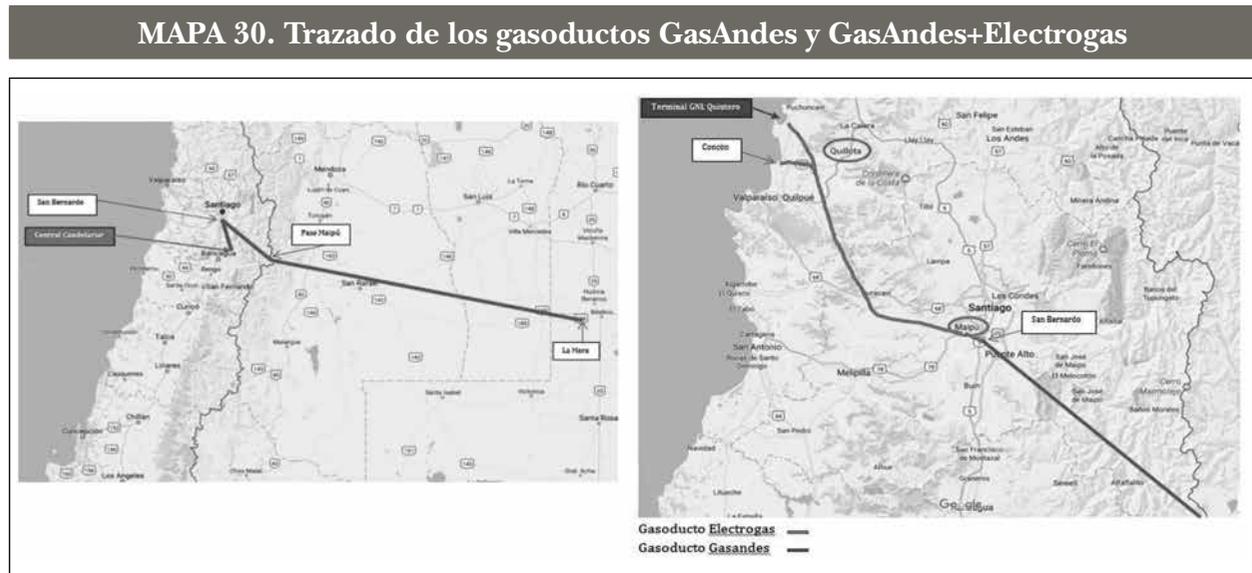
Fuente: (ENAP, 2015b).

La zona central de Chile cuenta con dos gasoductos. Por un lado está el internacional GasAndes, construido por el sector privado bajo régimen de concesiones, que inició su operación en 1997 transportando gas natural desde la cuenca neuquina argentina hasta la Región Metropolitana. Aquí abastece a la distribuidora Metrogas y a la generadora Eléctrica Santiago S.A. Por su parte, el gasoducto nacional Electrogas, que comenzó a operar un año más tarde, se conectaría al primero en San Bernardo y transportaría el gas natural hasta la V Región, Valparaíso, para suministrar este combustible a las distribuidoras Energas S.A. y Valpo S.A., así como a las generadoras Nehuenco y San Isidro, y a la refinería de petróleo Con-Con.

Si bien fue el sector eléctrico el que motivó, en un principio, la construcción del gasoducto GasAndes, el posterior desarrollo de los mercados residencial e industrial en la zona reforzaron la justificación de esta infraestructura (Fosco & Saavedra, 2003). Conviene recordar, como se ha señalado en el capítulo segundo, que la zona central de Chile es la de mayor actividad y concentración demográfica del país (R. Metropolitana 5.213.320 habitantes, la V de Valparaíso 562.913 y la VI del Libertador B. O'Higgins 214.344 habitantes).

Si se compara con las otras zonas, esta es la única zona en que la distribución de gas natural a partir de un gasoducto de transporte abarca más de una región (Regiones Metropolitana, V y VI). Tres distribuidoras se distribuyen el mercado: Metrogas, que abastece a la R. Metropolitana y GasValpo y Energas que se reparten la V Región.

La localización y trazado de estos dos gasoductos puede verse en el siguiente mapa.



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

### Gasoducto GasAndes

Este gasoducto, cuya inversión fue de US\$ 325 millones, se construyó con el fin de transportar gas desde la cuenca neuquina con el que abastecer las compañías distribuidoras de gas y centrales termoeléctricas del SIC. Con una capacidad para transportar nueve millones de metros cúbicos diarios, 3,2 bcm/año, GasAndes, como se ha indicado, tiene como principales clientes a Metrogas y Eléctrica Santiago S.A., y por medio de Electrogas al que se conecta en el City Gate, Santiago, llega a centrales como Nehuenco y San Isidro.

La extensión total del gasoducto es de 465 km, de estos, 154 corresponden al tramo chileno. Hay una línea principal desde Paso Maipo hasta el City Gate, y otra secundaria del año 2003, Lateral San Vicente-El Peral, de 54,3 km, que se extiende a la VI Región para suministrar gas a la central de gas natural Candelaria, de 240 MW, propiedad de Colbún.

En la tabla siguiente se pueden ver las características técnicas básicas de este gasoducto.

**TABLA 61. Gasoducto GasAndes. Características técnicas básicas**

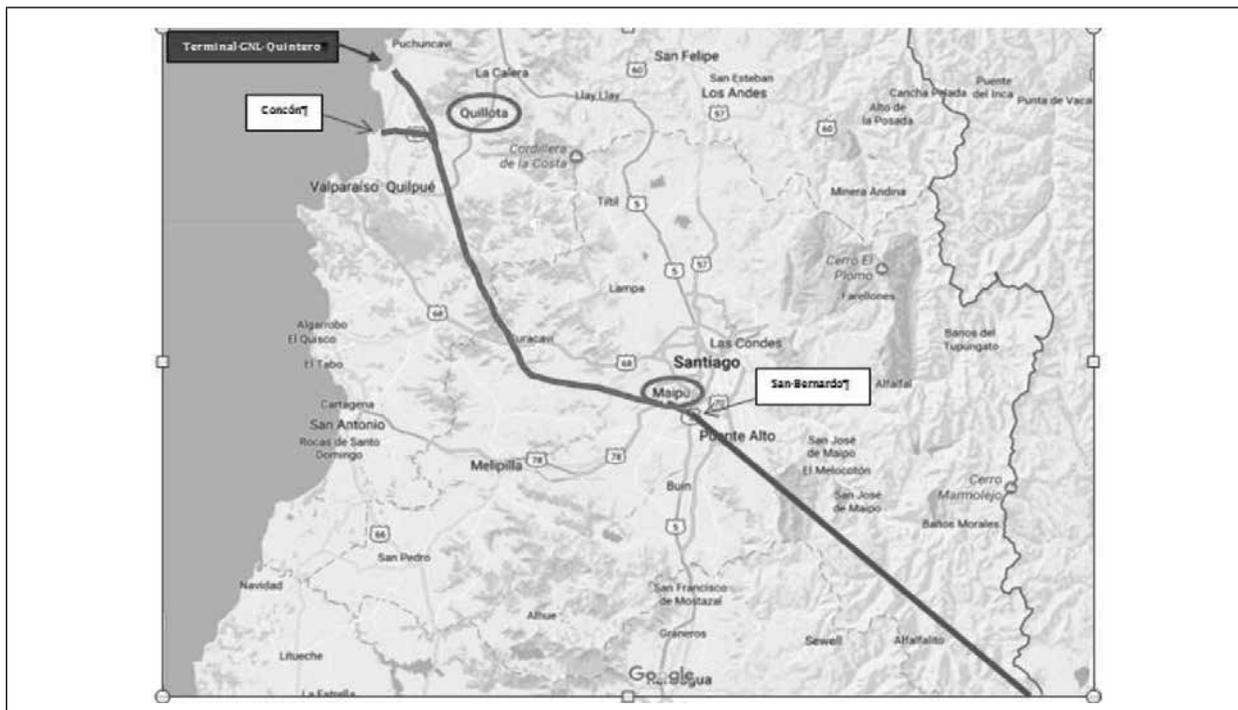
Inicio Actividad	Trazado	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm <sup>3</sup> /día)	Longitud (km)	Long. Chile (km)
1997-ago	La Mora-Paso Maipo	24	9	313	
	Paso Maipo-S.Bernardo	24	9	150	154
	Válvula 17-City Gate I	12	9	4	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

## Gasoducto Electrogas

Este gasoducto comenzó a operar en 1998 transportando el hidrocarburo neuquino a partir del City Gate N° 2 de GasAndes, que se ubica en los cerros de Chena, San Bernardo, hasta la V Región. Cuenta con una capacidad de transporte de 4,7 millones de metros cúbicos diarios, equivalente a 1,7 bcm/año.

**MAPA 31. Gasoductos GasAndes y Electrogas. Trazado esquemático**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

**TABLA 62. Gasoducto Electrogas. Características técnicas básicas**

Inicio Actividad	Trazado	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm <sup>3</sup> /día)	Longitud (km)	Long. Chile (km)
1998-feb	San Bernardo-Maipo	30	4,1	12	138
	Maipo-Quillota	24	4,1	111	
	Km.121 línea ppal-Est.Colmo	16	1,2	15	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

A continuación se describe el trazado del gasoducto. La Estación de Recepción Chena tiene por finalidad conectarse con el gasoducto de GasAndes Chile S.A. para recibir el gas proveniente de Argentina o entregar el gas proveniente desde la Planta de Regasificación de Quintero mediante el gasoducto San Bernardo-Quillota.

Esta estación tiene la capacidad de ser reversible para las condiciones de flujo. Cuenta con sistemas de medición y control de flujo por parte de GasAndes y de control y medición de las presiones por parte de Electrogas.

La línea principal tiene una longitud total de 123,05 km, construida en tubos de acero, en diámetros de 30 pulgadas los primeros 11,81 km y de 24 pulgadas los 111,24 km restantes, revestidos interior y exteriormente y disponiendo de un sistema de protección catódica para evitar la corrosión.

A lo largo de la Línea Principal, a intervalos más o menos regulares, hay cuatro Estaciones con Válvulas de seguridad que permiten cortar en forma rápida el flujo de gas transportado, cuando sea necesario, mediante un sistema de acción remota desde el Centro de Control de Electrogas S.A., o localmente desde el panel de control de cada válvula.

Para efectuar la entrega del gas de los clientes desde esta Línea Principal, se cuenta con estaciones para la medición y regulación de presión y flujo, provistas de filtros separadores, válvulas automáticas de regulación de presión, medidores de flujo y dispositivos de seguridad.

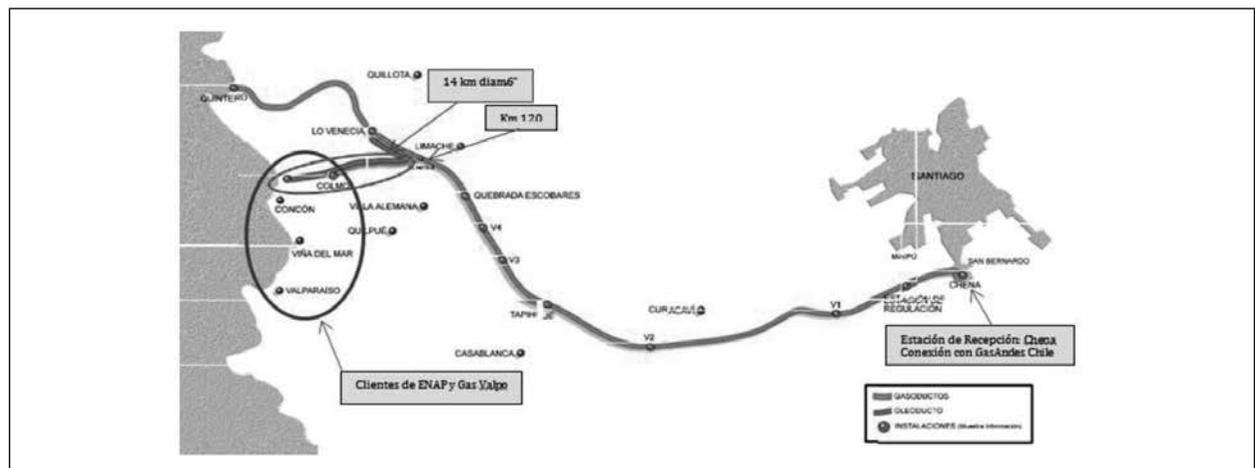
El gasoducto lateral Colmo es un ramal que nace desde la Línea Principal en el km 120,06 de su trazado. Tiene una longitud de 14,05 km, sus tuberías de acero tienen un diámetro de 16 pulgadas, están revestidas de la misma forma que la Línea Principal y cuentan con un sistema independiente de protección catódica.

Para efectuar las entregas del gas de los clientes, ENAP y GasValpo, se dispone de una estación de medición y control en Puente Colmo que es comandada desde el Centro de Control de Electrogas.

El Centro de Control de Electrogas S.A. se encuentra ubicado en el Plant Gate Quillota donde también están las principales estaciones de entrega del sistema. En el edificio del Centro de Control está la Sala de Comando, la sala de baterías de respaldo, oficinas administrativas y un grupo generador de electricidad de emergencia. En la Sala de Comando están instalados los computadores del sistema de control y adquisición de datos (SCADA) y el sistema de comunicaciones con todas las instalaciones de Electrogas S.A., incluida la oficina de la administración general en la ciudad de Santiago.

En un área vecina al edificio del Centro de Control se construyó un taller que es utilizado también como bodega y laboratorio que se requiere para la explotación del gasoducto.

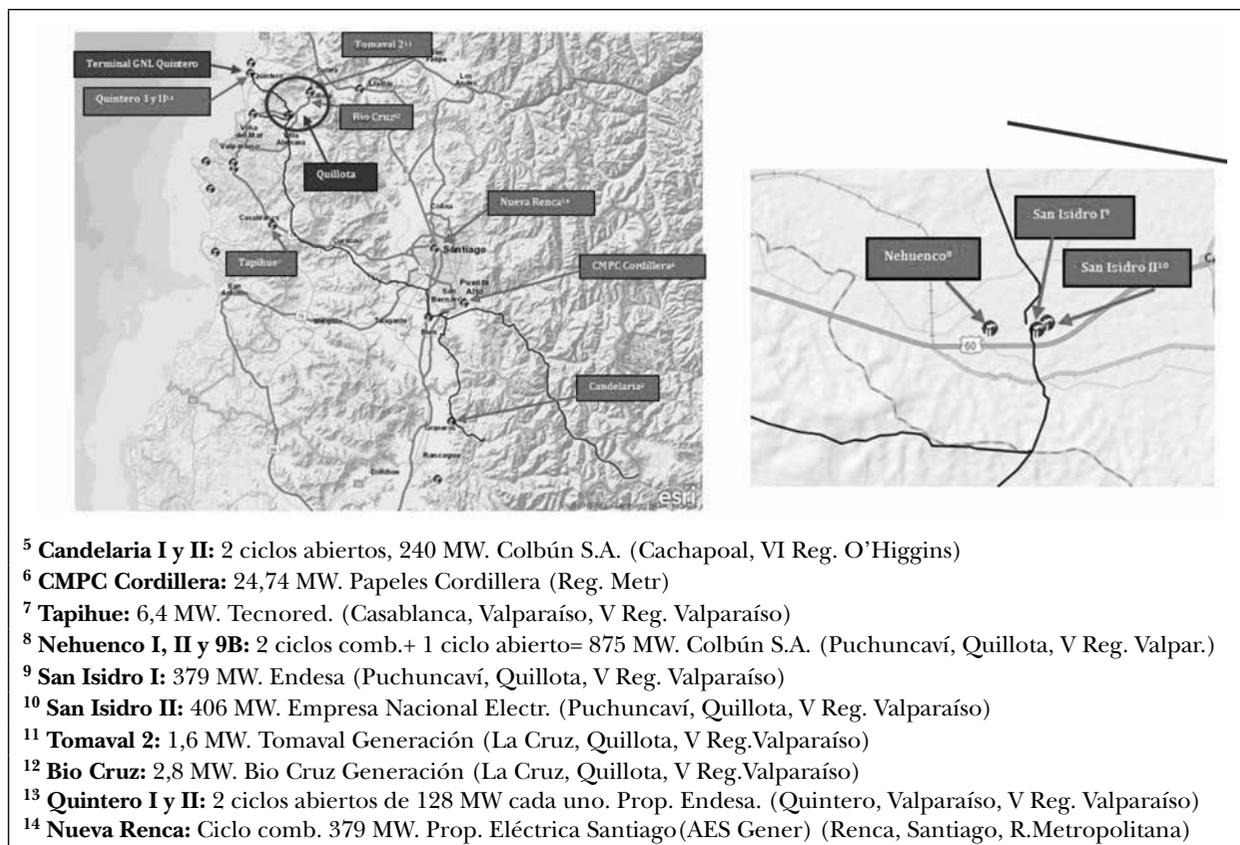
**MAPA 32. Detalle del trazado del gasoducto Electrogas**



Fuente: (Electrogas, 2017).

Es importante la gran densidad de centrales térmicas en las regiones como se puede ver en la figura que sigue.

**MAPA 33. Centrales termoeléctricas (gas) RM, V Reg. Valparaíso y VI Reg. O'Higgins**



Fuente: elaboración propia a partir de (IDEChile, 2016).

### 11.11.3. Gasoductos en la zona sur

En la zona sur del país, el Gasoducto del Pacífico inició el transporte de gas en 1999 desde la cuenca neuquina hasta la VIII Región de Biobío, a los sectores industrial, forestal, pesquero y a centrales de generación eléctrica, así como al mercado residencial en las principales ciudades de la región.

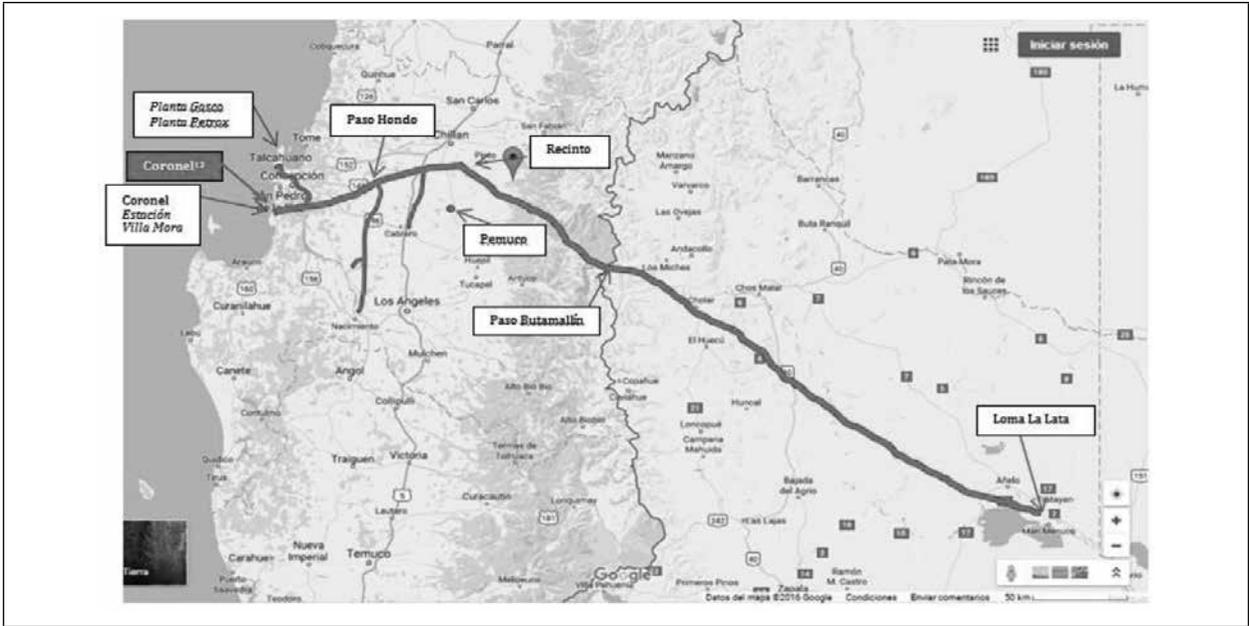
#### *Gasoducto del Pacífico*

Es el gasoducto internacional de más reciente construcción, que abastece a una zona que se había quedado desconectada tras la construcción de GasAndes más al norte. Fue construido por un consorcio formado por Gasco, Transcanada, ENAP, Repsol-YPF y El Paso.

En la actualidad no mueve un gran volumen de gas. Suministra a Concepción del orden de 70.000 m<sup>3</sup>/día con gas procedente de Argentina. Desde la terminal GNL Quintero no parte ningún gasoducto de distribución, por lo que debe recurrirse a otros medios para satisfacer la demanda de gas. Así, para alimentar a la refinería Biobío, ENAP carga el gas en camiones cisterna y lo traslada hasta la planta satélite de regasificación de Pemuco. Aquí

se inyecta a la red de Gasoducto del Pacífico y se distribuye a la refinería y otros puntos de demanda.

**MAPA 34. Gasoducto del Pacífico. Trazado esquematizado**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

**TABLA 63. Gasoducto del Pacífico. Características técnicas básicas**

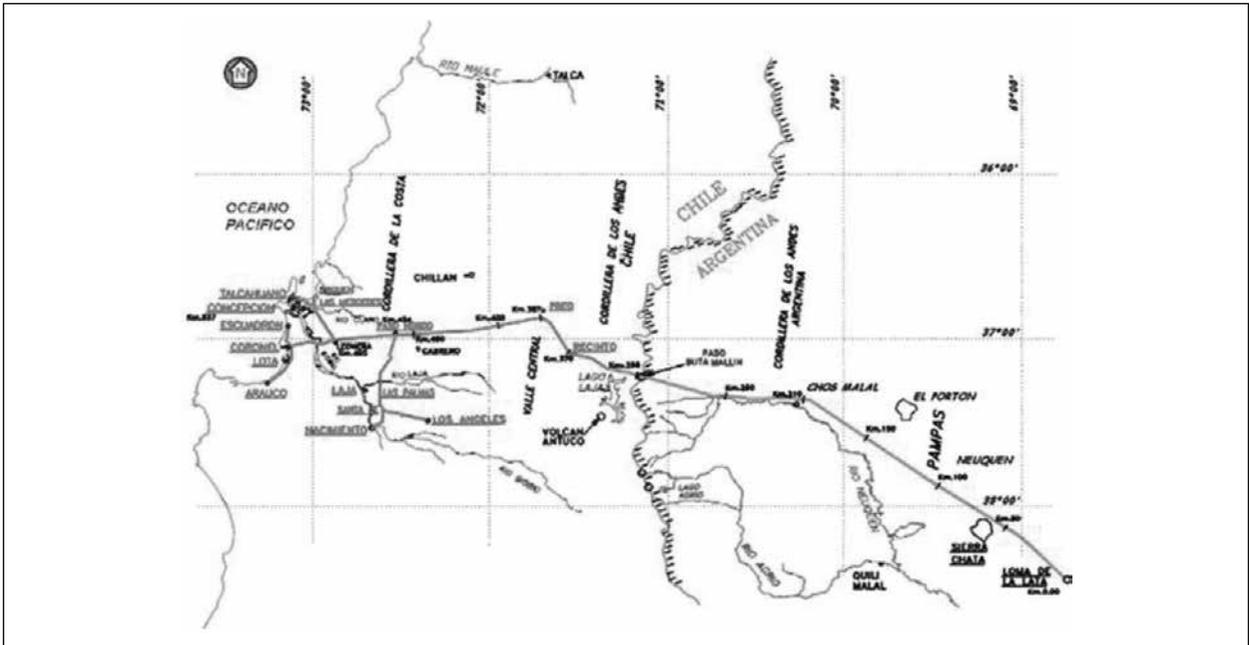
Inicio Actividad	Trazado	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (NMm <sup>3</sup> /día)	Longitud (km)	Long. Chile (km)
1999-nov	Loma La Lata-Paso Butamallín	24	9,7	276	
	P.Butamallín-Recinto	24	9,7	76	362
	Recinto-Las Mercedes	20	9,7	168	
	Las Mercedes-Gasco+Petrox	20	6,7	17	
	La Leonera-Coronel	12	2,1	28	
	Paso Hondo-Nacimiento	10	1	73	

Fuente: (Norambuena, P.; Rubio, J., 2001).

Los primeros tramos hasta Las Mercedes tienen 24 y 20 pulgadas de diámetro con una capacidad de 10 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que equivale a una capacidad de 3,6 bcm/año.

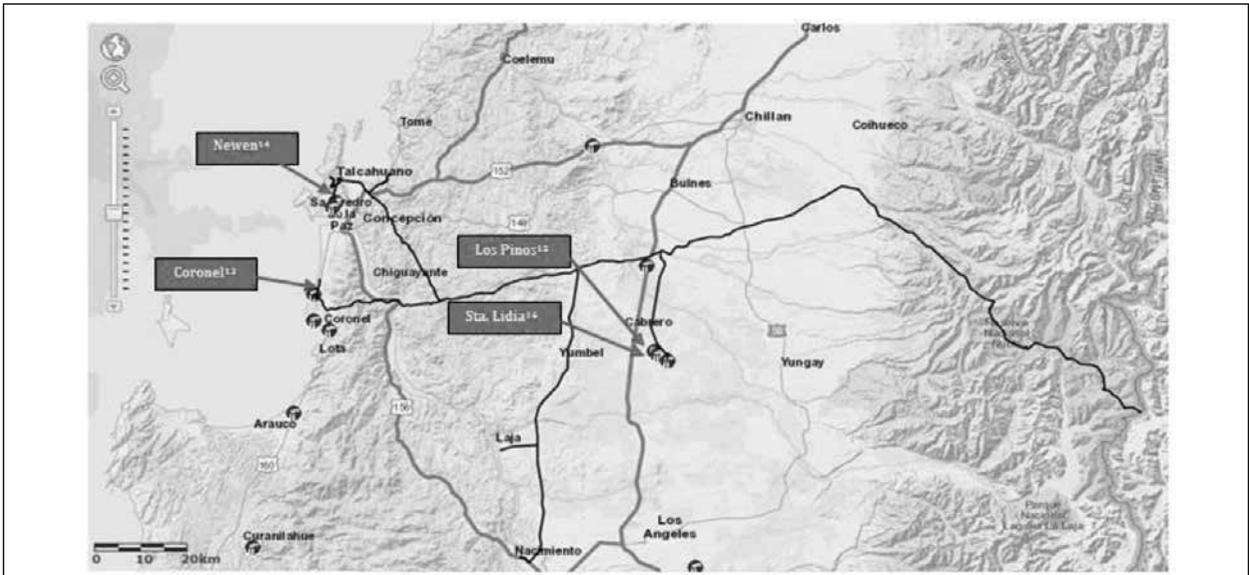
El gasoducto tiene un tramo de 276 km por territorio argentino, cuenta con cinco tramos en Chile que permiten llegar a los distintos consumidores de la región: Butamallín-Recinto (76 km), Recinto-Las Mercedes (168 km), Las Mercedes-Gasco y Petrox (17 km), La Leonera-Coronel (28 km) y Paso Hondo-Nacimiento (73 km). En Las Mercedes, Cerro la U y Coronel, se conecta con el gasoducto nacional Innergy Transporte, al que pertenecen los tramos Las Mercedes/Penco-Lirquén, Cerro la U/Talcahuano y Coronel/Escudrón.

**MAPA 35. Gasoducto del Pacífico. Detalle del recorrido**



Fuente: (Innergy, ).

**MAPA 36. Centrales termoeléctricas (gas) VIII Región, Biobío**



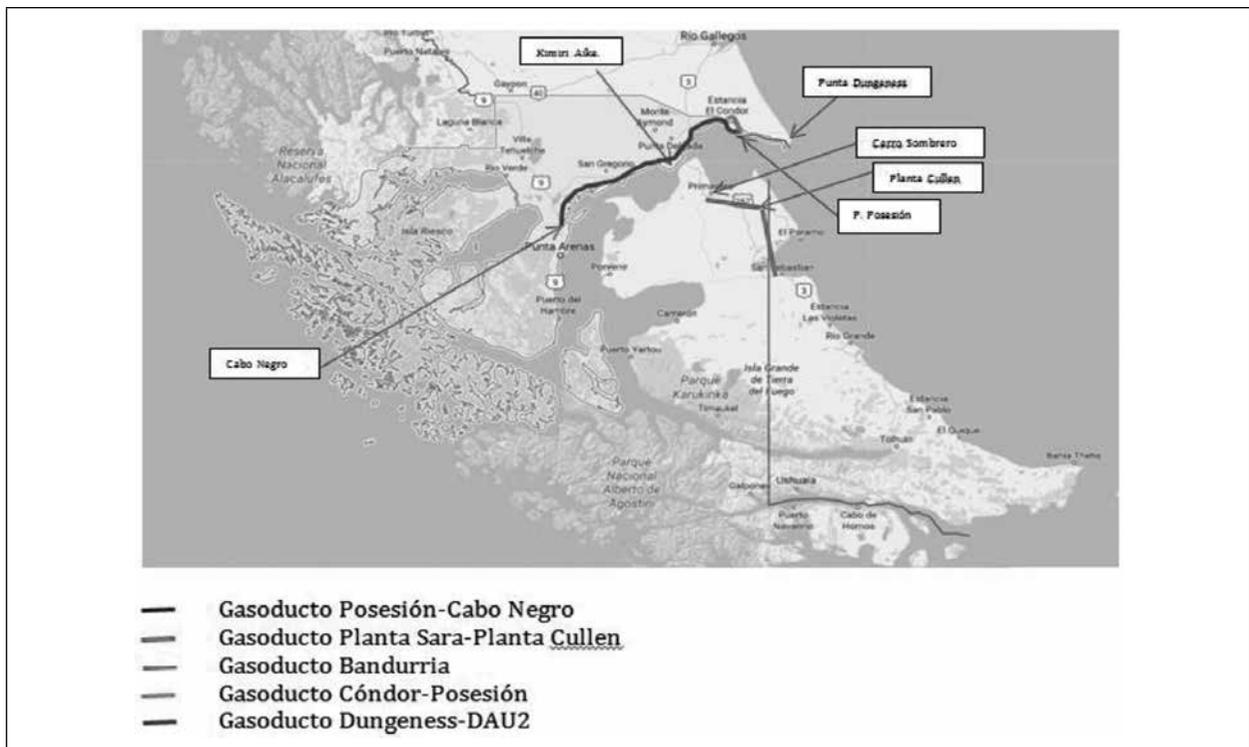
- <sup>13</sup> **Coronel:** 46,81 MW. Propiedad: SAGESA (Coronel, Concepción, Biobío)
- <sup>14</sup> **Newen:** 15 MW. Propiedad: Gas Sur (Talcahuano, Concepción, Biobío)
- <sup>15</sup> **Los Pinos:** 104 MW. Propiedad: Colbún (Cabrero, Biobío)
- <sup>16</sup> **Sta. Lidia:** 125 MW. Propiedad: AES Gener (Cabrero, Biobío)

Fuente: elaboración propia a partir de (IDEChile, 2016).

#### 11.11.4. Gasoductos en la zona de Magallanes

La primera interconexión entre Chile y Argentina se estableció en Tierra del Fuego mediante el Gasoducto Bandurria en 1996. Su construcción respondió a la necesidad de ampliación de la planta de metanol de Methanex, para lo que se requería el suministro de gas argentino. Un objetivo similar al citado promovió tres años después, en 1999, la ampliación del Gasoducto Posesión-Cabo Negro y dos interconexiones más con Argentina en la zona continental del Estrecho de Magallanes, a saber, Dungeness-DAU2 y Cóndor-Posesión.

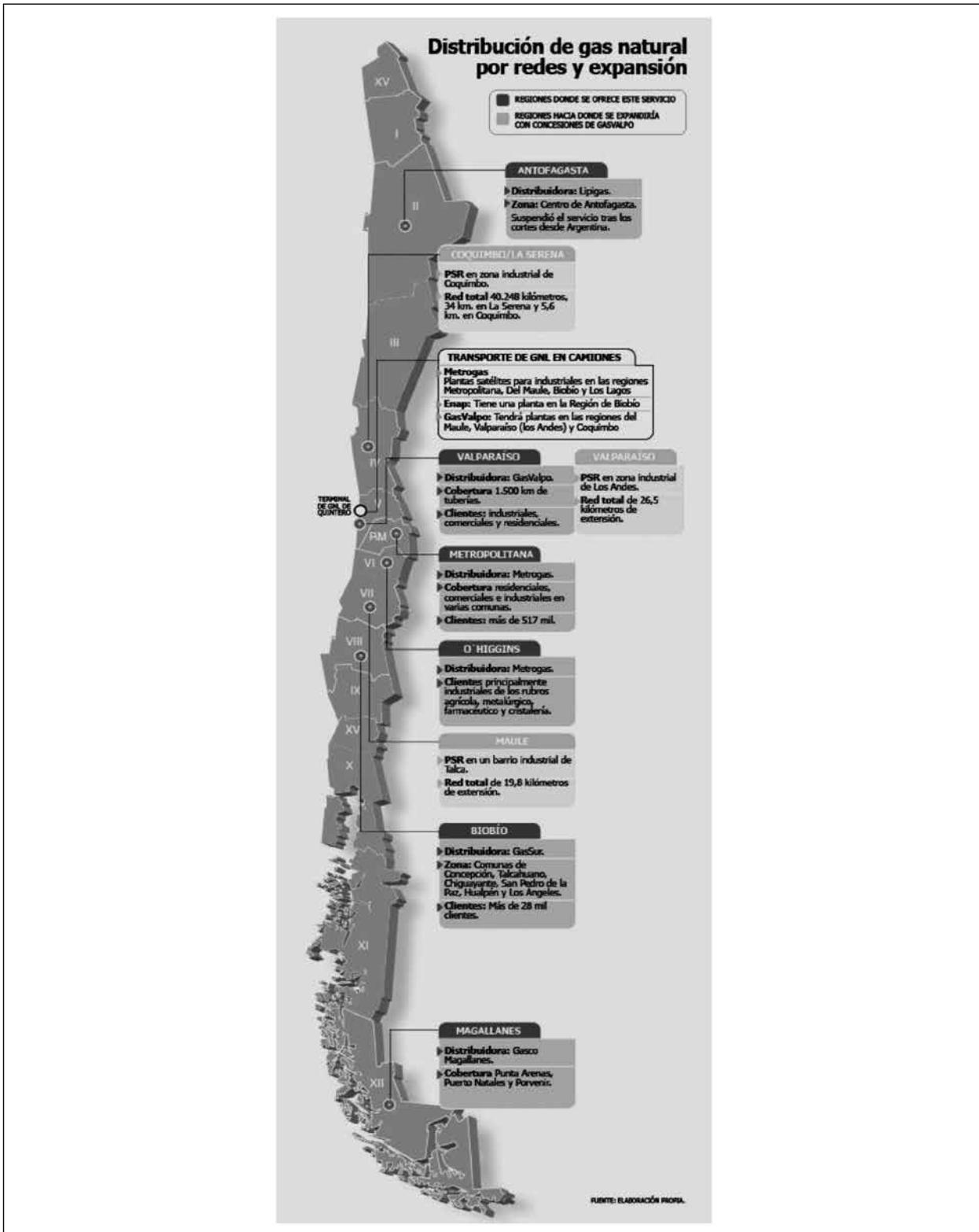
**MAPA 37. Gasoductos zona de Magallanes. Trazado esquemático**



Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps.

## 11.12. ANEXO 12. Distribución de gas natural por red

MAPA 38. Distribución de gas natural por redes y expansión



Fuente: Diario financiero en (Revista Energía, 2015).

### 11.13. ANEXO 13. Principales compañías generadoras de electricidad y sistema en el que operan

Empresa	SING	SIC	Hornopirén	Cochamó	Aysén	General Carrera	Palena	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams	Isla de Pascua	Total Sistemas
Enel	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
AES Gener	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Colbún	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Engie	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Pacific Hydro	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
BHP Billiton	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Duke Energy Corporation	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Energía Latina S.A	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Acciona	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Potencia Chile	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Pattern Energy	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Empresas Copec S.A.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SunEdison	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Grupo Saesa	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	6
Energyfocus	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
IC Power Ltd	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
First Solar	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
General Electric	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Grupo Matte	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Gas Natural Fenosa	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	4
Grupo EPM	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Grupo CAP	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SoWiTec Group	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Odinsa	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Eléctrica Puntilla	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Foster Wheeler AG	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ecomac	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SunPower Corp.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Grupo Mara	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Río Alto Generación S.A.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Grupo Pilmaiquén	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Israel Corp.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Rijn Capital	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Empresa	SING	SIC	Hornopirén	Cochamó	Aysén	General Carrera	Palena	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Puerto Williams	Isla de Pascua	Total Sistemas
Comasa S.A.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Solairedirect	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Statkraft	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Eléctrica Generación S.A.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Invercap S.A.	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Corfo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Abengoa	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

### 11.14. ANEXO 14. Nacionalidad de algunas de las empresas energéticas extranjeras que operan en Chile

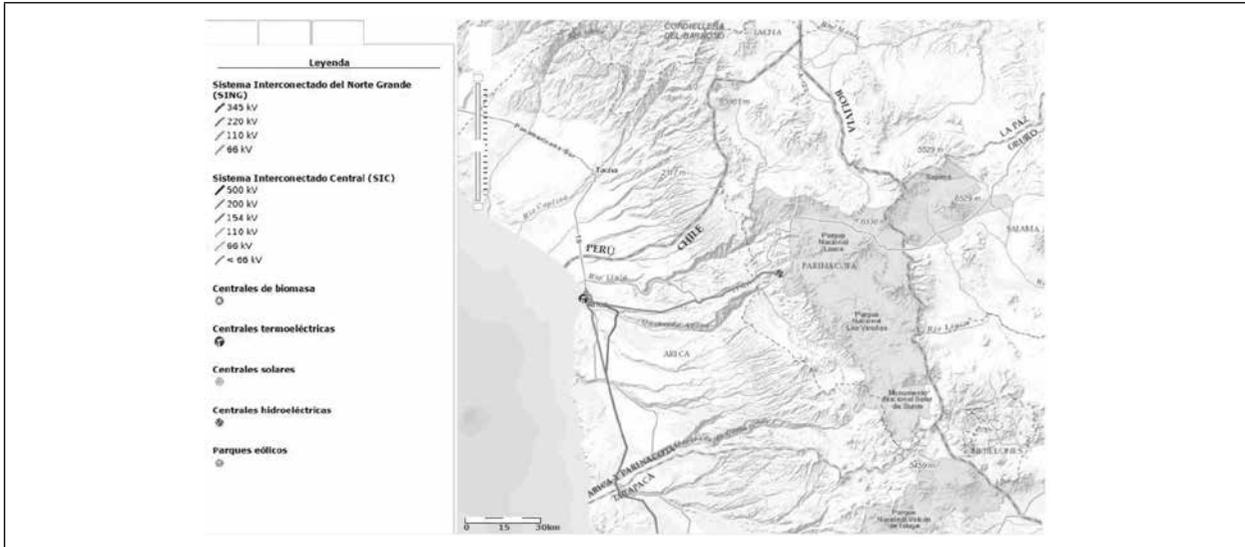
Empresa	Nacionalidad	Área de negocio
Enel	Italia	
AES Corp	EE.UU.	
Colbún	Chile	Accionistas: Minera Valparaíso S.A. (Grupo Matte) (35,17%) y Forestal Cominco S.A. (28,60%)
Engie	Francia	
State Power Investment Corporation	China	
BHP Billiton	Reino Unido y Australia	
Duke Energy Corporation	EE.UU.	
Energía Latina S.A	Chile	Accionistas: Penta Vida Cía. de Seguros de Vida S.A. (18,23%), Moneda Corredora de Bolsa Limitada (13,19%), Del Sol Mercado Futuros Ltda. (11,08%), Chiletech Fondo de Inversión para Chiletech Fondo (9,67%)
Acciona	España	
Potencia Chile	Chile	Generación eléctrica
Pattern Energy	EE.UU.	
Empresas Copec S.A.	Chile	Combustibles, forestal, gas natural, pesca.
SunEdison	EE.UU.	
Grupo Saesa	Canadá: AIMCo (50%) y Ontario Teacher's Pension Plan (50%)	Inversiones
Energyfocus	Chile	SAE Transporte S.A, GAMP Inversiones SpA, y Las Presillas S.A.
Kenon Holdings Ltd.	Israel	
First Solar	EE.UU.	
General Electric	EE.UU.	
Grupo Matte	Chile	Forestal, banca, inmobiliaria, energía y telecomunicaciones
Gas Natural Fenosa	España	Gas natural, electricidad
Grupo EPM	Colombia	
Grupo CAP	Chile	Mineral de hierro, pellets y siderurgia.
SoWiTec Group	Alemania	
Grupo Argos	Colombia	Cementera, construcción e ingeniería.
Eléctrica Puntilla	Chile	Accionistas: Sociedad del Canal de Maipo (Agua-60.2%), Fundación San Carlos de Maipo (Proyectos locales-20.4%)
Foster Wheeler AG	Reino Unido	Ingeniería, consultoría, gerencia.

Empresa	Nacionalidad	Área de negocio
Glenfarne Group, LLC	EE.UU.	Energía e infraestructuras
SunPower Corp.	EE.UU.	Paneles solares
Grupo Mara	España	Energías renovables, petróleo y gas, minería y tecnología y sistemas
Río Alto Generación S.A.	Canadá	Minería
Statkraft	Noruega	Generación eléctrica
Israel Corp.	Israel	Agricultura, alimentación, materiales, petroquímica
Rijn Capital		
Comasa S.A.		
Solairedirect		
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM		
Eléctrica Generación S.A.		
Invercap S.A.		
Corfo	Chile	Estatal. Innovación, desarrollo y competitividad.
Abengoa	España	Electricidad, desalinización, ingeniería
Brookfield Asset Management (BAM)	Canadá	Gestión de edificios, telecomunicaciones, transporte, energía eléctrica, agricultura
Transchile S.A.		
Ferrovial	España	
Elecnor	España	Electricidad, gas, plantas industriales, ferrocarriles, telecomunicaciones, agua, sistemas de control, construcción, medio ambiente, mantenimiento de instalaciones, ingeniería aeroespacial
Sempre Energy	EE.UU.	Gas natural, electricidad
Cooperativa Copelec		Electricidad, venta y reparación de vehículos, ferretería, finanzas, capacitación de personas, asesoría, seguros, funeraria
Cooperativa Eléctrica Limarí Ltda.		

Fuente: (Álvaro Hermana, 2016).

## 11.15. ANEXO 15. Mapas geográficos de la red eléctrica de transporte Región XV – Arica y Parinacota

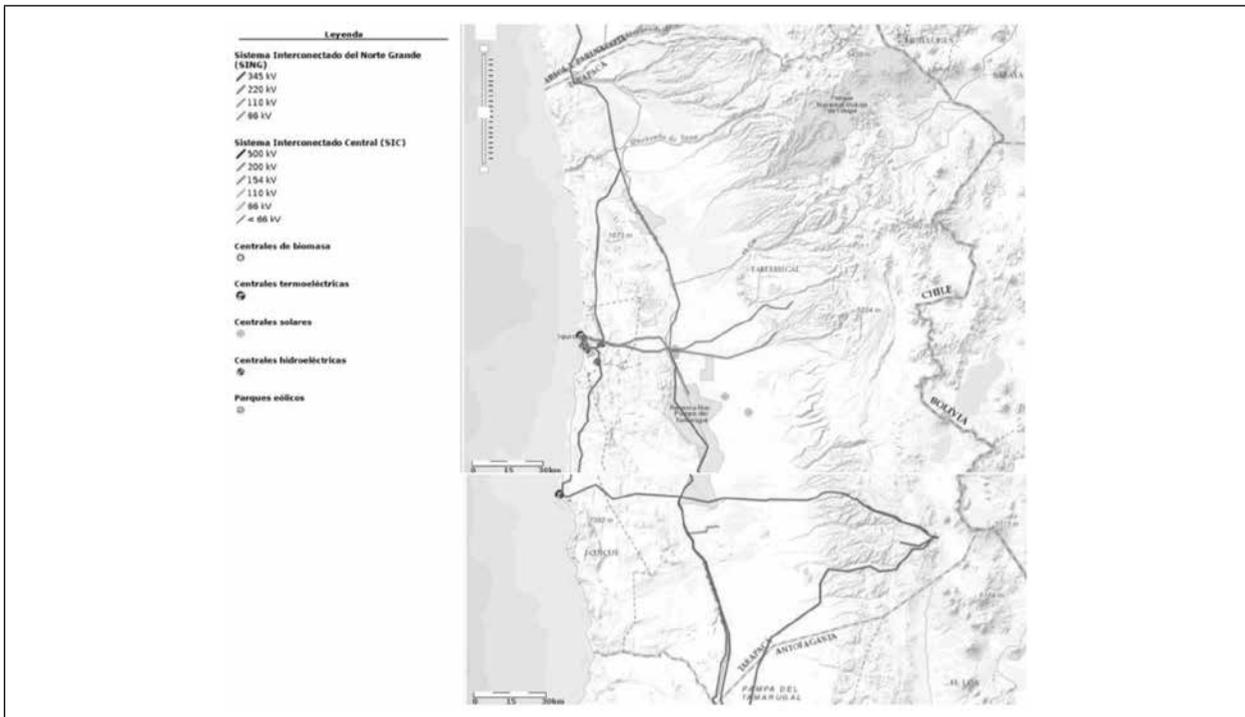
**MAPA 39. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica**



Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región I – Tarapacá

**MAPA 40. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica**

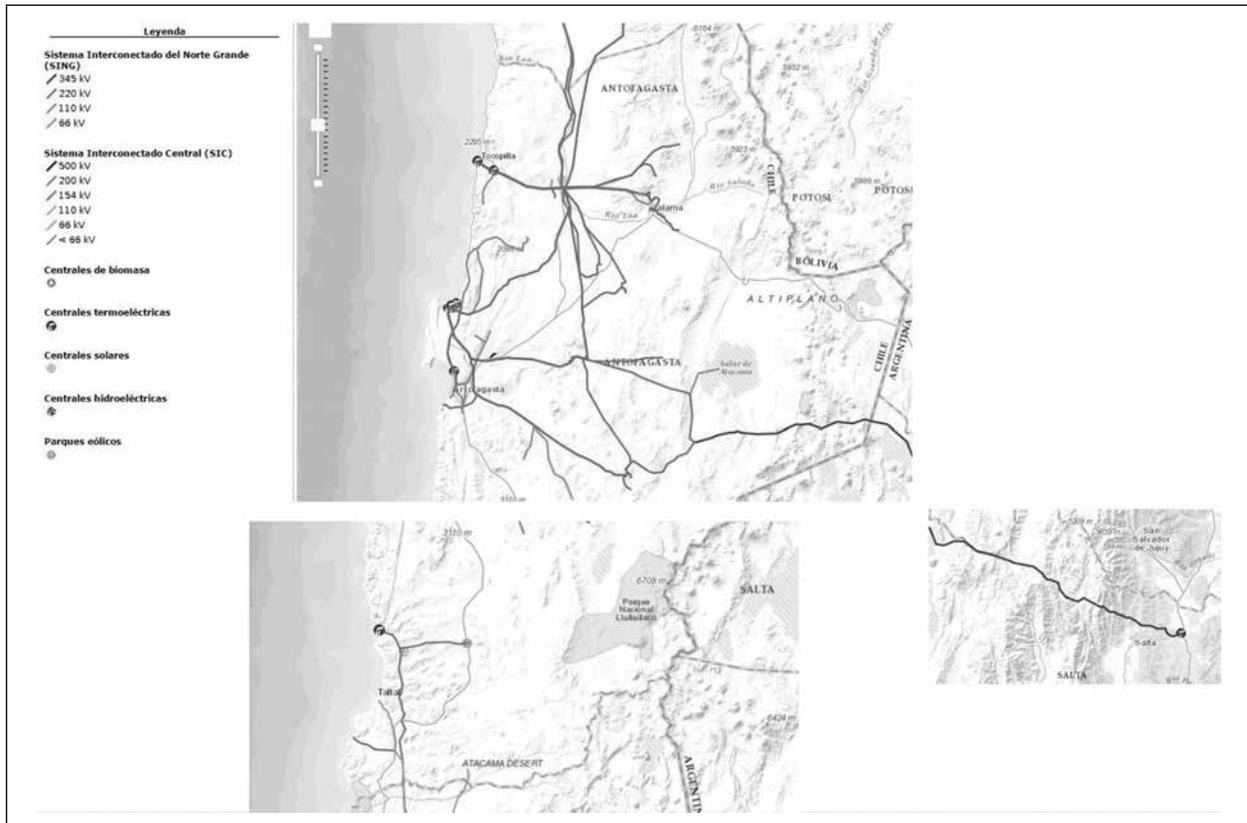


Nota: La española Solarpack construirá su proyecto “Granja Solar” en Pozo Almonte, de 120 MWp, en el centro de la región de Tarapacá (Sarado, ).

Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región II – Antofagasta

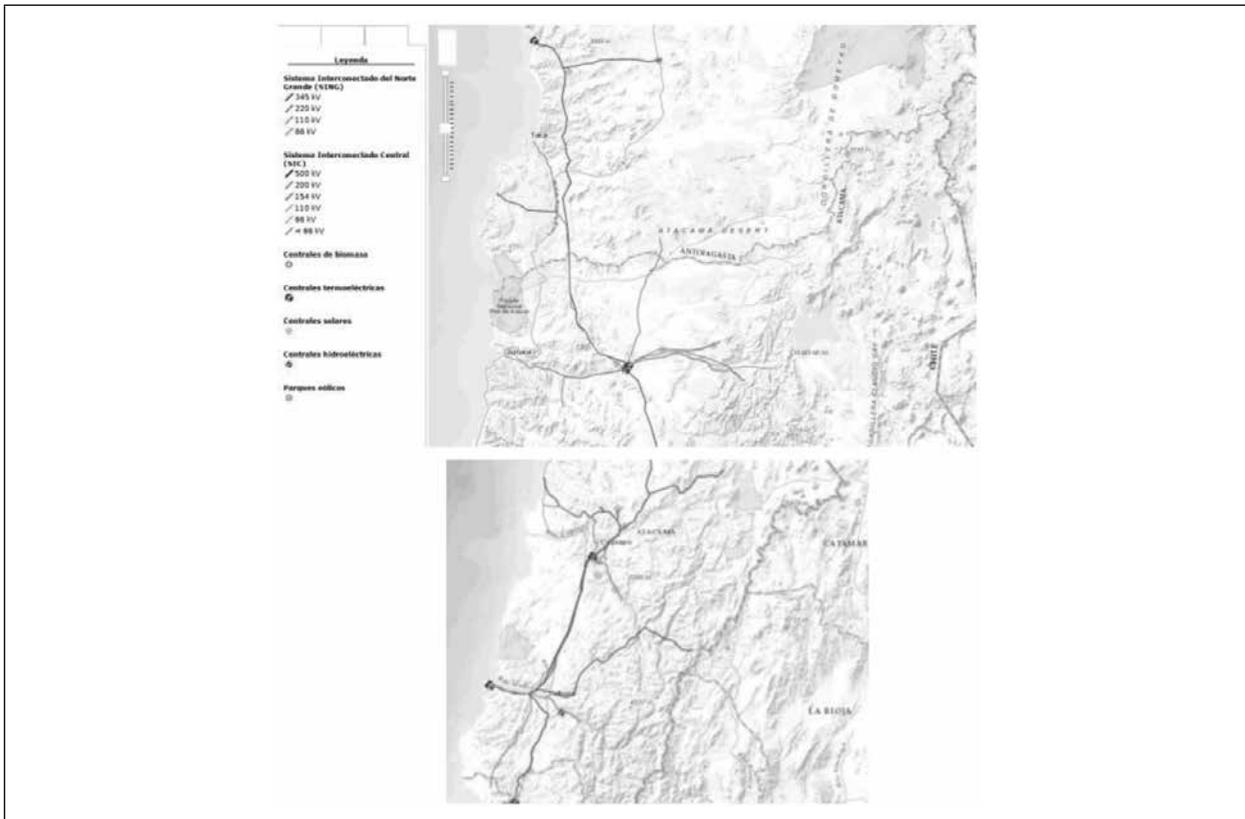
MAPA 41. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Nota: Cerro Tigre Eólica Spa construirá el Parque Eólico Cerro Tigre de 150 MW en el centro-oeste de la región (BNamericas, 2017). Por su parte, Mainstream Renewable Power, construirá el parque eólico Tchamma de 150 MW, en la región de Antofagasta (Energías Renovables America, 2014) (Energías Renovables America, 2014). Se conectará a la red del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) por medio de una línea de 220kV (BNamericas, 2017). También, con una filial construirá el parque eólico Ckani de 240 MW. La instalación inyectará electricidad a la red del Sistema Interconectado del Norte Grande por intermedio de la estación transformadora de 220kV El Abra (BNamericas, 2016). Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región III – Atacama

### MAPA 42. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Nota: Gas Natural Fenosa, mediante su filial Global Power Generation, levantará un parque eólico en la provincia de Huasco (al sur de la región) y algún proyecto fotovoltaico en el desierto de Atacama (norte) (El periódico de la energía, 2016b). Cox Energy también cuenta con diversos proyectos en el desierto de Atacama.

Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región IV – Coquimbo

MAPA 43. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica

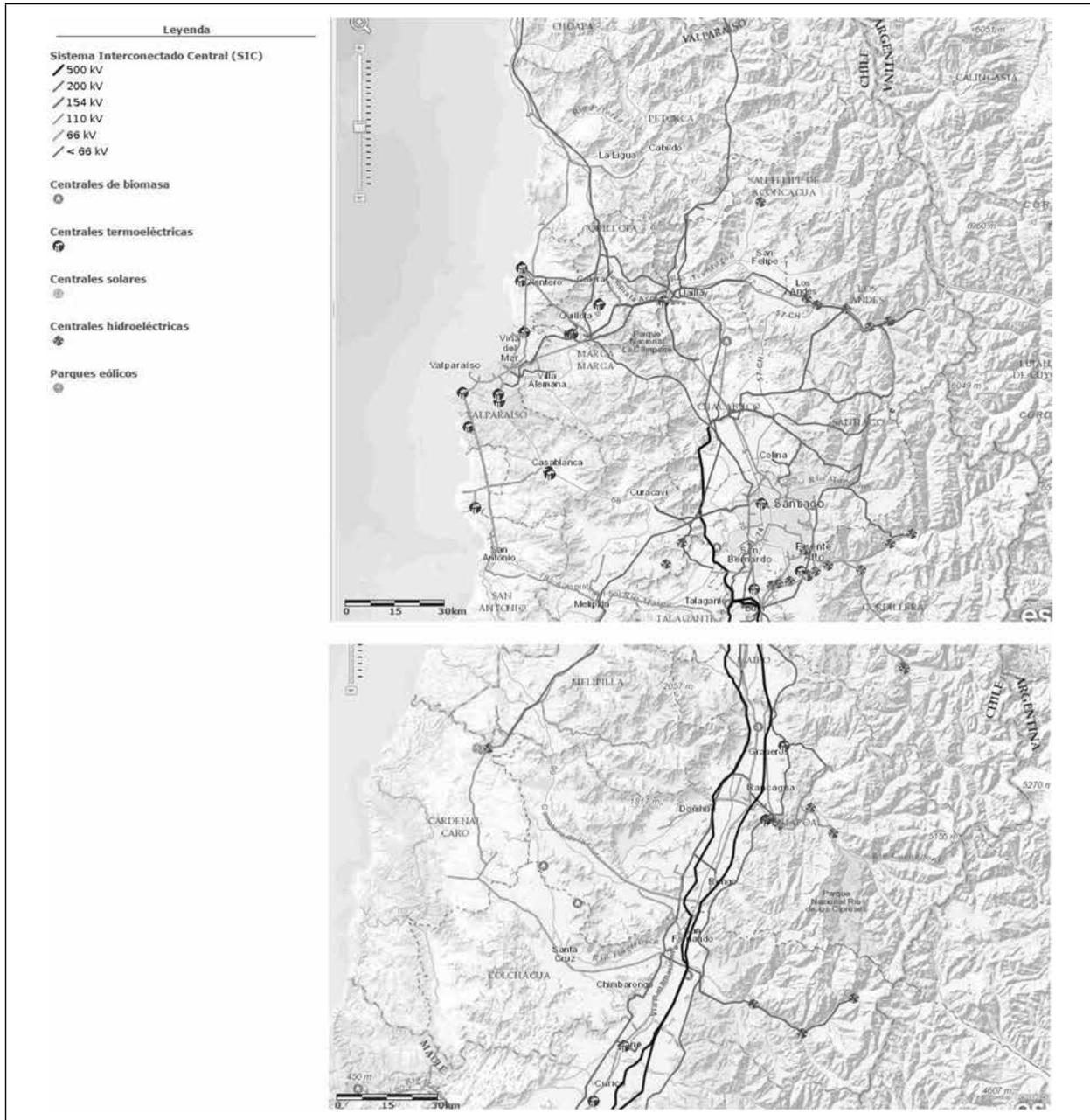


Nota: La empresa OPDE está construyendo la central fotovoltaica Quebrada Seca (3 MW), al oeste de Ovalle, en el oeste de la región (OPDE, 2016).

Fuente: (IDEChile, 2017).

## Regiones V – Valparaíso; Región VI – O’Higgins y Región XIII – Región Metropolitana de Santiago

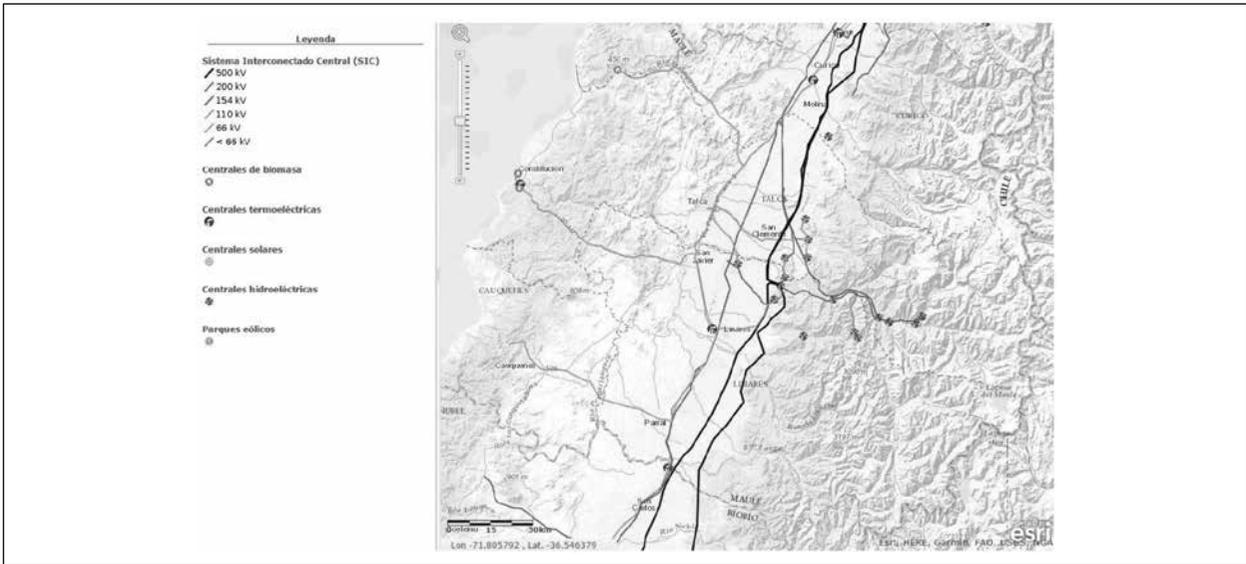
MAPA 44. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región VII – Maule

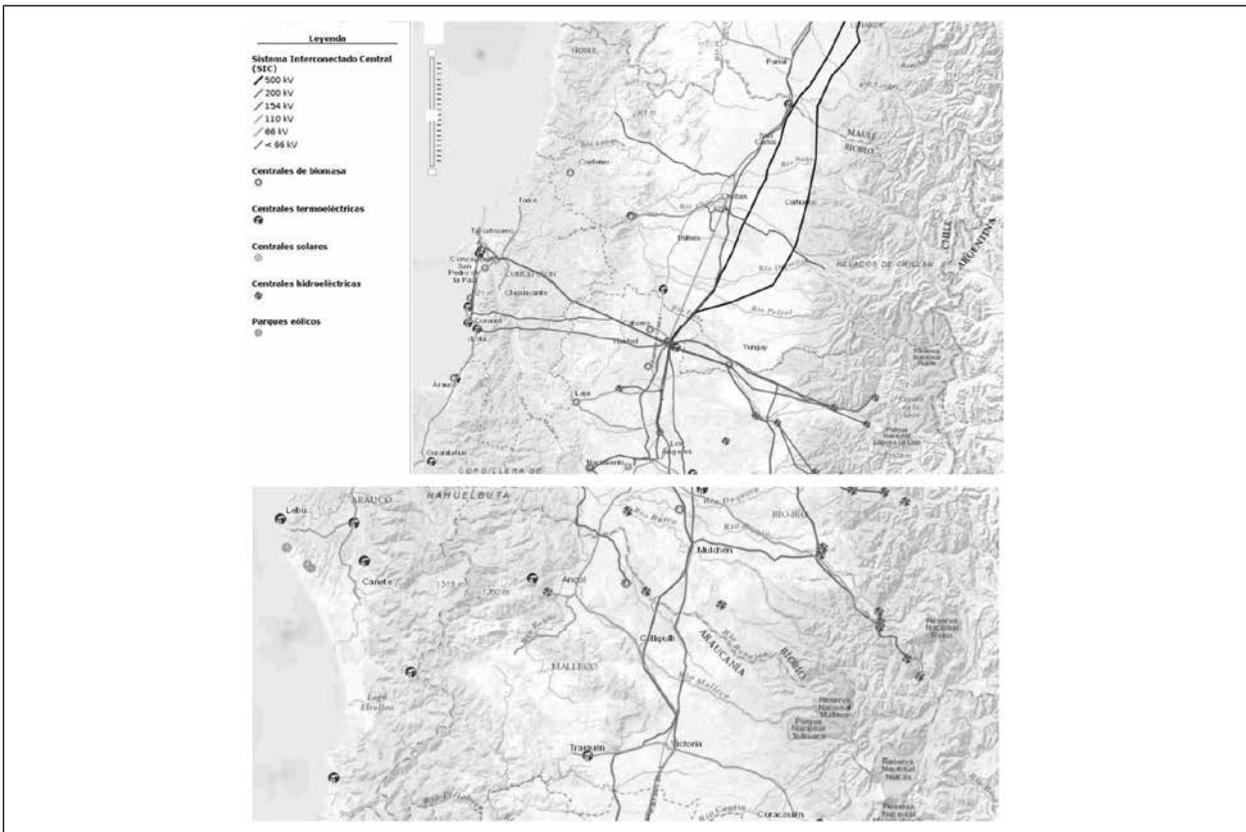
MAPA 45. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región VIII – Biobío

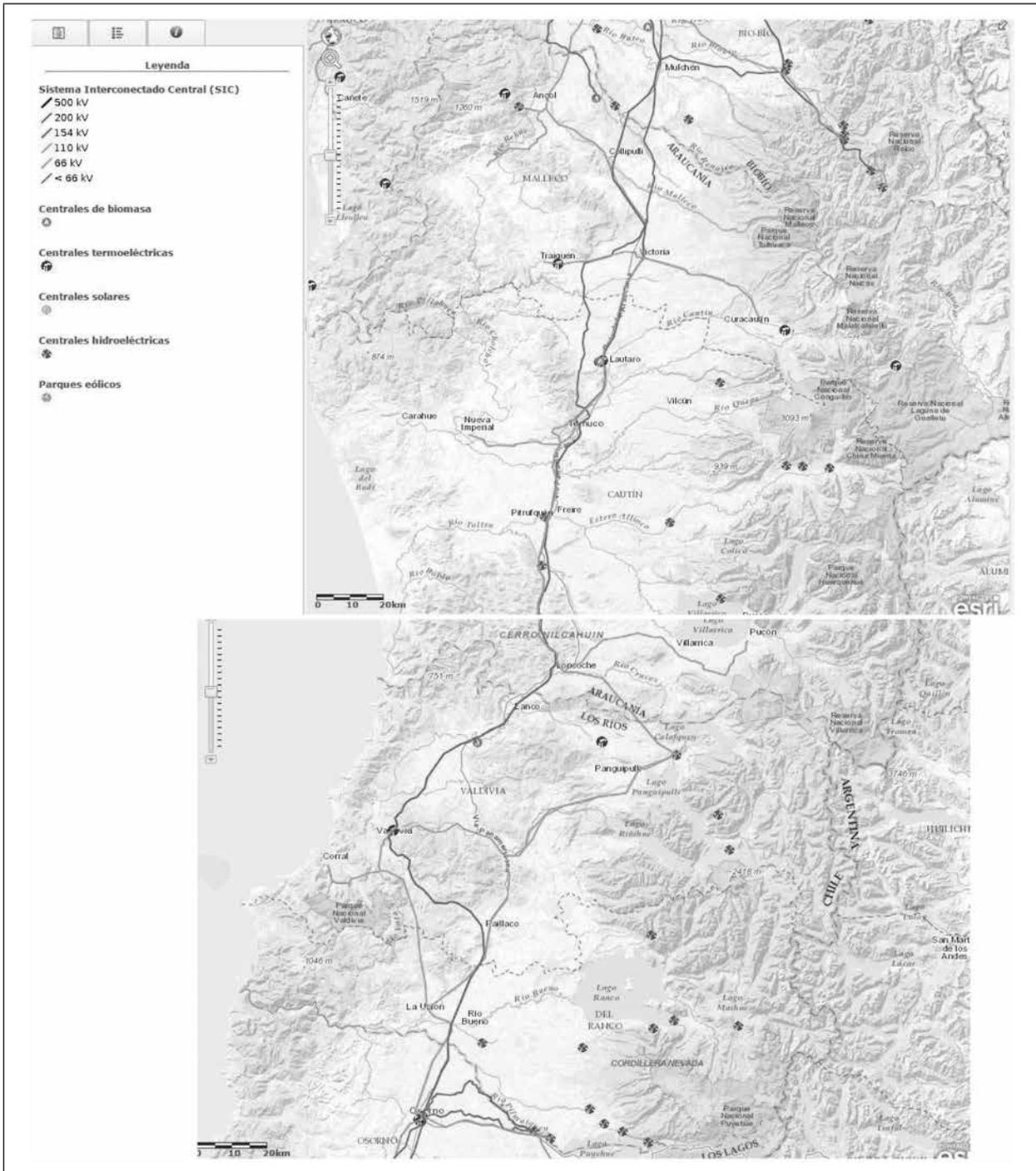
MAPA 46. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Fuente: (IDEChile, 2017).

## Regiones IX y XIV – La Araucanía y Los Ríos

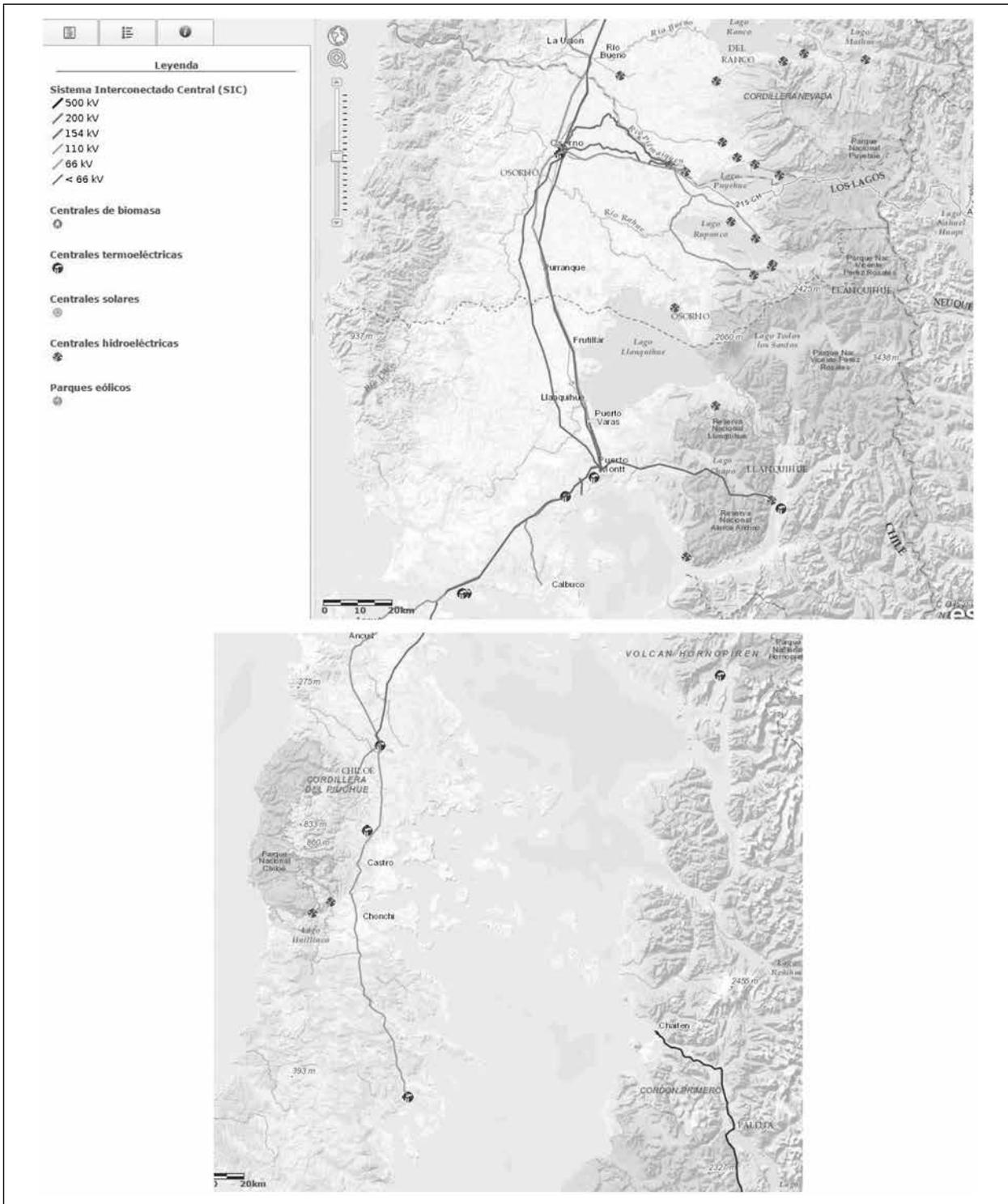
MAPA 47. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Nota: Acciona construirá el parque eólico San Gabriel de 183 MW cinco kilómetros al este de Renaico (norte de la región).

Fuente: (IDEChile, 2017).

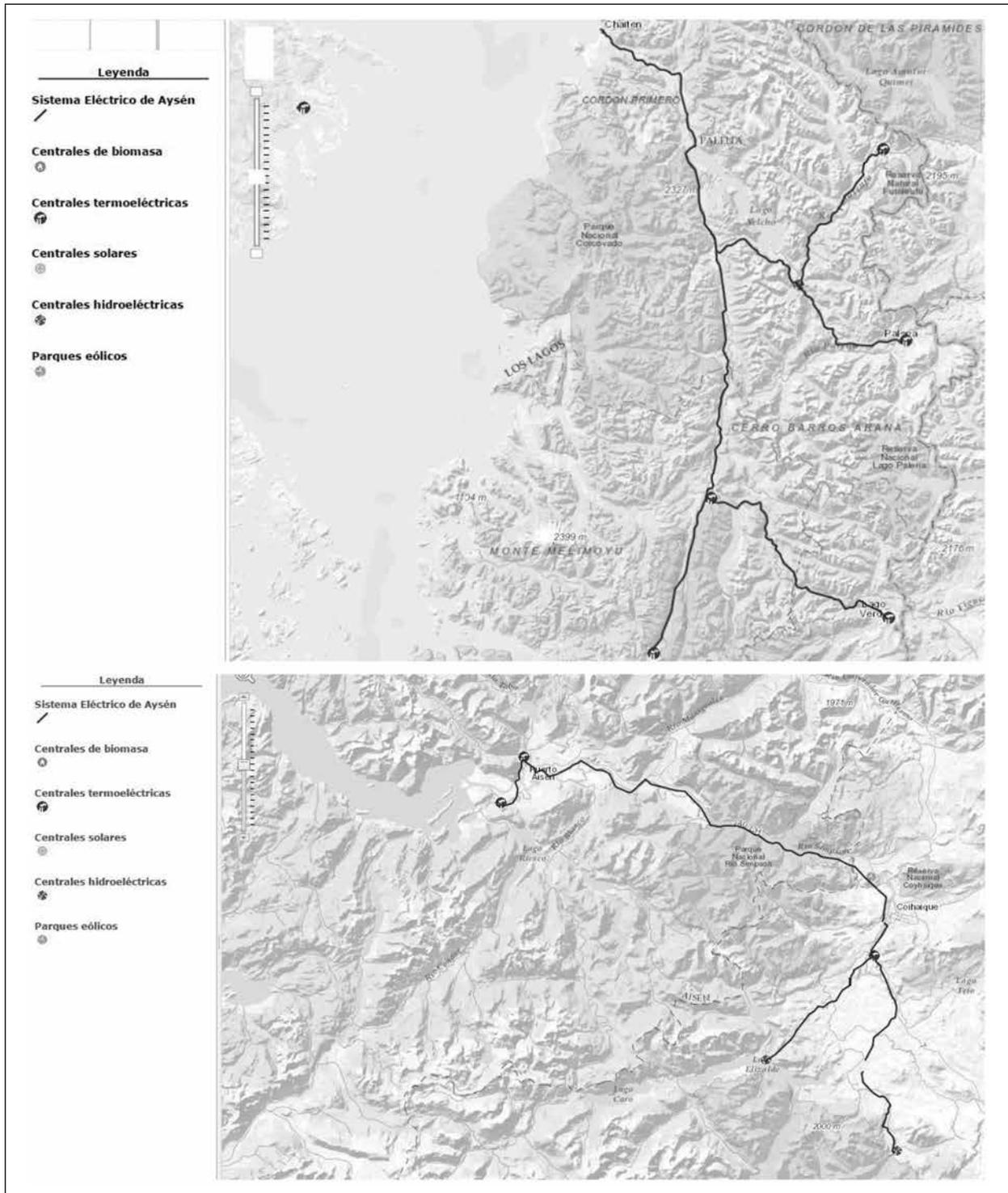
MAPA 48. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Fuente: (IDEChile, 2017).

## Región XI – Aysén

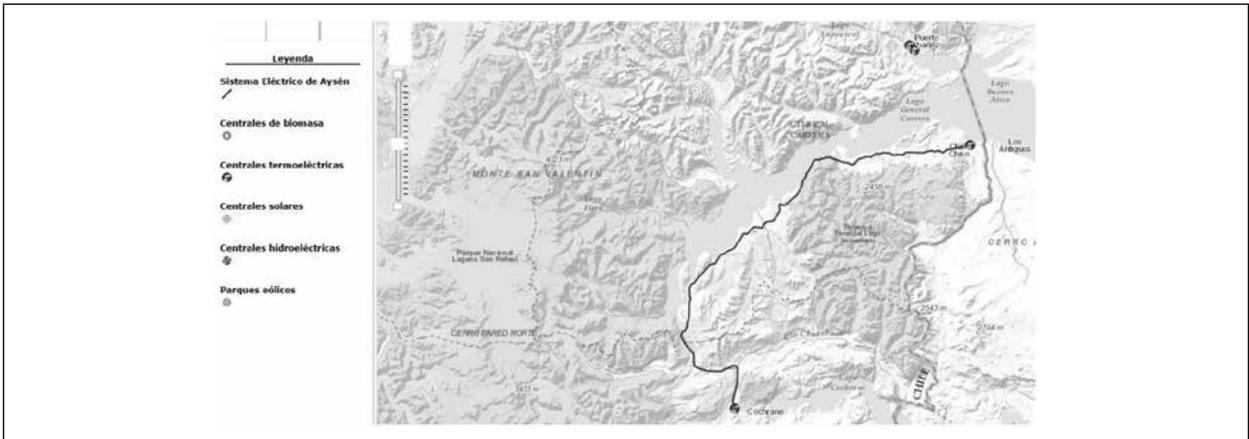
MAPA 49. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica



Fuente: (IDEChile, 2017).

**General Carrera**

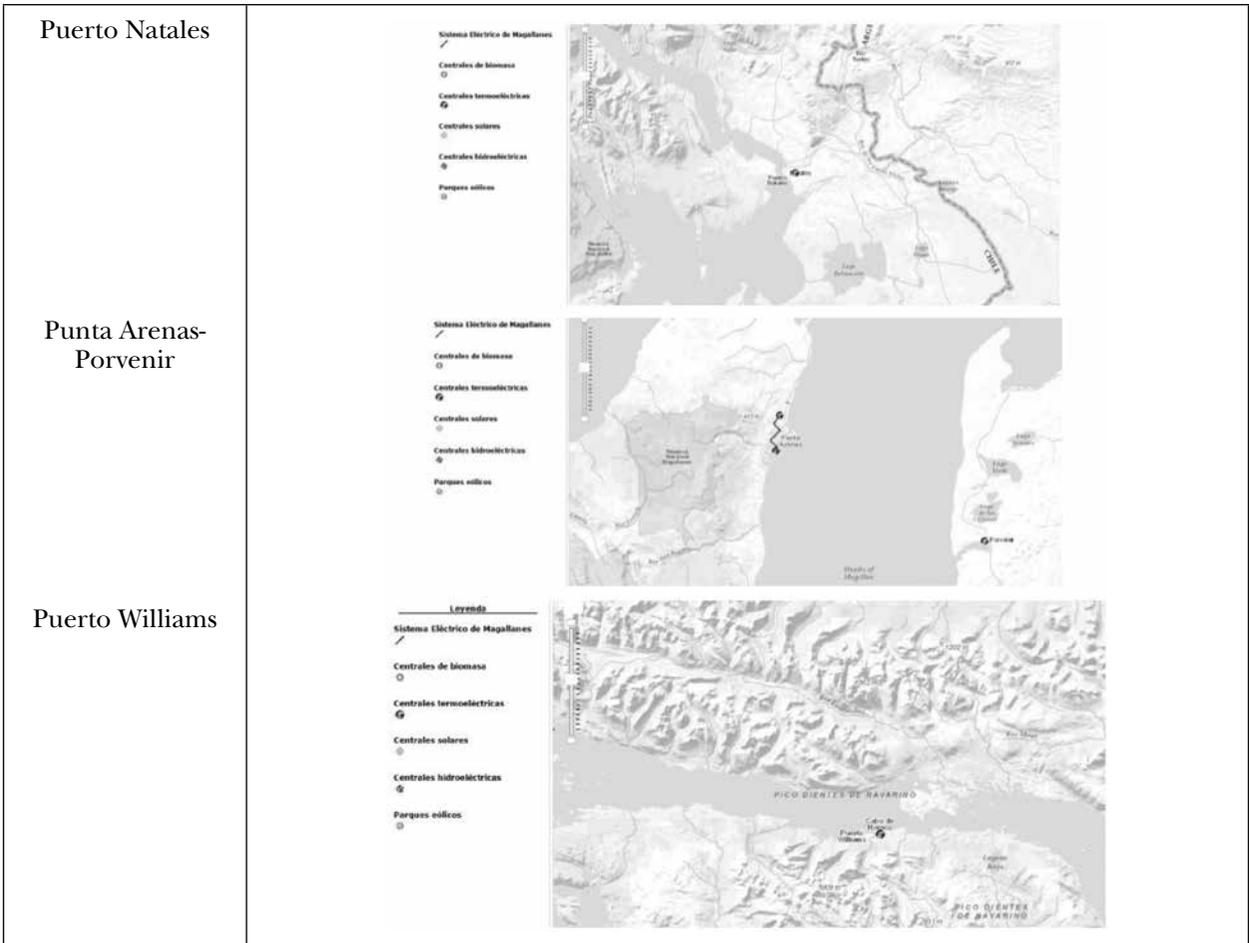
**MAPA 50. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica**



Fuente: (IDEChile, 2017).

**Región XII – Región de Magallanes y Antártica Chilena**

**MAPA 51. Trazado de las líneas de transmisión eléctrica**



Fuente: (IDEChile, 2017).

## 11.16. ANEXO 16. Detalle de energía anual por distribuidora

TABLA 64. Evolución de la energía anual por distribuidora en Chile (GWh)

Empresa Distribuidora	SI	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	% respecto al total
CGE Distribución	SIC	5.722	5.968	6.349	6.786	7.333	7.703	9.495	28,59
CHILECTRA	SIC	8.998	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	35,74
CHILQUINTA Energía	SIC	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	7,75
CODINER	SIC	48	51	55	60	67	70	76	0,23
COELCHA	SIC	38	42	48	52	53	57	60	0,18
CONAFE	SIC	1.377	1.458	1.496	1.592	1.693	1.761	1.818	5,47
COPELAN	SIC	64	70	82	84	87	88	94	0,28
COOPERATIVA Eléctrica Curicó	SIC	93	103	101	104	113	115	117	0,35
COOPREL	SIC	30	31	33	32	36	38	42	0,13
COPELEC	SIC	115	114	125	130	144	157	157	0,47
CRELL	SIC	56	63	71	80	83	85	86	0,26
EDECSA	SIC	41	44	46	47	55	58	58	0,17
ELECDA	SIC	21	18	19	19	23	24	21	0,06
EMELAT	SIC	566	571	618	641	675	702	675	2,03
EMELCA	SIC	12	14	15	15	15	15	16	0,05
Empresa Eléctrica de Colina	SIC	64	68	71	74	79	86	89	0,27
Empresa Eléctrica de Tiltil	SIC	11	12	16	15	14	15	15	0,05
Empresa Eléctrica Puente Alto	SIC	201	222	227	246	248	267	273	0,82
FRONTEL	SIC	799	815	867	924	970	1.022	1.060	3,19
LITORAL	SIC	69	71	72	80	85	91	95	0,29
LUZ Andes	SIC	7	7	8	8	9	9	9	0,03
LUZ Osorno	SIC	116	124	135	134	142	153	168	0,51
LUZLINARES	SIC	86	95	103	107	114	125	129	0,39
LUZPARRAL	SIC	56	59	66	69	80	92	97	0,29
SAESA	SIC	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	6,83
SOCOPEA	SIC	26	22	24	25	26	28	30	0,09
EMELECTRIC	SIC	1.016	1.029	1.112	1.160	1.232	1.289	-	-
EMETAL	SIC	85	96	111	121	124	132	-	-
ENELSA	SIC	49	51	49	51	46	48	-	-
COOPERSOL	SING	-	-	1	1	1	1	2	0,01
ELECDA	SING	706	749	790	858	908	959	974	2,93
ELIQSA	SING	379	432	466	485	500	507	524	1,58
EMELARI	SING	237	254	276	290	299	312	320	0,96
<b>TOTAL</b>		<b>24.727</b>	<b>25.877</b>	<b>27.400</b>	<b>29.169</b>	<b>31.015</b>	<b>32.346</b>	<b>33.207</b>	100,00

Nota: Desde noviembre de 2014, EMELECTRIC ha sido disuelta, convirtiéndose CGE Distribución en su sucesora legal. Desde noviembre 2014, EMETAL ha sido disuelta, convirtiéndose CGE Distribución en su sucesora legal. Desde noviembre 2014, ENELSA ha sido disuelta, convirtiéndose CONAFE en su sucesora legal. Desde diciembre de 2016, CHILECTRA ha cogido la imagen y el nombre de Enel.

Fuente: (CNE, 2016a) y elaboración propia.

### 11.17. ANEXO 17. Pasos del proceso de licitación desde 2015<sup>234</sup> de acuerdo con la Ley N° 20.805

Las distribuidoras deben monitorizar y proyectar su demanda futura de manera continua, debiendo informar semestralmente a la Comisión, quien anualmente y de acuerdo con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, determinará las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor coste, la demanda de los clientes regulados.

El o los procesos de licitación se iniciarán con un informe preliminar de la CNE, que se publicará y contendrá aspectos técnicos de las proyecciones de demanda de las distribuidoras con obligación de licitar. Se podrán realizar observaciones técnicas a dicho informe y la Comisión deberá responder a ellas. En 15 días, estas discrepancias podrán ser sometidas al panel de expertos. El informe final incluirá una proyección de los procesos de licitación, que deberían efectuarse en los siguientes cuatro años.

La Comisión dispondrá la convocatoria de la licitación correspondiente. A tal efecto, elaborará las bases de la misma, que remitirá a las distribuidoras licitantes para someterlas a observaciones. Dichas bases especificarán, por lo menos: la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro requeridos, el período de suministro a cubrir (no podrá ser superior a veinte años), los puntos del sistema donde se efectuará el suministro; las condiciones, criterios y metodologías empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas, y un contrato tipo de suministro de energía, que regirá las relaciones entre distribuidora y generadora adjudicataria. Además, podrán agrupar en un mismo proceso los requerimientos de suministro de distintas concesionarias de distribución.

Las distribuidoras deberán adjudicar la licitación a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo con las condiciones establecidas en las bases de licitación, debiendo comunicar a la Comisión la evaluación y la adjudicación de las ofertas, para su formalización.

El contrato tipo de suministro incorporado en las bases de licitación deberá ser suscrito por la concesionaria de distribución y su suministrador, mediante escritura pública, previa aprobación de la Comisión. Además, podrá incluir mecanismos de resolución de conflictos, como la mediación o arbitraje, así como medidas para la revisión de los precios en caso de que, por causas no imputables al suministrador, los costes de capital o de operación hubieran variado de tal manera, que se produzca un excesivo desequilibrio económico. Esto deberá ser comunicado a la Comisión, que verificará y autorizará las modificaciones contractuales.

En caso de desacuerdo entre la Comisión y cualquiera de las partes del contrato, estas podrán presentar sus discrepancias ante el panel de expertos. Las asociaciones de consumidores podrán participar y presentar también sus discrepancias ante el panel de expertos.

<sup>234</sup> (Ministerio de Energía, 2015c).

11.18. ANEXO 18. Muestra de facturas

FIGURA 22. Ejemplo de factura residencial



**EMELAT**  
Una Empresa ENEL

Empresa Eléctrica Aconcagua S.A.  
Generación, Transmisión, Distribución y Venta de Energía Eléctrica.  
Comercialización de Productos, Asesoría e Instalaciones.

Casa Matriz: Avda. Constitución 51 - COPIAPO  
Fono: (51) 336100, R.U.T.: 87.601.500-5

**R.U.T.: 87.601.500-5**  
**BOLETA ELECTRONICA**  
**N° 30050877**  
**S.I.I. COPIAPO**

**SR. (A) : ARELLANO ADRIAN**  
**CL RIO SALADO 1338**  
**COPIAPO**  
Dirección:  
Suministro : CL RIO SALADO 1338 E COPIAPO 2 COPIAPO

**DATOS PARA EL CLIENTE**

**N° de Cliente: 3850610**

Numero de Suministro : 3850558  
Tarifa : BT1 - EMELAT  
Límite máximo : 60000000  
Periodo de Facturación : Mensual  
Subestación Primaria : COPIAPO  
Potencia Contractada : 10  
Recargo por distancia : 0,00  
Multa Esp. Factor de Potencia : 0,000  
Fecha Min. Mod. Contrato : INDEFINIDA  
Fecha de inicio de servicio : INDEFINIDA  
Consumo de Referencia : 282



**DATOS DE CONSUMO ANUAL**

MONTO ULTIMO PAGO : 25.796      FECHA: 30/09/09

COMPENSACION SEC POR INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DEL PERIODO 10/0000 - 10/0000	
TOTAL DE INTERRUPCIONES	0
TIEMPO TOTAL INTERRUPCION (seg.)	0
TIEMPO A COMPENSAR (seg.)	0
ENERGIA A COMPENSAR (kwh)	0,300000
COSTO DE FALLA (\$/kwh)	300,300
MONTO A COMPENSAR REAJUSTADO (\$)	0,000

\* SUSPENSIÓN A PARTIR DEL 10/12/2009 por deuda de consumo eléctrico. Valor de la suspensión y reposición \$ 7000.

**FECHA VENCIMIENTO: PLAZO VENCIDO**  
(Pago sólo en Oficinas Comerciales)

Fecha lectura actual: 19-11-2009      Fecha de emisión: 20-11-2009  
Fecha lectura anterior: 21-10-2009

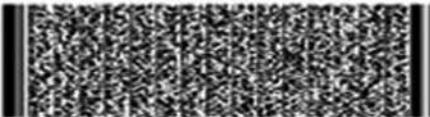
**DATOS DE CONSUMO**

N° Medidor	Propietario	Lectura Anterior	Lectura Actual	Constante	Consumo
05100-026	Empresa	14800,00	14870,000	1,000	111

**DATOS DE FACTURACION**

Glosa	Cantidad	Precio Unit.	Total
*Carga Fija Mensual	1	961,000	960
*Carga por energía suministrada	111	119,800	13318
*Energía Adicional de	1	0,000	0
*Mantenimiento Medidor	1	943,799	944
*Uso del sistema fonoal	111	0,740	80
*Cuenta de Aduana e Impuestos	1	142,800	140
Seguro Desgravamen	Plazo		417
Saldo Anterior			50
Saldo Actual			-61

**TOTAL DEL MES \$ 24.700**  
**SALDO ANTERIOR \$ 25.100**  
**TOTAL \$ 49.800**



Tarifa Electrónica SE - Para: 139 del 2007.

**FECHA VENCIMIENTO: 03-12-2009**

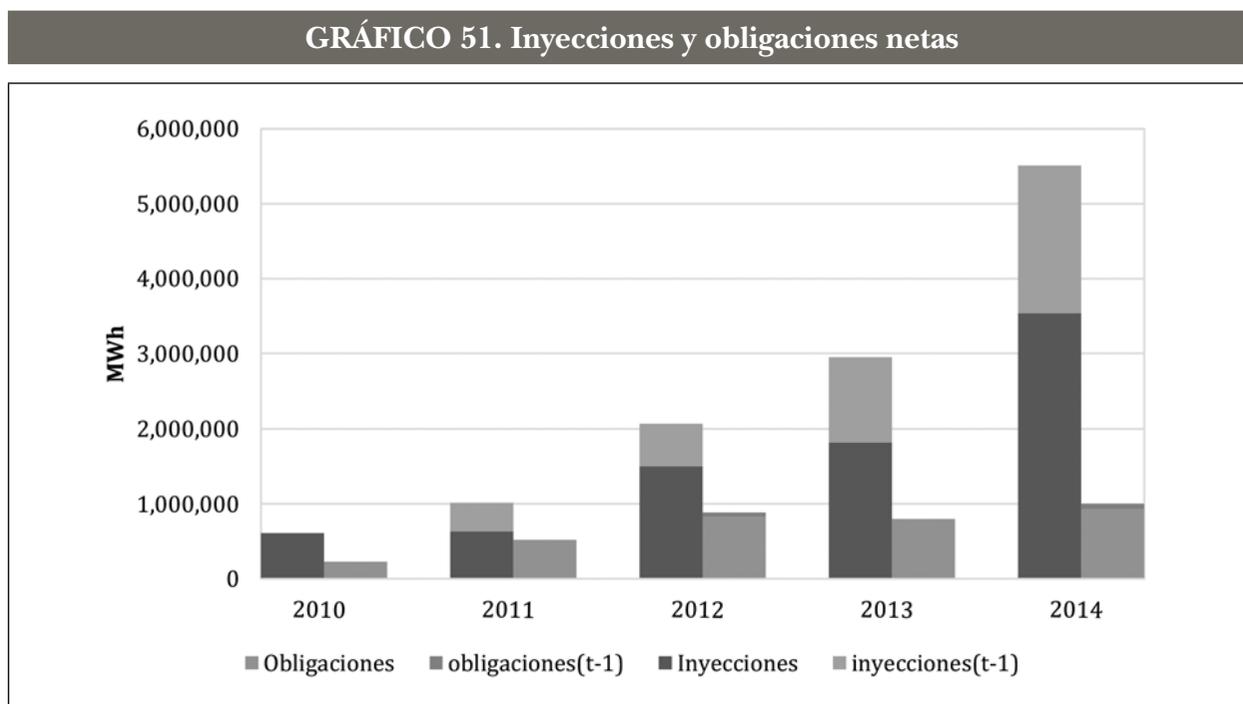
Fuente: <http://www.electricistasdechile.cl/2016/12/una-buena-acogida-han-tenido-las-nuevas-boletas-de-electricidad/> GUR

### 11.19. ANEXO 19. Mercado de Certificados Verdes

El mercado de certificados verdes funciona desde 2010. Las obligaciones se generan cuando una empresa retira energía del sistema para satisfacer contratos con distribuidoras o contratos con clientes libres. Por su parte, las inyecciones de energía se generan cuando una empresa produce electricidad a base de ERNC.

En caso de obtener un déficit neto, una empresa puede decidir pagar una multa de 0,40 UTM equivalentes a \$ 17.000 chilenos o postergar un año el cumplimiento de la obligación. En caso de obtener un excedente neto, la empresa puede transferir el excedente a otra empresa o almacenarlo por un período de un año<sup>235</sup>.

El gráfico muestra las cantidades netas por empresa que surgen de la diferencia entre la magnitud de las inyecciones de energía renovable reconocida y la magnitud de la obligación generada. Estas cantidades también incluyen inyecciones y obligaciones traspasadas del año anterior indicadas con el índice (t-1) en el gráfico.



Fuente: (Corrales *et al.*, 2015).

Como se puede observar, la magnitud de energía inyectada ha sido superior a la obligación generada. Así, el *ratio* de energía inyectada y obligaciones fue de 2,7 en 2010; 2,0 en 2011; 2,3 en 2012; 3,7 en 2013 y 5,5 en 2014. Es decir, la diferencia entre oferta y demanda de certificados verdes aumentó.

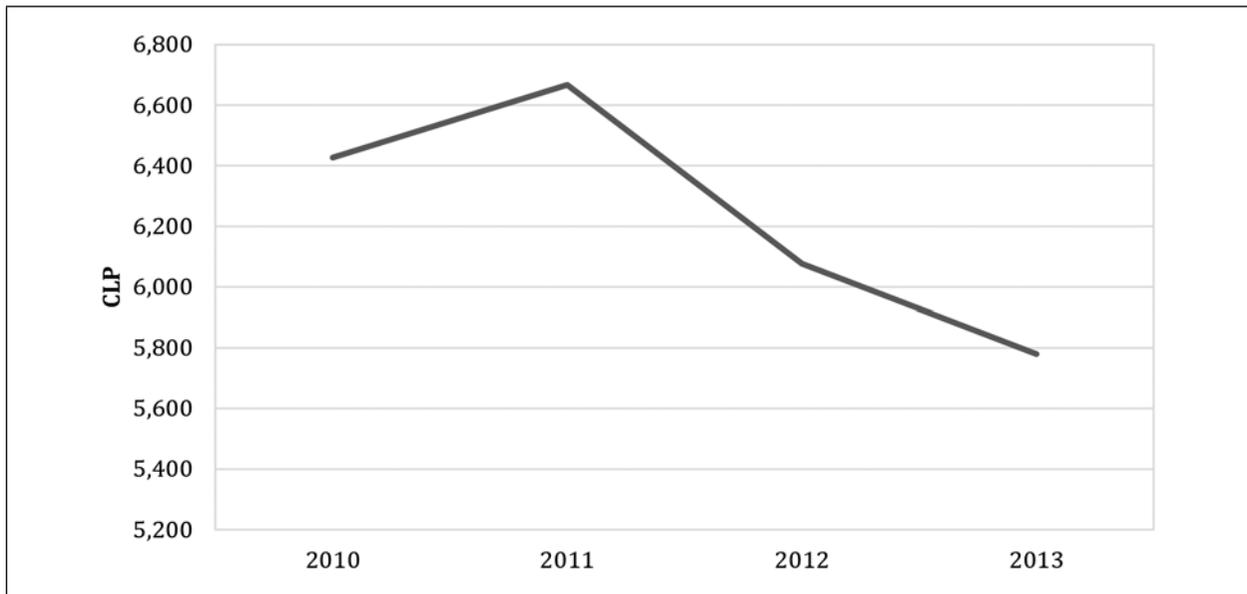
Esta discrepancia se debe al crecimiento de la potencia y generación de energías renovables mientras que las obligaciones por retiro de energía se mantuvieron fijas en 5% durante el periodo en cuestión. Sin embargo, a partir de 2015 esta obligación crecerá medio

<sup>235</sup> Es factible destacar que la empresa excedentaria puede vender el “certificado verde” correspondiente, sin que ello implique una transacción respecto de su energía generada, es decir, la energía no está unida a la venta del derecho necesariamente.

punto porcentual anual. Es decir, en el mercado se observa un crecimiento de la oferta de renovables que se está anticipando al alza paulatina que experimentará la demanda de renovables conforme vayan aumentando los requerimientos de la ley.

El gráfico siguiente muestra el precio promedio de los certificados verdes, que oscila alrededor de los \$ 6.000 chilenos. Se observa una caída del mismo, probablemente por la diferencia entre la energía ofrecida y la demandada. Se puede utilizar como valor de referencia el valor de la multa fijada por la Ley N° 20.257 si no se cumple con la cuota de ERNC estipulada. Este valor representaría la disposición máxima a pagar por parte de una empresa deficitaria. Teniendo en cuenta la multa fijada, el precio es aproximadamente un tercio de esta.

**GRÁFICO 52. Precio promedio de certificados verdes**



Fuente: (Corrales *et al.*, 2015).

Los precios de los certificados siguieron la senda de reducción mostrada en el gráfico. Desde 2013 se encuentran en el entorno de 0, debido a la sobreoferta de estos y al rechazo de la UE a seguir admitiéndolos en su mercado de emisiones. En 2015, como consecuencia del Acuerdo de París, llegaron a cotizar a 0,65 €/tonelada de CO<sub>2eq</sub>. En 2016 cotizaban en el entorno de 0,5 EUR / ton CO<sub>2eq</sub> (Transantartic Energía, 2016).

Esta evolución se debe a que se considera que con los nuevos compromisos voluntarios adquiridos, se podrían crear nuevos mercados de carbono y gran cantidad de proyectos que generan certificados pasen al mercado local. A su vez que se espera que vuelvan a ser admitidos en distintos mercados (Transantartic Energía, 2016).

La transacción de permisos se realiza en negociaciones bilaterales. En Chile, tanto los oferentes de certificados como los demandantes se encuentran concentrados. La empresa más grande supone alrededor de 15% del mercado dependiendo el año. La suma de la cuota de mercado de las tres empresas más grandes asciende hasta 44%. En 2014, esta proporción fue menor probablemente debido a la entrada de nuevas empresas de energías renovables, impulsadas por la nueva ley de ERNC. Esta proporción probablemente siga cambiando en los próximos años.

**TABLA 65. Concentración de Mercado de Empresas Excedentarias de Certificados**

Año	Empresa 1 (%)	Empresa 2 (%)	Empresa 3 (%)	Total (%)
2010	20	12	12	44
2011	15	15	10	40
2012	16	12	11	38
2013	17	15	12	44
2014	13	11	7	31

Fuente: (Corrales *et al.*, 2015).

Los compradores de energía renovable (en general empresas eléctricas que operan con carbón o gas) se encuentran mucho más concentrados. La siguiente tabla muestra la cuota de mercado de las tres empresas más grandes. En 2013 y 2014 estas concentraron alrededor del 80% del mercado de la demanda de energía renovable.

**TABLA 66. Concentración de Mercado de Empresas Deficitarias de Certificados**

Año	Empresa 1 (%)	Empresa 2 (%)	Empresa 3 (%)	Total (%)
2010	55	26	4	86
2011	26	23	13	61
2012	29	22	18	69
2013	33	27	24	84
2014	42	20	19	81

Fuente: (Corrales *et al.*, 2015).

Otro indicador para analizar la concentración de mercado es el índice de Herfindahl-Hirschman (IHH). La tabla siguiente muestra el valor de este índice para los oferentes (excedentarios) y los demandantes (deficitarios) de certificados verdes.

**TABLA 67. Índice Herfindahl-Hirschman para compradores y vendedores de permisos**

Año	Excedentarios	Deficitarios
2010	1.160	3.758
2011	865	1.628
2012	823	1.883
2013	871	2.476
2014	526	2.589

Fuente: (Corrales *et al.*, 2015).

Del lado de la oferta según el IHH, el mercado no se encuentra muy concentrado. Sin embargo, del lado de la demanda de certificados existe una elevada concentración.

**11.20. ANEXO 20. Concesiones vigentes de energía geotérmica (a 21 de marzo de 2017)****TABLA 68. Concesiones de exploración vigentes de energía geotérmica (a 21 de marzo de 2017)**

ID	ID Mapa	Concesión	Tipo	Estado	Titular	Decreto	Prórroga	Región
1	CG_ EXPR_001	APOQUINDO	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 21 31- 01-2014 D. OFICIAL 27-03-2014	NO SOLICITA	REGIÓN METROPOLITANA
2	CG_ EXPR_003	AUCAN III	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 17 15- 02-2013 D. OFICIAL 20-07-2013	NO SOLICITA	ANTOFAGASTA
3	CG_ EXPR_004	AUCAN IV	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 21 15- 02-2013 D. OFICIAL 20-07-2013	NO SOLICITA	ANTOFAGASTA
4	CG_ EXPR_005	AUCAN V	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 24 15- 02-2013 D. OFICIAL 20-07-2013	NO SOLICITA	ANTOFAGASTA
5	CG_ EXPR_006	AUCAN VI	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 22 15- 02-2013 D. OFICIAL 20-07-2013	NO SOLICITA	TARAPACÁ- ANTOFAGASTA
6	CG_ EXPR_009	CALLAQUI - E	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	INFNERGEO SPA	D.S. 18 15- 02-2013 D. OFICIAL 20-07-2013	NO SOLICITA	BIOBÍO-LA ARAUCANÍA
7	CG_ EXPR_013	COPOSA	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 23 15- 02-2013 D. OFICIAL 13-07-2013	NO SOLICITA	TARAPACÁ
8	CG_ EXPR_030	PANIRI	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	ENERGÍA ANDINA S.A	D.S. 5 14- 01-2011 D. OFICIAL 06-05-2011	D.S. 96 11- 03-2013 D. OFICIAL 03-04-2013	ANTOFAGASTA
9	CG_ EXPR_038	SAN ALBERTO	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	TRANSMARK CHILE SpA	D.S. 104 25-11-2011 D. OFICIAL 08-06-2012	D.S. 72 04- 03-2014 D. OFICIAL 14-03-2014	ANTOFAGASTA
10	CG_ EXPR_047	SANTA VICTORIA	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	EDC ENERGÍA VERDE CHILE S.A.	D.S. 20 15- 02-2013 D. OFICIAL 17-07-2013	NO SOLICITA	ANTOFAGASTA
11	CG_ EXPR_055	VALLE NEVADO	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 19 15- 02-2013 D. OFICIAL 20-07-2013	NO SOLICITA	REGIÓN METROPOLITANA
12	CG_ EXPR_057	VOLCÁN TACORA I	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 27 26- 01-2014 D. OFICIAL 26-04-2014	NO SOLICITA	ARICA Y PARINACOTA
13	CG_ EXPR_058	VOLCÁN TACORA II	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 22 31- 01-2014 D. OFICIAL 26-04-2014	NO SOLICITA	ARICA Y PARINACOTA
14	CG_ EXPR_059	VOLCÁN TACORA III	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 26 26- 01-2014 D. OFICIAL 26-04-2014	NO SOLICITA	ARICA Y PARINACOTA

ID	ID Mapa	Concesión	Tipo	Estado	Titular	Decreto	Prórroga	Región
15	CG_Expr_060	VOLCÁN TACORA IV	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 23 31-01-2014 D. OFICIAL 24-03-2014	NO SOLICITA	ARICA Y PARINACOTA
16	CG_Expr_019	LÁSCAR	EXPLORACIÓN	VIGENTE	TRANSMARK CHILE SpA	D.S. 15 27-01-2014 D. OFICIAL 14-03-2014	D.S. 187 07-03-2016 D. OFICIAL 06-05-2016	ANTOFAGASTA
17	CG_Expr_021	LINZOR	EXPLORACIÓN	VIGENTE	TRANSMARK CHILE SpA	D.S. 17 27-01-2014 D. OFICIAL 14-03-2014	D.S. 188 07-03-2016 D. OFICIAL 06-05-2016	ANTOFAGASTA
18	CG_Expr_062	PUCHULDIZA 3	EXPLORACIÓN	VENCIDA CON DERECHO EXCLUSIVO	MRP CHILE EXPLORACIÓN LIMITADA	D.S. 86 09-07-2014 D. OFICIAL 13-03-2015	NO SOLICITA	TARAPACÁ
19	CG_Expr_063	TIMALCHACA	EXPLORACIÓN	VIGENTE	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 100 19-10-2015 D. OFICIAL 21-04-2016	AÚN NO SOLICITA	ARICA Y PARINACOTA
20	CG_Expr_064	LATARANI 1	EXPLORACIÓN	VIGENTE	ENERGÍA ANDINA S.A.	D.S. 118 19-10-2015 D. OFICIAL 20-04-2016	AÚN NO SOLICITA	TARAPACÁ
21	CG_Expr_065	LATARANI 2	EXPLORACIÓN	VIGENTE	ENERGÍA ANDINA S.A.	D.S. 20 04-02-2016 D. OFICIAL 20-04-2016	AÚN NO SOLICITA	TARAPACÁ
22	CG_Expr_066	CARITAYA	EXPLORACIÓN	VIGENTE	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 115 19-10-2015 D. OFICIAL 21-04-2016	AÚN NO SOLICITA	ARICA Y PARINACOTA-TARAPACÁ
23	CG_Expr_067	CARCOTE	EXPLORACIÓN	VIGENTE	SERVILAND MINERGY S.A	D.S. 116 19-10-2015 D. OFICIAL 21-04-2016	AÚN NO SOLICITA	ANTOFAGASTA
24	CG_Expr_068	EL VALLE	EXPLORACIÓN	VIGENTE	TRANSMARK CHILE SpA.	D.S. 94 07-07-2016 D. OFICIAL 07-09-2016	AÚN NO SOLICITA	LA ARAUCANÍA
25	CG_Expr_069	LLONQUÉN	EXPLORACIÓN	VIGENTE	TRANSMARK CHILE SpA.	D.S. 92 07-07-2016 D. OFICIAL 07-09-2016	AÚN NO SOLICITA	LOS RÍOS
26	CG_Expr_070	EL ENCUENTRO	EXPLORACIÓN	VIGENTE	EMPRESA GENERADORA EGENGEO S.A.	D.S. 112 12-08-2016 D. OFICIAL 14-11-2016	AÚN NO SOLICITA	METROPOLITANA

**Definiciones:**

**Concesión de Exploración:** La concesión de exploración confiere el derecho a realizar los estudios, mediciones y demás investigaciones tendientes a determinar la existencia de fuentes de recursos geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.

**Concesión de Explotación:** La concesión de explotación confiere el derecho a utilizar y aprovechar la energía geotérmica que exista dentro de sus límites, incluyendo la realización de actividades de perforación, construcción, puesta en marcha y operación de una central geotérmica.

**Concesión de Exploración Vencida con Derecho Exclusivo:** Es aquella concesión de exploración cuyo período de vigencia ya caducó, no obstante el titular posee un derecho exclusivo a que el Estado le otorgue la concesión de explotación sobre la respectiva área de exploración. Este derecho se puede ejercer hasta dos años después de vencida la concesión de exploración.

Fuente: (Ministerio de Energía, 2017a).

**TABLA 69. Concesiones de explotación vigentes de energía geotérmica  
(a 21 de marzo de 2017)**

ID	ID Mapa	Concesión	Tipo	Estado	Titular	Decreto	Región
1	CG_ EXPT_001	APACHETA	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	GEOTÉRMICA DEL NORTE S.A	D.S. 06 08-01-2009 D. OFICIAL 07-02-2009	ANTOFAGASTA
2	CG_ EXPT_002	CHILLAN	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	EMPRESA NACIONAL DE GEOTERMIA S.A	D.S. 46 17-04-2013 D. OFICIAL 05-08-2013	BIOBÍO
3	CG_ EXPT_003	EL TATIO	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	GEOTÉRMICA DEL NORTE S.A	D.S. 246 27-12-2006 D. OFICIAL 26-04-2007	ANTOFAGASTA
4	CG_ EXPT_004	LA TORTA	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	GEOTÉRMICA DEL NORTE S.A	D.S. 5 08-01-2009 D. OFICIAL 07-02-2009	ANTOFAGASTA
5	CG_ EXPT_005	LAGUNA DEL MAULE	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	COMPAÑÍA DE ENERGÍA LIMITADA ENERCO	D.S. 34 29-01-2010 D. OFICIAL 05-05-2010	DEL MAULE
6	CG_ EXPT_006	PELLADO	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	COMPAÑÍA DE ENERGÍA SPA	D.S. 136 17-11-2014 D. OFICIAL 19-12-2014	DEL MAULE
7	CG_ EXPT_007	ROLLIZOS	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	SAMUEL SANTA CRUZ	D.S. 67 30-08-2005 D. OFICIAL 12-09-2006	DE LOS LAGOS
8	CG_ EXPT_009	TINGUIRIRICA	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	ENERGÍA ANDINA S.A	D.S. 92 07-10-2013 D. OFICIAL 13-11-2013	DEL LIBERTADOR GENERAL BERNARDO O'HIGGINS
9	CG_ EXPT_010	OLCA	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	COMPAÑÍA MINERA DOÑA INÉS DE COLLAHUASI SCM	D.S. 19 04-02-2016 D. OFICIAL 11-05-2016	TARAPACÁ-ANTOFAGASTA
10	CG_ EXPT_011	TRINIDAD I	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	INVERSIONES PUYEHUE LIMITADA	D.S. 91 07-07-2016 D. OFICIAL 23-09-2016	LOS LAGOS
11	CG_ EXPT_012	TRINIDAD II	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	INVERSIONES PUYEHUE LIMITADA	D.S. 93 07-07-2016 D. OFICIAL 23-09-2016	LOS LAGOS
12	CG_ EXPT_013	TRINIDAD III	EXPLOTACIÓN	VIGENTE	INVERSIONES PUYEHUE LIMITADA	D.S. 98 07-07-2016 D. OFICIAL 16-01-2017	LOS LAGOS

**Definiciones:**

**Concesión de Exploración:** La concesión de exploración confiere el derecho a realizar los estudios, mediciones y demás investigaciones tendientes a determinar la existencia de fuentes de recursos geotérmicos, sus características físicas y químicas, su extensión geográfica y sus aptitudes y condiciones para su aprovechamiento.

**Concesión de Explotación:** La concesión de explotación confiere el derecho a utilizar y aprovechar la energía geotérmica que exista dentro de sus límites, incluyendo la realización de actividades de perforación, construcción, puesta en marcha y operación de una central geotérmica.

**Concesión de Exploración Vencida con Derecho Exclusivo:** Es aquella concesión de exploración cuyo período de vigencia ya caducó, no obstante el titular posee un derecho exclusivo a que el Estado le otorgue la concesión de explotación sobre la respectiva área de exploración. Este derecho se puede ejercer hasta dos años después de vencida la concesión de exploración.

Fuente: (Ministerio de Energía, 2017a).

### 11.21. ANEXO 21. La leña en Chile

Dos son los factores principales que justifican el elevado consumo de este combustible; por un lado, su bajo coste frente a otros combustibles y, por otro, el vínculo con una tradición de uso de esta fuente energética de fácil acceso en hogares para calentar y cocinar. El Plan de Acción de Eficiencia Energética 2010, del Ministerio de Energía, señala que aproximadamente el 90% de los hogares en las regiones de Biobío, La Araucanía, Los Lagos, Los Ríos y Aysén cuentan con un equipo doméstico alimentado a leña.

En 2010 el Ministerio de Energía<sup>236</sup> realizó un estudio que situaba en 10.232 kWh/año el consumo promedio nacional de energía final de una vivienda. De esta cifra, más de la mitad correspondía al uso de leña, principalmente en calefacción, agua caliente y elaboración de alimentos. Solo 4.470 kWh/año se obtenían de fuentes distintas de la leña.

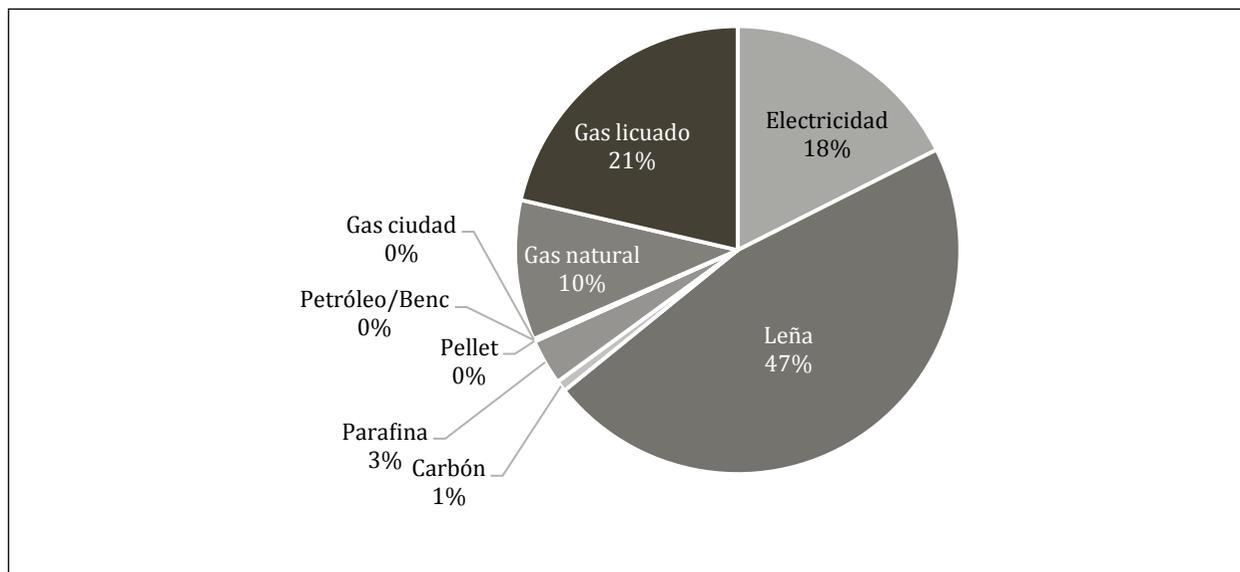
En principio, la leña presenta grandes ventajas frente a otros combustibles. Es una fuente renovable, no sujeta a limitaciones en cuanto a la existencia de recursos propios, al ser con una gestión adecuada renovable, y es además un recurso energético que se consume en la zona donde se produce, lo que tiene un impacto positivo en la economía local. Sin embargo, el mal uso de este recurso está provocando serios problemas de índole medioambiental y de salud.

Por este motivo, entre otros, Naciones Unidas trabaja con el Ministerio de Medio Ambiente de Chile en cómo identificar las zonas más expuestas, mejorar el marco regulatorio y la política energética, introducir nuevas líneas de negocio, realizar estudios de viabilidad y una transición del uso de calefactores individuales a leña a un sistema de calefacción más sostenible a largo plazo. Para ello está realizando una evaluación en cinco ciudades del centro-sur de Chile (Temuco y Renca, Coyhaique, Valdivia y una tercera aún por decidir) acerca de la viabilidad de cambiar el sistema de calefacción existente.

Los estudios tienen una mirada centrada en el uso de *district heating* (que resulta más complejo si no hay gran núcleo de población) y biomasa, no abriéndose a otras tecnologías, como centrales de recuperación de calor, sistemas de calefacción urbana, bombas de calor...

<sup>236</sup> (Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción, 2010).

**GRÁFICO 53. Presencia del consumo de leña en la matriz energética residencial. Consumo de energía por combustible**



Fuente: (Gianelli, Aguirre, Silva, Mellado, & Aguayo, 2014).

Con el fin de brindar protección a los bosques se han elaborado la Ley N° 20.283 sobre Recuperación del Bosque Nativo y Fomento Forestal y el D.L 701 de 1974 sobre fomento de las plantaciones. Se creó asimismo la Corporación Nacional Forestal (CONAF), que pone en marcha iniciativas destinadas también a proteger los bosques<sup>237</sup>.

En el ámbito de la contaminación atmosférica, el Ministerio del Medio Ambiente es consciente de los problemas medioambientales y de salud relacionados con las emisiones de  $PM_{2,5}$  en muchas ciudades del sur de Chile (Coyhaique, Temuco, Concepción, Valdivia, Santiago...). Parte del problema procede de la mala combustión de la leña en los hogares, bien por uso de leña húmeda, bien por uso de calefactores de baja eficiencia o el mal uso de estos, o por la combinación de ambos factores, además de condicionantes geográficos y climáticos en ciertas zonas, que genera millones de partículas en suspensión que contienen elementos altamente tóxicos.

A esto hay que añadir la presencia de otros contaminantes debidos a una combustión incompleta, combustión a altas temperaturas o a una reacción con otras sustancias del aire, a saber, monóxido de carbono ( $CO$ ), dióxido de nitrógeno ( $NO_2$ ), dióxido de azufre ( $SO_2$ ), ozono ( $O_3$ ).

Como consecuencia de los elementos liberados a la atmósfera, se producen infecciones agudas de las vías respiratorias y enfermedades crónicas. Ante la gravedad de estos problemas, que afectan a millones de chilenos, el Ministerio del Medio Ambiente ha

<sup>237</sup> En Chile existen dos tipos de bosques, el bosque nativo y las plantaciones forestales. Respecto del primer grupo, las regiones de Aysén, Magallanes y Los Lagos concentran el 74% de la superficie de este tipo de bosque (4,4 millones de hectáreas [ha] en Aysén y 2,8 millones de ha en las otras dos regiones), entre cuyas especies se encuentran el coigüe, roble, raulí, lenga, ulmo, tino y canelo. Por su parte, las plantaciones forestales cubren 2,8 millones de ha de *Pinus radiata*, *Eucaliptus globulus* y *Eucaliptus nitens*, entre otros y el 85% de esta superficie se localiza en las regiones de Maule, Biobío y La Araucanía.

implementado normas primarias de calidad del aire, normas de emisión y planes de prevención o descontaminación atmosférica (PPA o PDA).

Así, las normas primarias de calidad del aire y normas de emisión fijan el nivel máximo de contaminantes que se consideran aceptables tanto para protección de la salud como del medio ambiente.

**TABLA 70. Normas primarias de Calidad del Aire**

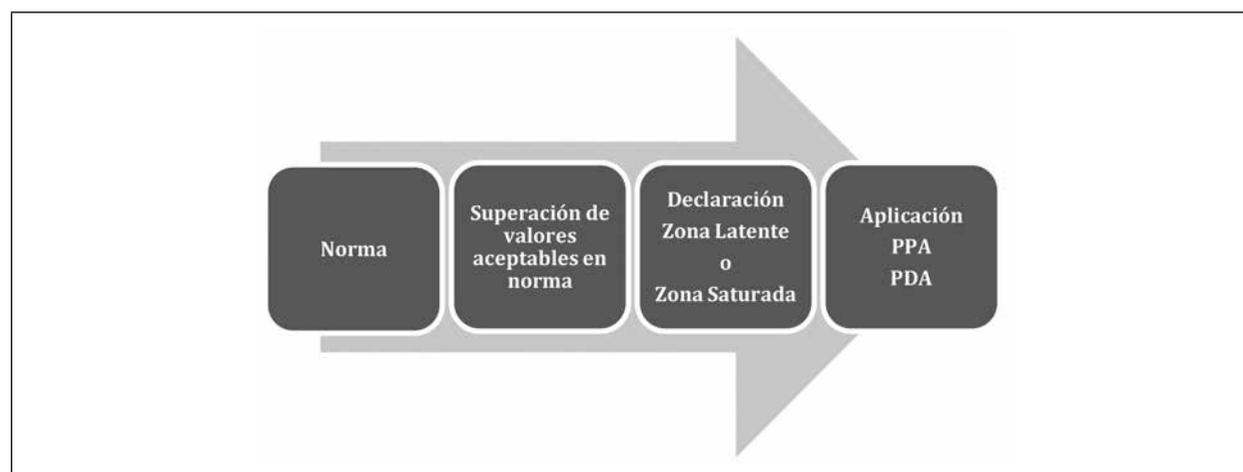
Contaminante	Norma	Unidad	Tipo de norma
PM <sub>10</sub>	50	µg/m <sup>3</sup>	Media anual
	150	µg/m <sup>3</sup>	Media diaria
Dióxido de azufre	80	µg/m <sup>3</sup>	Media anual
	250	µg/m <sup>3</sup>	Media diaria
Ozono	120	µg/m <sup>3</sup>	Promedio de 8 horas
Monóxido de carbono	10.000	µg/m <sup>3</sup>	Promedio de 8 horas
	30.000	µg/m <sup>3</sup>	Media de 1 hora
Dióxido de nitrógeno	100	µg/m <sup>3</sup>	Media anual
	400	µg/m <sup>3</sup>	Media de 1 hora
PM <sub>2,5</sub>	20	µg/m <sup>3</sup>	Media anual
	50	µg/m <sup>3</sup>	Media diaria

Nota: µg/m<sup>3</sup>: microgramos por metro cúbico.

Fuente: (Seremi Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, Ministerio del Medio Ambiente, 2013) en (Gianelli *et al.*, 2014).

Cuando una zona sobrepasa los valores de una o más normas de calidad ambiental, se declara zona saturada. Zona latente se declara, por su parte, a aquella zona cuya medición de contaminación se encuentra entre el 80% y el 100% del valor establecido por las normas de calidad ambiental.

**FIGURA 23. Proceso de declaración de zonas afectadas y aplicación de planes**



Fuente: (Gianelli *et al.*, 2014).

Varias regiones al sur de Santiago habían sido ya declaradas por Decreto Supremo (DS) como zonas saturadas a julio de 2014, entre ellas: el Valle Central y Caletones en la región de O'Higgins, Talca-Maule en la región de Maule y Coyhaique en Aysén, declaradas zonas saturadas por MP10; Chillán y Los Ángeles en Biobío, Temuco en La Araucanía, Valdivia en Los Ríos y Osorno en Los Lagos, declaradas como zonas saturadas por  $PM_{2.5}$ . Como consecuencia, se están desarrollando algunos planes de descontaminación de aplicación a las zonas anteriores.

La Ley de Contaminación Atmosférica incluye un plan para prohibir el uso de estufas algunos días al año. En Temuco ya se aplicó una prohibición de uso de estufas a leña durante 50 días/año para reducir emisiones. Con ello se obligaba a utilizar otros sistemas complementarios, como calefacciones eléctricas.

Existen algunos factores asociados al uso eficiente de la leña como generador de energía (condiciones de almacenamiento, uso seguro y limpio de calefactores, acondicionamiento de viviendas y buenos hábitos de los usuarios) que dependen directamente del proceder de los productores, los comercializadores y los consumidores.

Según un estudio realizado por GTZ y el Ministerio de Energía en 2008<sup>238</sup>, más del 95% de la materia prima industrial proviene de plantaciones, mientras que el consumo residencial se abastece en gran medida del bosque nativo. Para asegurar la sustentabilidad de los bosques, debe asegurarse que la tasa de extracción de madera sea inferior a la tasa de crecimiento. Por ello, la intervención en los bosques debe ser aprobada por la Corporación Nacional Forestal (CONAF) por medio de un Informe de Cumplimiento de Plan de Manejo.

Teniendo en cuenta la importancia de que la leña se encuentre seca (es decir, con un contenido de humedad menor del 25%<sup>239</sup>), el momento mejor para intervenir en un bosque es finales de invierno. Otro factor que contribuye al uso responsable de los bosques consiste en la utilización de residuos de madera, que pueden transformarse en subproductos como briquetas y pellets para generar energía térmica.

Por su parte, el consumidor debe asegurarse de consumir leña seca, con el fin de evitar una alta emisión de contaminantes y para preservar los componentes de las estufas. Estos dos factores redundarán en favor del medio ambiente, de su propia salud y de la reducción de costes al requerir menos materia prima para obtener la misma cantidad de calor y mantener en buen estado los equipos.

Es, finalmente, deseable que se utilicen calefactores de baja emisión y eficientes, que permitan generar un calor limpio y seguro. En la actualidad existe un plan nacional en diferentes ciudades, con Oficinas de Calefacción Sostenible, a las que acudir para participar en el programa de recambio de estufas, según esto, el nuevo aparato se paga parcialmente entre el consumidor y el Ministerio del Medio Ambiente, que ofrece una subvención para cambiar a estufas más eficientes ("Global Environmental Fund").

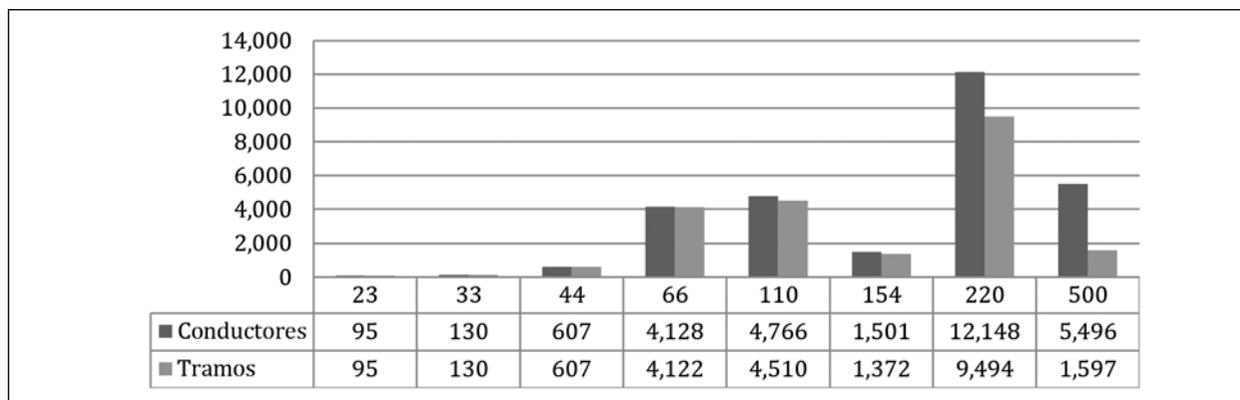
<sup>238</sup> Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile.

<sup>239</sup> Norma Chilena Oficial de la leña (NCh 2907/2005).

## 11.22. ANEXO 22. Información adicional acerca de las líneas de transporte en Chile

La información actualizada a principios de 2017 indica la siguiente distribución de las líneas en activo.

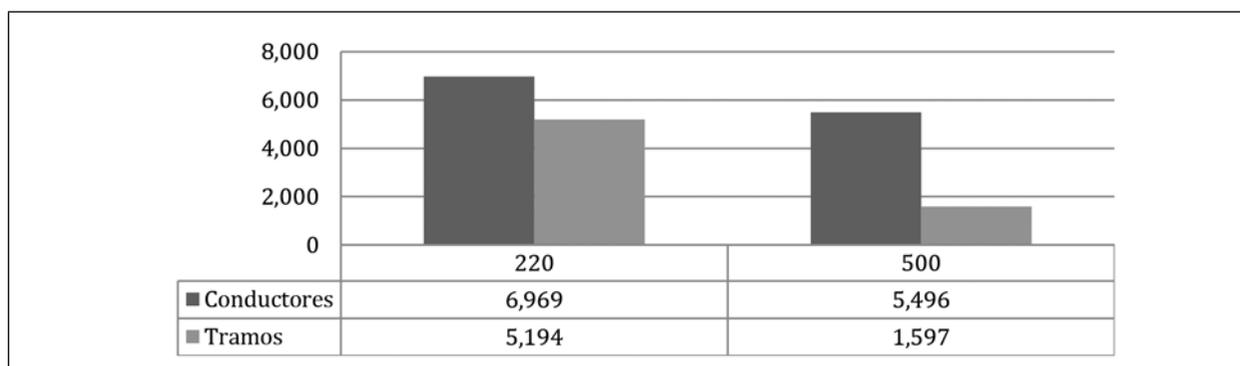
**GRÁFICO 54. Longitud de líneas de transporte del SIC (km)**



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017b).

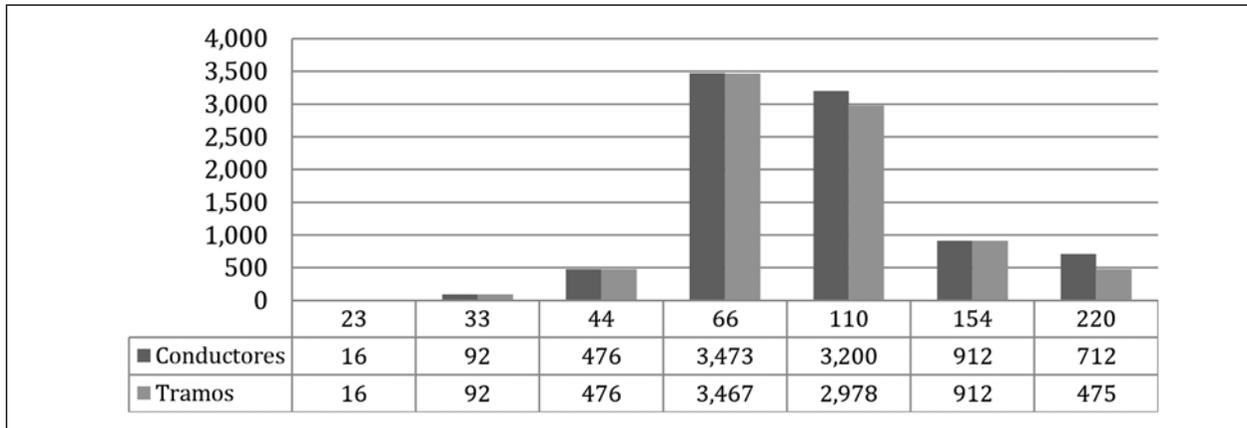
A continuación se presentan los datos siguiendo la clasificación de sistemas por la nueva Ley: nacional, zonal y dedicado.

**GRÁFICO 55. Longitud de líneas de transmisión nacional del SIC (km) por nivel de tensión (kV)**



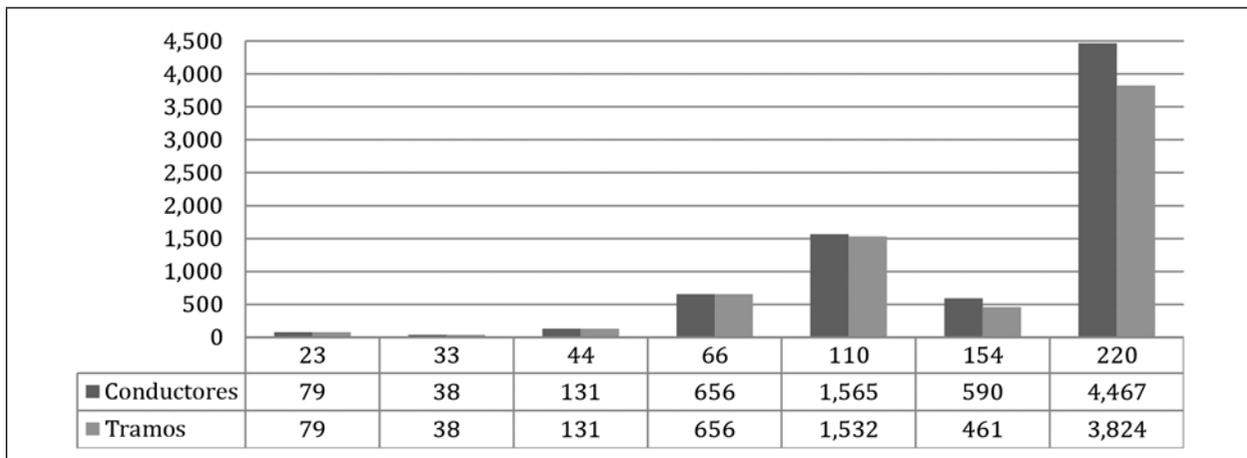
Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017b).

**GRÁFICO 56. Longitud de líneas de transmisión zonal (km) del SIC por nivel de tensión (kV)**



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017b).

**GRÁFICO 57. Longitud de líneas de sistemas dedicados del SIC (km) por nivel de tensión (kV)**



Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2017b).

## Autores

### *Eloy Álvarez Pelegry*

Doctor Ingeniero de Minas por la ETSI Minas de Madrid, licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la UCM y diplomado en Business Studies por London School of Economics. Es director de la Cátedra de Energía de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, Fundación Deusto y Académico de la Real Academia de Ingeniería. Comenzó en 1976 su trayectoria profesional en Electra de Viesgo y, posteriormente, trabajó en Enagás y en carbones de Importación. De 1989 a 2009 ocupó puestos ejecutivos en el Grupo Unió Fenosa, donde fue director de Medioambiente e I+D y de Planificación y Control; así como secretario general de Unión Fenosa Gas. Ha sido profesor asociado en la ETSI Minas de Madrid y en la UCM, y director académico del Club Español de la Energía. Ha publicado más de 80 artículos, varios libros y realizado más de 100 presentaciones públicas.

### *Macarena Larrea Basterra*

Doctora en Promoción y Desarrollo de Empresas por la UPV y Máster en Gestión de Empresas Marítimo Portuarias. Licenciada en Administración y Dirección de Empresas por la Universidad Comercial de Deusto, especialidad de Logística y Tecnología. Es investigadora en la Cátedra de Energía de Orkestra, habiendo trabajado previamente, entre otros, en la Cátedra de Estudios Internacionales de la UPV (Grupo de trabajo de energía) así como en la Secretaría General de Acción Exterior del Gobierno Vasco. Sus principales áreas de trabajo se relacionan con la política energética a nivel europeo, nacional y regional, los precios de la energía y las energías renovables.



C/ Hermanos Aguirre Nº 2  
Edificio La Comercial, 2ª planta  
48014 Bilbao  
España  
Tel: 944139003 ext. 3150  
Fax: 944139339  
[www.orquestra.deusto.es](http://www.orquestra.deusto.es)





# EL SECTOR ENERGÉTICO EN CHILE

## Una visión global

Puede decirse que son tres los principales retos que debe afrontar el sector energético, a saber: lograr un suministro de energía seguro, que sea asequible y competitivo y que sea sostenible. En la sostenibilidad debemos considerar la lucha contra el cambio climático y, por esta razón, la descarbonización de la economía a la luz de los compromisos internacionales.

Existen numerosos factores que inciden en la evolución del sector energético: la política energética, la regulación, la estructura empresarial, la disponibilidad de recursos energéticos propios, así como la evolución de las tecnologías o del comportamiento de los consumidores.

Todo ello hace necesario conocer el sector energético en su conjunto, y profundizar en la situación, evolución y perspectivas de cada una de las fuentes y sectores energéticos, desde los enfoques de la economía, la tecnología y la regulación.

En este libro se aborda el sector energético en Chile con una visión global. Para ello, el libro se ha dividido en dos partes. En la primera se examina la estructura energética tanto en energías primarias como finales, analizando ambas en el contexto de la evolución de los principales parámetros económicos.

En la segunda parte se estudian en detalle los sectores del gas y eléctrico, debido a su repercusión en el consumo energético de los sectores industrial y minero; así como del comercial, público y residencial. Para ello se analiza la importación de gas y la generación eléctrica, así como el transporte y la distribución de ambas energías hasta llegar a los consumidores finales. En este ámbito el libro trata la evolución de la oferta y la demanda, la regulación, las empresas que operan en cada segmento de actividad, así como los precios finales, su formación y su relación con la competitividad.

Tanto por el enfoque global del sector energético chileno como por el estudio sistemático y detallado del gas y de la electricidad, esta obra permite contribuir a conocer mejor la energía en Chile, ante la necesidad de diseñar e implementar políticas y estrategias energéticas que respondan a los retos del nuestro tiempo para facilitar la transición del sector energético hacia un suministro de energía más limpia, más segura y más asequible y competitiva, y que además promueva el crecimiento y el bienestar.