UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAÍSO- CHILE

MEDICIÓN DE LA VARIABILIDAD EN LOS COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL BAJO DISTINTOS ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

JAVIER FELIPE TRONCOSO POBLETE

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA INDUSTRIAL Y AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA	:	DR. PATRICIO RUBIO ROMERO
PROFESOR CORREFERENTE	:	DRA. MARIA PILAR GÁRATE CHATEAU
PROFESOR CORREFERENTE	:	DR. CÉSAR SÁEZ NAVARRETE

22 de noviembre de 2016

A mi hija...

quien con su sonrisa alegra mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Primero agradecer infinitamente a mi familia: hermanas, sobrinos, abuelita, pero especialmente a mis padres, quienes siempre creyeron en mí, nunca dudaron de mis capacidades, estuvieron presentes en cada momento y se sacrificaron un montón para que pudiese cumplir este objetivo.

También agradecer a quien ha sido durante mucho tiempo mi compañera de vida, de locuras, de viajes y de tantas cosas que vendrán, gracias por tanto apoyo y por estar conmigo en esta larga travesía...Cami⋆

Mi hijita...a quien le dedicaría una tesis completa para agradecer su sonrisa, ternura y amor. Gracias por llegar a mi vida, alegrarla día a día y por entregarme la fuerza para cumplir mis metas, te amo!

Agradezco a cada uno de mis amigos en la u, especialmente a los Tanos: Néstor, Iván y Rafa. Tantas noches de estudio, de leseo, tritezas y alegrías. Son lo mejor cabros!! gracias por hacer este paso por la USM la mejor experiencia de todas.

Además, agradecer a mi querido fútbol, que sin él el paso por la u habría sido menos ameno. Gracias a los equipos en los que jugué: Chanchulines, Niupi, Francocanadiense y Sara-Goza. Un honor haber disfrutado la emoción y pasión por este deporte con cada uno de sus jugadorazos.

Gracias a Ignacio Urzúa por su ayuda desinteresada en esta investigación.

Finalmente, agradecezco a la DGIP por financiar este trabajo y a mis Profes guías y correferentes, especialmente a la Profe Pili por su compromiso y apoyo.

RESUMEN EJECUTIVO

Chile ha firmado recientemente en la Conferencia de las Partes (COP21) un compromiso ambiental y energético enfocado en una matriz sustentable y ligada al desarrollo social y económico del país. Dichos objetivos han sido acordados por el Ejecutivo mediante leyes y Políticas de largo plazo. Para la mitigación de GEI se propuso una disminución de un 30 % hacia 2050 respecto a las emisiones del año 2007, además se propone una capacidad de generación eléctrica de un 70 % proveniente de energías renovables, ambos planteamientos están descritos en la Política Energética 2050. Además, mediante la ley 20.698 se exige a los generadores una cuota de generación renovable, apuntando a obtener una generación de 20 % de ERNC hacia 2025. Dicha ley debiese ser dinámica e ir actualizándose recurrentemente para lograr el acuerdo en la COP21.

Para la consecución de los objetivos anteriores, el país debe enfocar recursos tanto privados como públicos en la incorporación de las energías renovables no convencionales. Es evidente que Chile cuenta con las capacidades para lograr aquello. Según un estudio realizado por el Ministerio de Energía en cooperación con Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) se obtuvo el potencial de energías renovables para el país, de Arica a Chiloé: 40.452 MW para energía eólica, 1.640.128 MW para el caso solar - PV, 552.871 MW para el caso solar - CSP, 3.600 MW para energía geotérmica y 3.658 MW para el caso mini-hidroeléctrico.

El sistema de generación eléctrica chileno se divide en cuatro subsistemas independientes fraccionados por la geografía del país: Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Mediano de Aysen (SMA) y Sistema Mediano de Magallanes (SMM). El SIC es la principal red eléctrica del país, ostentando un 78 % de la capacidad instalada y el 74 % de la demanda y, si se consideran las dos principales redes (SIC y SING) en conjunto poseen el 99,2 % de la capacidad instalada y el 99,4 % de la demanda total del país. En ellos existe en la actualidad una amplia gama de centrales en evaluación ambiental y con aprobación para su construcción, además

de una capacidad no despreciable de proyectos en construcción. Sobre los proyectos en construcción para el SIC y SING, en Abril de 2016 el CIFES reportó 2.915 [MW] y 2.693 [MW] de ERNC en operación y construcción respectivamente, en cambio, los MW con resolución de calificación ambiental aprobada (RCA) eran 19.004 MW y existen 8.255 MW en calificación.

En esta tesis investigativa se analizan los impactos en los costos producidos por la incorporación de ERNC al Sistema Eléctrico Nacional (interconexión) y su comparación con el SIC y SING. Para ello se crean cuatro escenarios para sensibilizar la penetración de energías limpias, aquello en un horizonte de simulación de 35 años (2017-2051).

Para el proceso de simulación se utilizó el software PLEXOS®, el cual representa el sistema hidrotérmico del SEN, considerando restricciones para las centrales térmicas e hidroeléctricas y perfiles de generación estáticos para las centrales renovables intermitentes. Otros datos de entrada corresponden capacidades instaladas e información relevante de las actual matriz eléctrica, planes y costos de obras de generación y transmisión, precios de combustible, información hidrológica, proyección de la demanda eléctrica y creación de escenarios de ERNC. Los principales resultados obtenidos corresponde al costo marginal y sus comparaciones con escenarios y sistemas, costos de integración de las energías renovables, distribución diaria de generación y las emisiones de GEI. Las simulaciones fueron realizadas en un equipo Intel Core i3-2310M 2.10 GHz con 6 GB de RAM, donde cada simulación fue separada en 7 años (resultando 5 simulaciones por Sistema), las cuales tardaron en su ejecución alrededor de 1 a 2 horas cada una.

Los costos marginales del SEN (principal sistema de estudio de este trabajo) presenta promedios similares en su magnitud y no existe diferencia apreciable que indique que los costos varían considerablemente. El valor oscila entre 24 y 83 [US$/MWh] dependiendo del escenario. Se observa además, que el costo marginal se ve reducido en magnitud y variabilidad en los meses de verano producto de la alta radiación solar y por consiguiente, se ve aumentado en los meses de otoño-invierno. Por otro lado, los costos de integración

se calculan para cada escenario obteniendo que a medida que la penetración es mayor, la integración es menos costosa para este tipo de tecnologías producto de economías de escala en la transmisión e inversión en generación. El valor se mueve entre 78-121 [US$/MWh]. Por último, en los resultados referidos a las emisiones de GEI, se obtuvo que a medida que aumenta la capacidad instalada de ERNC, las emisiones se ven disminuidas desde un 7 % hasta un 27 %.

Finalmente, en la discusión se proponen cambios de tecnologías y mejoras en las condiciones de aprobación de financiamiento. La aprobación por parte del SEIA no es una problemática, sino que a partir de ella y obtener la solvencia económica para la construcción es el principal desafío para una diversificación óptima de la matriz eléctrica chilena.

Palabras Clave: Diversificación energética, Matriz eléctrica, Mercados eléctricos, Energías renovables no convencionales, Interconexión redes eléctricas, Integración energías renovables.

ABSTRACT

Recently, Chile signed at Conference of the Parties (COP21) an environmental and energy agreement focused on a sustainable matrix and linked to its economic and social development. These objectives were agreed by the Government by long-term laws and policies. In order to mitigate GHG, an emission reduction target of 30 % by 2050 compared to 2007 was proposed, and was also an electricity generation capacity 70 % based on renewable sources; both proposals are described in the Energy Policy 2050. Also, by law 20.698, it is mandatory to generators a renewable generation fee, aiming to obtain a generation 20 % of ERNC by 2050. This law should be dynamic and constantly updated in order to achieve the COP21 agreement.

In order to achieve these objectives, Chile has to focus resources, as private as public, in the incorporation of non-conventional renewable energies. It is clear that Chile has the capacity to achieve these. According to a study developed by the Ministry of Energy and the Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Chilean potential renewable energies, from Arica to Chiloé are: 40.452 MW for wind, 1.640.128 MW for solar - PV, 552.871 MW for solar - CSP, 3.600 MW for geothermal energy and 3.658 MW for small hydropower.

Chilean electricity generation system is divided into four subsystems independent and separated by geography: Central Interconnected System (SIC for its initials in Spanish), Norte Grande interconnected System (SING for its initials in Spanish), Aysén Mid System (SMA for its initials in Spanish) and Magallanes Mid System (SMM for its initials in Spanish). SIC is the main electrical grid in the country, with 78 % of the capacity installed and 74 % of demand and, if the two main grids are considered (SIC and SING) both they have 99.2 % of the capacity installed and 99,4 % of Chilean total demand. Currently, they have a wide range of power plants under environmental evaluation and also building projects. About building projects for SIC and SING, in April 2016, CIFES reported 2.915 [MW] and 2.693 [MW] of ERNC functioning and under construction, respectively, however, MW

with Environmental Qualification Resolution (RCA for its initials in Spanish) were 19.004 MW and there are 8.255 MW to be qualified.

In this investigative thesis, impacts of costs produced by incorporating ERNC to the National Electric System (interconnection) and its comparison with SIC and SING were analyzed. In order to do this, four scenarios were created to develop a sensitive analysis abut clean energy generation, in a time period of 35 years (2015-2051).

For this simulation process PLEXOS software was run, which represents hydrothermal system of SEN, considering restrictions for thermic and hydroelectric power plants and static profiles of generation for intermittent renewable power plants. Other data entry corresponded to installed capacity and relevant information about current energy matrix, plans and costs about and generation and transmission constructions, fuel costs, water information, electricity demand projection and creation of ERNC scenarios. Main results obtained corresponded to marginal cost and its comparison with systems and scenarios, costs of renewable energies integration, daily distribution and GHG emissions. The simulations were run in a computer Intel Core i3-2310M 2.10 GHz with 6 GB RAM, where each simulation was separated by 7 years (resulting in 5 simulations by system) took between 1 and 2 hours.

Marginal costs of SEN (main system of study in this work) presented similar averages on its magnitude and there was no significant difference indicating considerable variations in costs. As has been seen, cost oscillated between 24 and 83 [US$/MWh] depending on the scenario. It was possible to observe that marginal costs were reduced on its magnitude and variability on summer, due a high solar radiation and, therefore, increased during autumn-winter months. On the other hand, integration costs were calculated for each scenario yielding as higher the penetration was, as cheaper the integration was for this kind of technologies, due scale economies in transmission and generation investment. The value oscillated between 78 and 121[US$/MWh].

Results referred to GHG emissions, showed when capacity of ERNC installed increases, the emissions decreased from 7 % to 27 %.

Finally, in the discussion, changes on methodology and improvements of conditions for financial approval were proposed. SEIA approval is not a problem, but financial solvency for construction is the main challenge to an optimal diversification of Chilean energy matrix.

Keywords: Energy diversification, energy matrix, electricity market, non-conventional renewable energies, electric grid interconnection, renewable energies integration.

Índice de Contenidos

1. Introducción **1**

2. Objetivos **4**
2.1. Problemática 4
2.1.1. Hipótesis 6
2.2. Objetivos 6
2.2.1. Objetivo general 6
2.2.2. Objetivos específicos 6

3. Antecedentes Generales **8**
3.1. Situación Energética Mundial 8
3.1.1. Consumo de Energía 8
3.1.2. Contexto Petrolero 11
3.1.3. Energías Renovables 13
3.2. Situación Energética en Chile 16
3.2.1. Matriz Energética 16
3.2.2. Dependencia de los mercados externos 19
3.2.3. Consumo Energético por Sectores 21
3.3. Contexto Generación Eléctrica 23
3.3.1. Mercado Eléctrico 23
3.3.2. Matriz Eléctrica 26
3.3.3. Generación Bruta 33
3.3.4. Demanda de Electricidad por Sector 34
3.3.5. Proyectos en Construcción 35
3.3.5.1. SING 35
3.3.5.2. SIC 36
3.4. Energías Renovables No Convencionales 37
3.4.1. Potencial Energía Eólica 38
3.4.2. Potencial Energía Solar PV 41
3.4.3. Potencial Energía Solar CSP 43
3.4.4. Potencial Energía Geotérmica 45
3.4.5. Potencial Energía Mini Hidráulica 46
3.4.6. Resumen Potencial de ERNC 47
3.5. Barreras hacia la Diversificación Energética 49
3.5.1. Desarrollo presente y futuro de las ERNC 49

3.5.2. Factores de las ERNC que condicionan el impacto en el sistema eléctrico . . . 51
3.5.2.1. Aumento de penetración de energías renovables . . . 51
3.5.2.2. Generación térmica de base . . . 52
3.5.2.3. Capacidad de almacenamiento . . . 53
3.5.2.4. Sistema de transmisión . . . 54
3.6. Institucionalidad . . . 54
3.6.1. Institucionalidad Energética . . . 54
3.6.2. Institucionalidad Ambiental . . . 56
3.7. Estrategia Nacional de Energía 2050 . . . 59
3.7.1. Seguridad y calidad del suministro . . . 60
3.7.1.1. Seguridad y Flexibilidad a nivel de producción centralizada 60
3.7.1.2. Producción descentralizada y gestión activa de la demanda 60
3.7.2. Energía como motor de desarrollo . . . 61
3.7.2.1. Desarrollo energético inclusivo . . . 61
3.7.2.2. Acceso equitativo a servicios energéticos y calidad de vida 62
3.7.2.3. Inclusividad territorial . . . 63
3.7.2.4. Competitividad del sector energético . . . 63
3.7.3. Energía compatible con el Medio Ambiente . . . 64
3.7.3.1. Matriz Energética Renovable . . . 64
3.7.3.2. Externalidad locales . . . 65
3.7.3.3. Energía y cambio climático . . . 66
3.7.4. Eficiencia y Educación Energética . . . 67
3.7.4.1. Eficiencia Energética . . . 67
3.7.4.2. Educación y cultura energética . . . 68
3.8. Costos de la Energía . . . 69
3.8.1. Mercado Spot . . . 69
3.8.2. Clientes Regulados . . . 71
3.8.3. Clientes no Regulados . . . 72

4. Análisis Estudios de Diversificación **74**
4.1. Estudio Nacional 1: Escenarios Energéticos 2030 . . . 74
4.2. Estudio Nacional 2: Beneficios Económicos para Chile de las ERNC . . . 78
4.3. Estudio Internacional: *Solar PV integration cost variation due to array orientation and geographic location in the Electric Reliability Council of Texas* . . . 81

5. Metodología y Materiales **83**
5.1. Formulación del modelo de despacho eléctrico . . . 83
5.1.1. Condiciones de despacho hidrotérmico . . . 83
5.1.2. Modelo de despacho económico . . . 85
5.1.2.1. Centrales Solares y Eólicas . . . 85
5.1.2.2. Centrales Hidroeléctricas . . . 86
5.1.2.3. Centrales Térmicas . . . 87

5.2. Supuestos y datos del sistema 88
5.2.1. Horizonte de estudio 89
5.2.2. Sistema de transmisión 89
5.2.3. Sistema de generación 90
5.2.4. Proyección de demanda eléctrica 91
5.2.5. Costos futuros de combustibles 92
5.2.6. Estadística Hidrológica 93
5.3. Escenarios proyectados a 2050 93
5.4. Método de evaluación de impacto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 94

6. Resultados y Discusión **96**
6.1. Costo Marginal 96
6.1.1. Sistema Interconectado Central 96
6.1.2. Sistema Interconectado del Norte Grande 99
6.1.3. Interconexión: Sistema Eléctrico Nacional 101
6.1.4. Comportamiento estacional del SEN 105
6.2. Costos del Sistema 107
6.2.1. Costos de Generación 107
6.2.2. Costos de Inversión en Generación 110
6.2.3. Costos de Inversión en Transmisión 111
6.2.4. Costos Totales del Sistema 114
6.2.5. Costos de Integración del Sistema 115
6.3. Generación diaria por tipo de generador 116
6.4. Emisiones de CO_2 123

7. Conclusiones Generales **127**

Bibliografía **132**

A. Anexos **137**
A.1. Tablas 137

Índice de Tablas

3.1. Evolución Dependencia Energética 20
3.2. Dependencia Energética por tipo de recurso 21
3.3. Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología 28
3.4. Capacidad Instalada SIC por Tipo de Tecnología 30
3.5. Capacidad Instalada SING por Tipo de Tecnología 31
3.6. Capacidad Instalada SMA por Tipo de Tecnología 32
3.7. Capacidad Instalada SMM por Tipo de Tecnología 32
3.8. Restricciones de instalación de potencial eólico 39
3.9. Superficie apta para instalación de recurso eólico. 40
3.10. Capacidad Instalable de Recurso Eólico por Región. 41
3.11. Restricciones de instalación de potencial Solar-PV. 42
3.12. Potencial de capacidad instalable de energía Solar-PV por región. 43
3.13. Restricciones de instalaciones de potencial solar CSP. 44
3.14. Potencial de instalación disponible para energía solar CSP. 45
3.15. Restricciones de instalaciones de potencial mini hidro. 46
3.16. Restricciones de instalaciones de potencial mini hidro. 47
3.17. Situación actual de energías renovables (en MW) 50

4.1. Diferencias en costo de inv. y FP de acuerdo a EE2030. 75
4.2. Costos marginales proyectados en el SIC 76
4.3. Proyecciones capacidad instalada por escenario 2030 (SIC) 77
4.4. Proyecciones capacidad instalada por escenario 2030 (SING) 78
4.5. Diferencias costo de inv. y FP de acuerdo a BECH 79
4.6. Diferencias de impacto en el PIB dado el escenario ERNC vs escenario Base. 80
4.7. Diferencias de impacto en la generación de empleo. 81

5.1. Nodos del SIC y SING utilizados en las simulaciones 90
5.2. Nodos del SIC y SING utilizados en las simulaciones 92
5.3. Escenarios de simulación desagregados por tipo de tecnología. 94

6.1. Costos marginales por escenarios e hidrologías del SIC 98
6.2. Costos marginales por escenarios e hidrologías del Sistema Eléctrico Nacional. 103
6.3. Costos de generación promedio para el horizonte de simulación. 109

6.4. Costos de inversión en generación para cada tecnología. 110
6.5. Costos de inversión en generación anual promedio por escenario y tecnología. 110
6.6. Costos de inversión en transmisión en el SIC para el contexto de interconexión. 112
6.7. Costos de inversión en transmisión realizada para interconexión SIC-SING 113
6.8. Costos de inversión en transmisión en el SING para el contexto de interconexión. 113
6.9. Valor presente neto de Costos Totales del SEN por categoría [MMUS$]. . 114
6.10. Costo de integración para las ERNC por escenario. 116
6.11. Ramprate máximo para contextos de baja y alta radiación 120
6.12. Promedio Ramprate entre 17:00-21:00 hr [GW/h] 121
6.13. Total de CO_2 emitido en todo el horizonte de simulación [Mton] 123
6.14. Costo de abatimiento para los escenarios 2, 3 y 4. 126

A.1. Generación Bruta Enero 2016, SIC 137
A.2. Generación Bruta Enero 2016, SING 138
A.3. Total Proyectos en Construcción SING a Febrero 2016 139
A.4. Total Proyectos en Construcción SIC a Febrero 2016 140

Índice de Figuras

3.1. Crecimiento del consumo de energía primaria mundial (en millones de toneladas equivalentes de petróleo). 9
3.2. Variación del consumo de energía primaria mundial 2014 respecto al año anterior 10
3.3. Consumo de energía primaria mundial 2014 11
3.4. Evolución del precio del barril de Petróleo 1986-2015 13
3.5. Países con políticas y objetivos de energía renovable, inicios del 2015 . . 15
3.6. Matriz Energética Primaria de Chile, 2014 18
3.7. Evolución Matriz Energética Primaria de Chile 19
3.8. Evolución Consumo Energético por Sectores 23
3.9. Distribución de la Capacidad Instalada de Matriz Eléctrica Nacional. . . . 27
3.10. Distribución de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología. 29
3.11. Capacidad Instalada del SIC por Tipo de Tecnología. 30
3.12. Capacidad Instalada del SING por Tipo de Tecnología. 31
3.13. Capacidad Instalada del SMA por Tipo de Tecnología. 32
3.14. Capacidad Instalada del SMM por Tipo de Tecnología. 33
3.15. Generación de Electricidad por Tipo de Tecnología. 34
3.16. Distribución del consumo de Electricidad 35
3.17. Proyectos en Construcción SING a Febrero 2016 36
3.18. Proyectos en Construcción SIC a Febrero 2016 37
3.19. Potencial de ERNC por tipo de tecnología. 48
3.20. Esquema Institucionalidad Energética 55
3.21. Esquema Institucionalidad Ambiental 58
3.22. Evolución Costo Marginal SIC 70
3.23. Evolución Costo Marginal SING 70
3.24. Evolución Precio Nudo de Energía 72
3.25. Evolución Precio Nudo de Potencia 72

6.1. Costos marginales proyectados para cada escenario de simulación del Sistema Interconectado Central. 97
6.2. Costo marginal medio esperado para cada escenario de simulación del SIC. 99
6.3. Costos marginales proyectados para cada escenario de simulación del Sistema Interconectado del Norte Grande. 100
6.4. Costo marginal medio esperado para cada escenario de simulación del SING 101

6.5. Costos marginales proyectados para cada escenario de simulación del Sistema Eléctrico Nacional. 102
6.6. Costo marginal medio esperado para cada escenario de simulación del SEN. 105
6.7. Costo marginal medio esperado por mes y escenario simulado para el SEN. Se muestra además, la desviación estándar para cada mes y escenario. . . 106
6.8. Costo de generación mensual proyectado para cada escenario de simulación 108
6.9. Costo de inversión en generación acumulado por escenario de simulación. 111
6.10. Costos totales acumulados proyectados para el horizonte de simulación . 115
6.11. Generación horaria para un día típico de Otoño-Invierno donde la radiación solar es baja. De arriba hacia abajo y de izquierda a derecha reprentan los escenarios 1, 2, 3 y 4. 118
6.12. Generación horaria para un día típico de Verano donde la radiación solar es máxima. De arriba hacia abajo y de izquierda a derecha reprentan los escenarios 1, 2, 3 y 4. 119
6.13. ambos gráficos muestran el despacho horario anual medio de un escenario menos el despacho horario anual medio del escenario base, donde los valores negativos indican las horas del día en que la tecnología está siendo utilizada menos que en el escenario base 122
6.14. Emisiones de gases de efecto invernadero por escenarios e hidrologías. . . 124
6.15. Gráfico de barras comparativo de emisiones contaminantes para cada escenario simulado. 125

1 | Introducción

En la actualidad, el tema energético marca parte de la agenda mundial y ha sido foco de atención de la ciudadanía global en un contexto de cambio climático y episodios de grandes fluctuaciones en el precio del petróleo y de la energía, además de una creciente preocupación sobre los impactos de una política energética basada en su mayoría en combustibles fósiles o tipos de energía que no respetan a la comunidad en su totalidad (Khan et al. (2016) y Katircioglu et al. (2015)).

Chile, al ser un pequeño mercado, con una demanda energética relativamente baja a nivel mundial, no ha estado ajeno a estos vaivenes del mercado energético mundial. La evolución progresiva de la demanda de energía, la disponibilidad de este insumo, su costo y los posibles impactos sociales y ambientales de proyectos energéticos, han configurado un espacio de intenso debate (Quemada (2008)).

En relación al sector eléctrico, durante el año 2013 la demanda mundial de este insumo ascendió a 23.322 TWh, de los cuales el 67,4 % corresponde a electricidad generada mediante combustibles fósiles y tan solo 5,7 % fue por medio de energías renovables no convencionales (ERNC) (International Energy Agency (IEA) (2015b)). Chile posee una distribución similar al promedio mundial en su matriz eléctrica: en el año 2015 la generación total fue 71,68 TWh, de los cuales el 62 % pertenece a electricidad generada por combustibles fósiles (Carbón, Diésel, Fuel Oil y Gas Natural GNL) y un 4,8 % por ERNC (Generadoras de Chile A.G. (2016a)).

En Diciembre de 2015, el país firmó en la 21° Conferencia de las Partes (COP21)

(United Nations/Framework Convention on Climate Change (2015)), tratado referido a la mitigación de los efectos del cambio climático, proponiendo para el mediano y largo plazo un plan de acción ambicioso en el contexto ambiental y energético, dentro de los cuales destacan las siguientes políticas nacionales (The Committee of Ministers for Sustainability and Climate Change (2015)):

✓ Reducción de 30 % en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a 2030 en base a lo emitido en 2007, incluyendo un aumento de hasta 15 % adicional si consigue financiamiento para dicho fin.

✓ Alcanzar 30 % de energía eléctrica inyectada mediante energías renovables no convencionales hacia 2030, según proyecto gubernamental Mitigation Action Plans and Scenarios (MAPS) para alcanzar la reducción de GEI (MAPS Chile (2014)).

✓ Conseguir un 70 % de capacidad de generación eléctrica para el 2050.

Estos objetivos planteados en la COP21 han sido concretizados por el Estado. El porcentaje de energía eléctrica inyectada mediante ERNC figura en la Ley 20.698, la que exige a las generadores un 20 % de energías limpias hacia 2025 (Congreso Nacional (2013)), por lo que se reconoce que deben realizarse modificaciones a dicha ley para el cumplimiento del objetivo de reducción de gases contaminantes. Mientras que la meta de capacidad eléctrica instalada de largo plazo está enmarcada en la Política Energética de Chile al 2050 (Ministerio de Energía Chile (2015)) , la cual contempla metas a mediano y largo plazo en base a cuatro pilares estratégicos para esta materia: Seguridad y calidad del suministro energético, Energía como motor de desarrollo, Energía compatible con el medio ambiente y, Eficiencia y educación energética.

En un sistema eléctrico las generadoras deben abastecer de manera regular la demanda del sistema. El problema de la programación consiste en el envío de los generadores disponibles para cumplir con la carga del sistema y reducir al mínimo los costos operativos

relacionados con el combustible y las posibles reducciones de carga. En un sistema donde predomina la generación hidroeléctrica, a diferencia de un sistema de energía térmica dominante, la incertidumbre de los flujos de agua juega un papel importante en el proceso de toma de decisiones (De Queiroz (2016)). En esta configuración la oferta debe ser determinada teniendo en cuenta diferentes escenarios futuros para la disponibilidad de agua. Dado un sistema hidro-dominante, teniendo la capacidad de optimizar el uso del agua y mezclar la producción de electricidad con centrales térmicas, el problema de programación hidro-térmica (HTSP) se vuelve extremadamente relevante. En este sentido, la HTSP es uno de los problemas más importantes de los sistemas de energía (Matos y Finardi (2012)).

Las fuentes de energías renovables se favorecen por tener poca o ninguna emisión contaminante en sus operaciones, a diferencia de las fuentes convencionales a base de combustible fósiles, pero hay inquietudes respecto a la capacidad de integrar de manera efectiva grandes cantidades de generación de energía intermitente en la red eléctrica (Sundar (2010) y International Energy Agency (IEA) (2015a)). En Chile, una de las principales preocupaciones se fundan en las centrales eólicas, dada su alta intermitencia y las dificultades que esto ocasiona (Ayodele y Ogunjuyigbe (2015)).

El objetivo principal de este estudio es verificar los impactos de la interconexión de los dos principales sistemas eléctricos de Chile (uno hidro-térmico y otro térmico) bajo el contraste de la Política Energética al año 2050 y corroborar si contribuye a generar un mejor espacio para la integración de las energías renovables no convencionales en el país, comprobar si los costos marginales de la interconexión (Sistema Eléctrico Nacional (SEN)) son significativamente menores (mayores) a los sistemas independientes, además de analizar la distribución de la generación diaria de electricidad en contextos donde las centrales intermitentes varían significativamente su contribución al sistema. Aquello será sensibilizado bajo la creación de cuatro escenarios de penetración de energías renovables no convencionales, de tal forma de observar bajo qué escenario se dan las mejores condiciones para integrar las tecnologías limpias a la red eléctrica.

2 | Objetivos

2.1. Problemática

La Matriz Energética chilena está enfocada en la energía convencional, especialmente en los combustibles fósiles (Ministerio de Energía Chile (2015)), lo que provoca diversos efectos en el mercado eléctrico, lo que trae consigo impactos desfavorables hacia la ciudadanía: las fluctuaciones de los precios de la energía, encarecimiento de los bienes y servicios derivados del consumo energético (directa o indirectamente), además de las graves consecuencias hacia la salud de las personas que conlleva tener en funcionamiento grandes centrales termoeléctricas en cercanías de los poblados (Caballero et al. (2007)).

El país, posee un gran potencial de recursos renovables que no han sido explotados en gran magnitud. Si bien, en los últimos años, los proyectos en evaluación han aumentado considerablemente, el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de pequeña escala no han sido el principal foco de inversión en energía. Chile posee un potencial muy significativo: 40.452 MW para energía eólica, 1.640.128 MW para el caso solar 12.472 MW para el caso hidroeléctrico, esto según un estudio realizado por Santana et al. (2014) para el Ministerio de Energía con la cooperación del organismo alemán Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).
Es precisamente este documento, el que entrega un valioso aporte, ya que por primera vez se levanta un diagnóstico completo sobre el potencial eólico, solar e hidráulico para generación de electricidad desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, lo que apoyará decididamente al diseño de políticas públicas de fomento para las

ERNC.

Chile posee débiles programas de políticas públicas (de Estado y no de Gobierno) que promuevan la innovación y el desarrollo en Energías Renovables no Convencionales, se encuentra estancado en materia energética, ya que prácticamente son muy pocos los proyectos a nivel país que buscan y promueven el desarrollo de este tipo de tecnologías. Además, se ha entregado la total potestad al mercado para manejar el sector de generación energética, lo que trae consigo una gran falta de competencia en la industria implicando una baja diversificación de la oferta energética. El sector público o comunitario está ajeno a este sector, por lo que es idóneo la fortaleza del programa de generación distribuida.

Existe gran falta de conocimiento de los verdaderos costos de la generación de energía, es decir, la integración de las externalidades en el cálculo de los mismos (Herrera y Sims (2012)). Las centrales de energías no convencionales poseen, en su mayoría, un bajo costo operacional, como por ejemplo, centrales eólica y solares, por que no requieren de combustible o de gran cantidad de mano de obra especializada dentro de su funcionamiento (requiriendo principalmente costos de mantención de manera periódica), al contrario, las centrales convencionales poseen altos costos operacionales tanto en combustible como en la mano de obra, por lo tanto, ¿Por qué existe a la fecha un 48,1 % de capacidad instalada en centrales que son del tipo térmica convencional y tan solo un 10,7 % de centrales renovables en Chile[1]? La respuesta radica en que en la inversión, ejecución y operación de los proyectos no están contemplados los costos de remediación de los perjuicios o impactos económicos, sociales y ambientales ocasionados por las centrales convencionales, es decir, dentro de sus costos, debiesen existir otros gastos que incluyan las soluciones hacia los problemas producidos.

Por último, se posee una gran dependencia del mercado internacional, provocando que Chile este expuesto a las fluctuaciones del precio del petróleo y sus derivados (Mena (2013)). Además de ser un mercado pequeño, su abastecimiento no es prioridad para los

[1]Comisión Nacional de Energía. Octubre 2015

grandes productores de este tipo de combustible. Aquello implica que el país quede desprotegido ante eventuales problemáticas globales de los hidrocarburos.

2.1.1. Hipótesis

La diversificación de la matriz eléctrica nacional generará en el mediano y corto plazo un beneficio social, económico y ambiental para la población, conllevando a una disminución de los costos de la energía en conjunto con un menor impacto ambiental, además de dar respuesta a la necesidad de una matriz eléctrica sustentable, flexible y con alta capacidad de adaptación a cambios en la demanda e integración a las energías renovables no convencionales. .

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo general

Determinar el impacto en los costos en el Sistema Eléctrico Nacional bajo distintos escenarios de penetración de tecnologías renovables, de acuerdo con los objetivos planteado en la Política Nacional de Energía 2050.

2.2.2. Objetivos específicos

- Simular la operación hidrotérmica del Sistema Interconectado Central, Sistema Interconectado del Norte Grande y la interconexión de ambos sistemas.
- Obtener proyecciones de los costos marginales hacia 2050 y analizarlos de manera estacional.
- Calcular los costos de integración para las energías renovables no convencionales
- Cuantificar la reducción de emisión de gases de efecto invernadero bajo distintos escenarios de penetración de energías renovables.

- Determinar la generación por tipo de tecnología para contextos de baja y alta radiación.

3 | Antecedentes Generales

3.1. Situación Energética Mundial

3.1.1. Consumo de Energía

No cabe duda que el consumo mundial de energía primaria ha aumentado significativamente en los últimos veinte años, lo que va de la mano con los avances tecnológicos y las mayores necesidades de la población. Sin embargo, el año 2014 tuvo un aumento menor al promedio registrado, alcanzando un aumento en el consumo de energía mundial de 0,9 % (BP Statistical Review of World Energy (2015)), lo que equivale a la menor tasa de crecimiento registrada desde la crisis ocurrida en 1998 donde hubo una leve disminución en el consumo mundial.

El crecimiento fue inferior a la media en todas las regiones, excepto América del Norte y África. Al otro lado del Océano Pacífico, China aumentó su consumo energético un 2,6 %, siendo éste el nivel de crecimiento más lento desde 1998, como consecuencia de un reestructuramiento en su economía productiva, alejándose de sectores con un consumo intensivo de energía, como la gran industria, y centrando su patrón de crecimiento en el sector servicios. No obstante, China sigue siendo la economía con el mayor incremento mundial del consumo de energía primaria por 14º año consecutivo, representando el 23 % del consumo mundial.

El consumo energético en la zona de la Unión Europea (UE) se redujo en un 3,9 %, aun así representa un 12,5 % del consumo a nivel mundial. A esta caída han contribuido la

mejora en la eficiencia, con un descenso de un 5,2 % en la intensidad energética.

Unificando los párrafos anteriores, que reúnen la información relevante de las mayores potencias económicas consumidoras de energía, que en conjunto al resto de los países consumieron cerca de 13.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo en el año 2014, como se observa en el siguiente esquema de la evolución de dicho consumo:

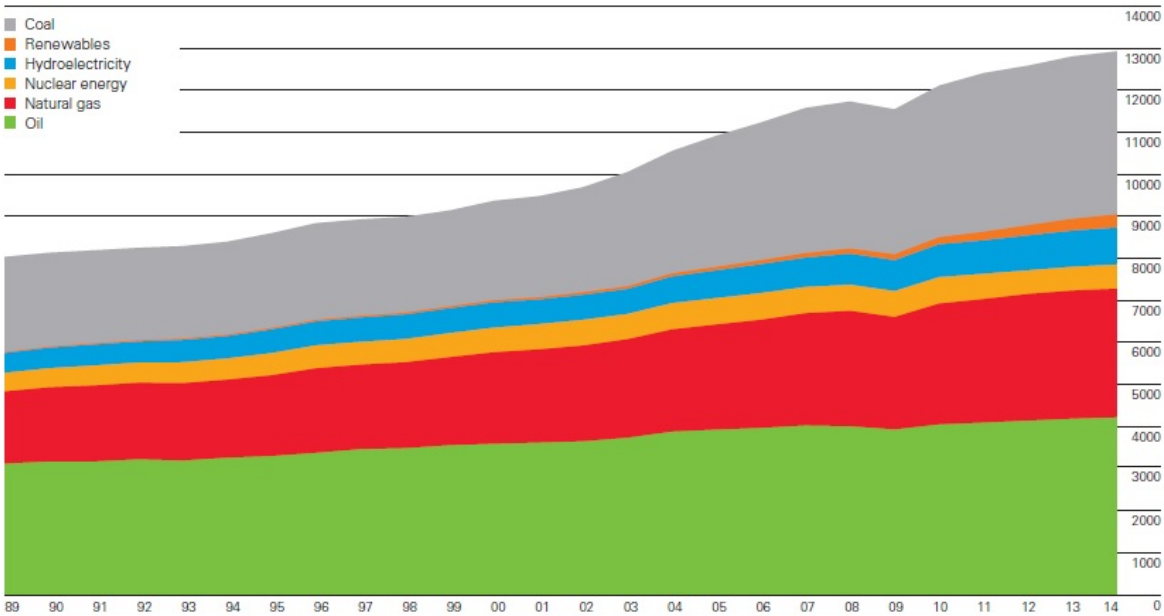


Figura 3.1: Crecimiento del consumo de energía primaria mundial (en millones de toneladas equivalentes de petróleo).

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015.

En cuanto al uso de los diversos combustibles, todos, excepto la energía nuclear, crecieron a tasas inferiores a la media y el petróleo sigue siendo el combustible dominante en el mundo. Por otra parte, una fracción importante del aumento del consumo fue de las economías emergentes, mientras que el consumo del grupo OCDE continúa a la baja.

La causa de este menor crecimiento en el consumo mundial de energía se debe principalmente a las políticas de eficiencia energética impulsadas por los países desarrollados, y a pesar de que todos los sectores energéticos aumentaron su nivel de consumo, el que más ha incrementado son las Energías Renovables, con 12 % respecto al año anterior.

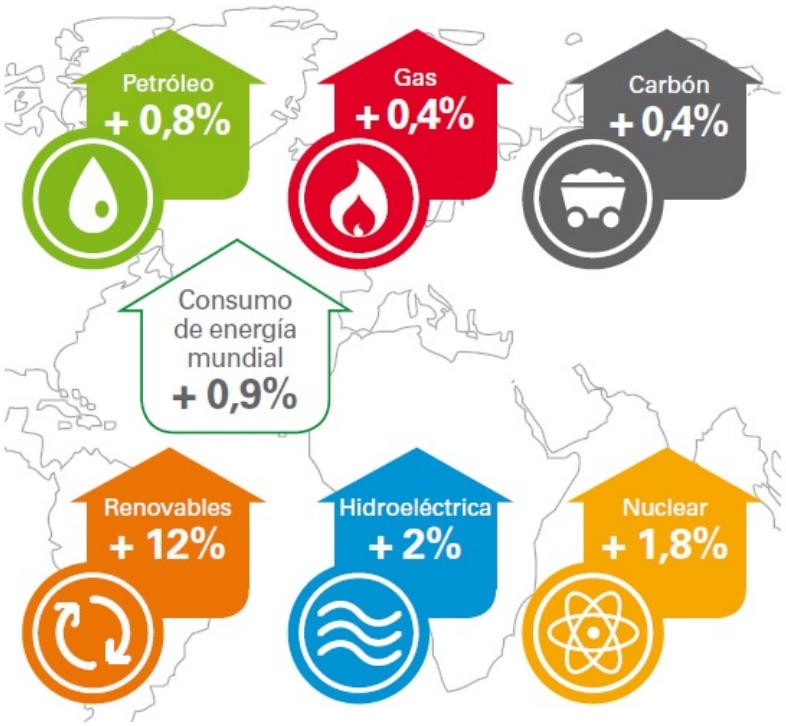


Figura 3.2: Variación del consumo de energía primaria mundial 2014 respecto al año anterior
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015.

Sin duda es un gran progreso que las energías renovables ostenten el primer lugar en crecimiento de energía primaria y, cabe mencionar, que si continúan con dicha variación año tras año, para el 2050 serán el tipo de energía primaria más utilizado en el mundo.

Este crecimiento de 12 % refleja un gran aumento mundial de su consumo, pero no implica que sea el mayor crecimiento en Mtep, dado que la utilización del petróleo, gas o carbón posee una magnitud mayor a la capacidad instalada en energías renovables, por lo tanto, tan solo el aumento de 0.8 % de petróleo refleja una mayor utilización de este recurso como energía primaria.

Para comprender esto, se cita el informe anual BP Statistical Review of World Energy (2015), donde se aprecia la estructura de la matriz energética primaria mundial, donde los combustibles fósiles representan cerca del 86 % de dicha matriz. Esto se traduce en la falta de políticas públicas concretas en los distintos países del globo, por lo que los esfuerzos por la disminución del uso de estos recursos han sido mermados por la industria de los hidrocarburos, especialmente la del petróleo, donde el principal productor (EE.UU.) posee una política de máxima extracción, salvaguardando su inventario ante eventuales

episodios de conflictos políticos internacionales, lo que ha conllevado a una disminución en los precios de este insumo y por ende, que el petróleo continúe como un recurso accesible hacia los mercados internacionales y por consecuencia, asequible a la población.

El mix energético a nivel mundial está compuesto por: petróleo (32,6 %), gas natural (23,7 %), carbón (30 %), energía hidroeléctrica (6,8 %) energía nuclear (4,4 %) y renovables (2,5 %), como se aprecia en la siguiente figura:

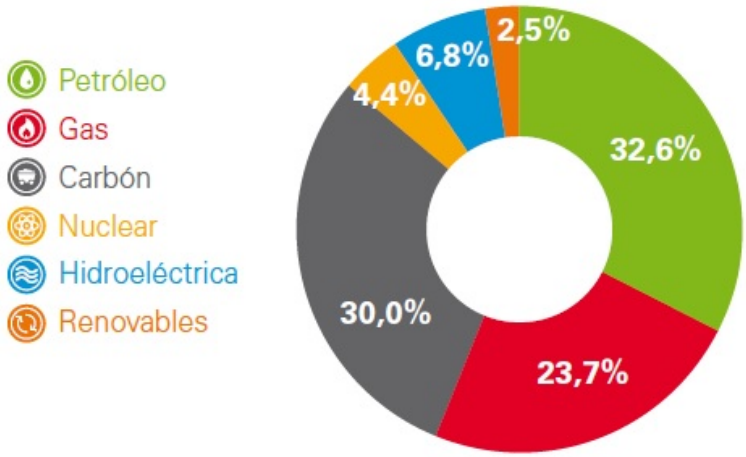


Figura 3.3: Consumo de energía primaria mundial 2014

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015.

3.1.2. Contexto Petrolero

El año 2015 estuvo enmarcado por una brusca disminución en los precios del petróleo, además, se determinó que los precios de otros combustibles variaron de forma similar en muchas partes del mundo (International Energy Agency (IEA) (2015a)). Dicha disminución del precio del crudo se debe principalmente a dos factores:

- **Oferta creciente:** la revolución del fracking en Estados Unidos tuvo su apogeo en el año 2014. Una gran cantidad de equipos estaban operando en los principales yacimientos de petróleo y gas de Estados Unidos, perforando alrededor de 40.000 nuevos pozos. De acuerdo a esto último, la producción de petróleo en Estados Unidos

aumentó en 1,6 Millones de barriles diarios en 2014 [2].

Como resultado, la producción de petróleo en dicho año superó el nivel máximo anterior de la producción de Estados Unidos, establecido en 1970. Además los Estados Unidos pasaron tanto a Arabia Saudita y a Rusia convirtiéndose de este modo en el mayor productor de petróleo del mundo.

Aquello se reafirmó para el año 2015, por lo que Estados Unidos se mantiene como el máximo productor de petróleo en el mundo.

- **Débil aumento de la demanda:** Considerando que Estado Unidos es ahora el mayor productor mundial de petróleo, dejó de poseer el título de mayor importador de este combustible, lo que implica que China, es en la actualidad el mayor importador de petróleo en el mundo. China ha contraído considerablemente su demanda, debido a que ha sobrellevado una baja sostenida en su crecimiento económico, 6,9 % en 2015 [3], lo que ha desarrollado una baja en la demanda general de insumos energéticos lo que ha llenado los inventarios de petróleo en todo el mundo hasta máximos históricos y ha llevado a los precios a su nivel más bajo desde la última gran recesión en Diciembre de 2008.

Estos dos hechos, han implicado que el precio del crudo disminuya desde los USD145 que se obtuvo en Julio de 2008 a USD45 en Enero de 2015, tal como se muestra en el siguiente gráfico referido a su evolución.

[2] BP Statistical Review of World Energy 2015
[3] Central Bank of the Republic of China (Taiwan)

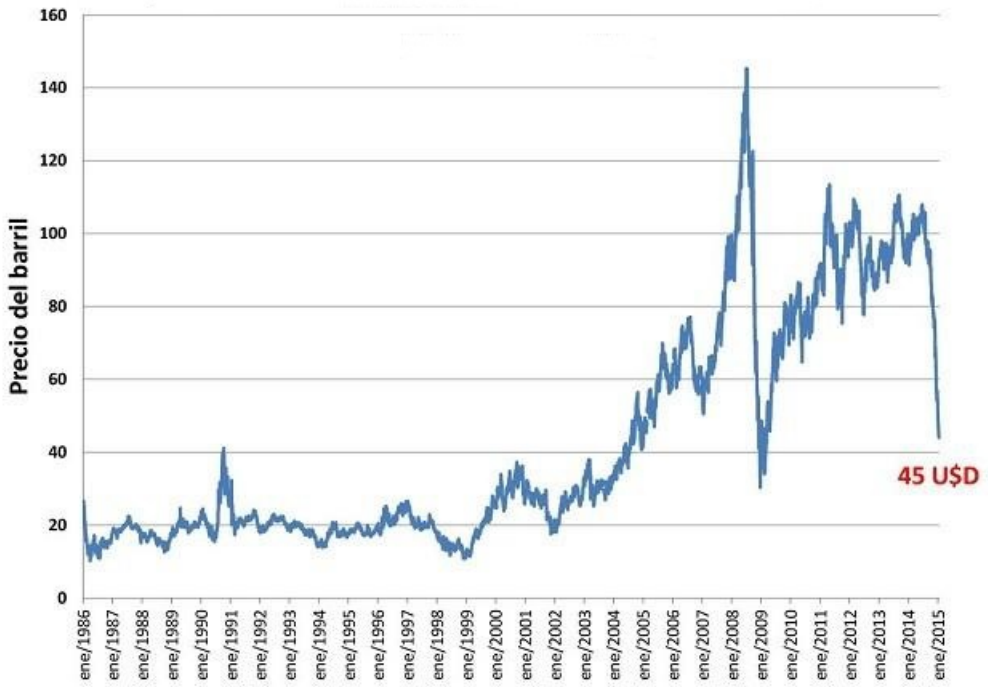


Figura 3.4: Evolución del precio del barril de Petróleo 1986-2015

Fuente: International Energy Agency (IEA).

Para el presente año se estima que Estados Unidos continuará con su política de máxima extracción, por lo que los inventarios de este insumo continuarán acentuándose. Por otro lado, según el Central Bank of the Republic of China el crecimiento de dicho país se mantendrá en relación al obtenido en 2015, anticipando una variación de 6,8 %. Dados estos antecedentes se prevee que para el presente año (2016), el precio del petróleo se mantenga a la baja o presente leves alzas. Aquello podría incentivar el uso del combustible a la generación de energía secundaria dado su bajo valor, pudiendo incluso ser competitivo con otros tipos de combustibles convencionales en la generación eléctrica.

3.1.3. Energías Renovables

Las energías renovables son las que proceden de fuentes de energía inagotables. Son energías limpias porque las emisiones de contaminantes, así como los gases de efecto invernadero asociados a su producción y consumo es insignificante en relación a las energías

convencionales y no generan residuos peligrosos. Estas energías aumentan la seguridad de un país al no depender del exterior y es una fuente de crecimiento económico y empleo.

A nivel mundial hay una concientización cada vez mayor sobre la importancia de la energía renovable y la eficiencia energética, las cuales son críticas no sólo para atender el cambio climático, sino para crear nuevas oportunidades económicas y proporcionar acceso a la energía a miles de millones de personas que aún no cuentan con servicios modernos para el suministro de energía. Durante la década pasada, y particularmente en años recientes, han sido posibles avances en tecnologías de energía renovable, incrementos en la capacidad de generación a nivel mundial, así como rápidas reducciones de costos gracias al apoyo brindado por las políticas económicas, mismas que han atraído una cantidad significativa de inversiones e impulsado la baja de costos, por medio de economías de escala. En 2014 la energía renovable siguió desarrollándose, aun con el creciente consumo de energía a nivel mundial y el dramático declive en los precios del petróleo durante la segunda mitad del año como telón de fondo. También en 2014, la energía renovable se extendió significativamente en términos de capacidad instalada y energía producida ; mientras que las inversiones en energía renovable en el sector energético superaron las inversiones netas para plantas de energía de combustibles fósiles. El crecimiento más rápido y el incremento más sustancial en la capacidad renovable se vieron en el sector eléctrico, las tecnologías dominantes fueron: eólica, solar fotovoltaica (FV) y energía hidráulica.

El apoyo a las políticas para energías renovables ha contribuido al crecimiento del volumen del mercado y a una competencia mundial alta. Las significativas reducciones en los costos, especialmente para la energía solar FV y la eólica, han jugado un papel en la creciente electrificación del transporte y de los aparatos de calefacción. Este hecho también ha resaltado el potencial para una mayor superposición entre los sectores en un futuro cercano. En muchos países las energías renovables son altamente competitivas con los combustibles convencionales, particularmente en el sector eléctrico (Foley et al. (2015)).

El desarrollo de la energía renovable ha tomando forma gracias a las políticas guber-

namentales; el número de países con objetivos y políticas en energías renovables volvió a aumentar en 2014, algunos dando sus primeros pasos en el ámbito de las energías renovables y la eficiencia energética y otros para lograr que sus objetivos existentes fueran más ambiciosos, incluyendo incluso un aumento del 100 % en las metas de energía o electricidad renovable. Para inicios del 2015, al menos 164 países ya contaban con metas de energía renovable, mientras que un estimado de 145 países ya tenían políticas de apoyo a la energía renovable en vigor (Foley et al. (2015)).

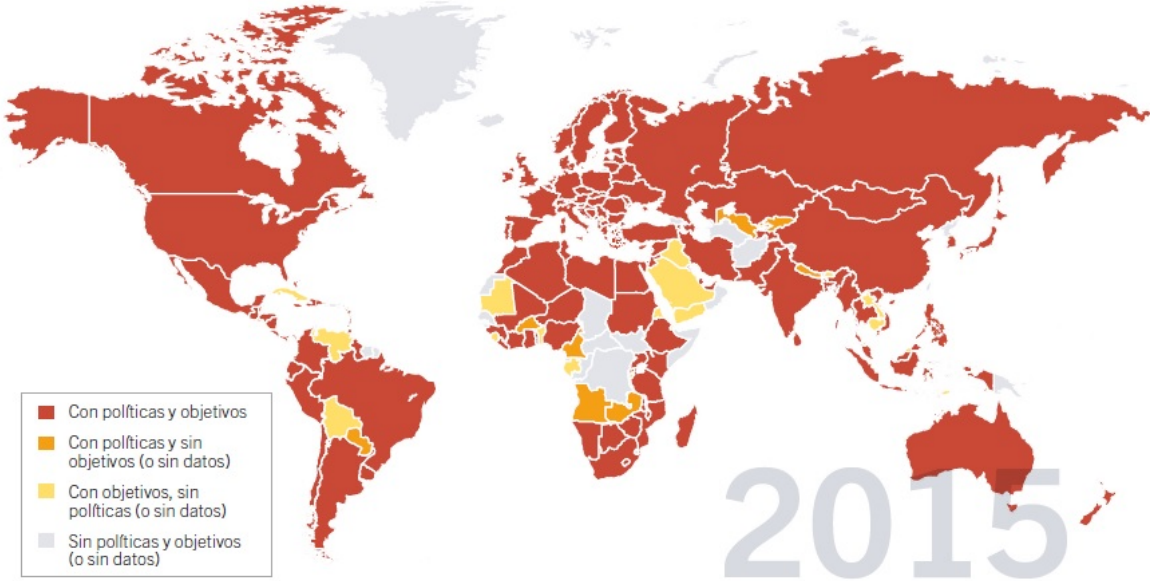


Figura 3.5: Países con políticas y objetivos de energía renovable, inicios del 2015

Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)

Si bien en la matriz mundial de energía primaria los recursos renovables no poseen el protagonismo que deberían, obteniendo una participación del 2,5 %, en el mercado eléctrico mundial tiende a observarse un relativo cambio, donde ya superan el quinto de la generación de electricidad.

Por su parte la Energía Eólica logró alcanzar su record produciendo 51 GW, superando al resto de las renovables. Esto demuestra que su implementación esta dentro de las menos costosa y, por lo tanto, la más aplicada en el ámbito eléctrico mundial. El top 5 de capacidad instalada está liderado por China, seguido por Estados Unidos, Alemania, España e India. Mientras que realizando el análisis de capacidad instalada percápita, se aprecia que el

ranking mundial vira en torno a Europa, ya que es Dinamarca quién lidera seguido por Suecia, Alemania, España e Irlanda.

3.2. Situación Energética en Chile

Desde hace más de dos décadas, el sector energético en Chile enfrenta problemas tales como la dependencia de combustibles fósiles importados; la inseguridad y vulnerabilidad en el suministro; los impactos ambientales y sociales de los proyectos energéticos; el encarecimiento de los servicios y, consecuentemente, los problemas de equidad en el acceso; los persistentes problemas de cobertura en las zonas lejanas a las redes eléctricas; y la falta de eficiencia, traducida en un incremento sostenido de la demanda energética, que supera el crecimiento económico.

Dicha situación se ha visto agravada por un contexto internacional de creciente vulnerabilidad, insustentabilidad e inseguridad, debido principalmente al fuerte uso de energías convencionales (combustibles fósiles y megaproyectos) y la falta de eficiencia en su aprovechamiento, a nivel de países y regiones. Los problemas ambientales derivados de la quema de combustibles fósiles –como el efecto invernadero y el cambio climático-; los problemas político-económicos derivados del progresivo agotamiento de dichas fuentes; la creciente demanda energética, cada vez más difícil de abastecer; y los impactos de los grandes emprendimientos energéticos en el medio ambiente y las comunidades (como ocurre con las megarepresas hidroeléctricas), han puesto de relieve el desafío de implementar políticas energéticas sustentables en nuestras sociedades.

3.2.1. Matriz Energética

La matriz energética de nuestro país se provee principalmente de combustibles fósiles, los cuales en su mayoría son importados, generando un severo problema de dependencia energética. Tal es el caso del consumo de petróleo, que pese a ser un combustible cuyo precio es inestable, continúa formando parte importante de la matriz energética nacional.

Durante los últimos diez años, Chile ha debido afrontar diversas crisis energéticas causadas esencialmente por lo mencionado en el párrafo anterior, la dependencia internaciónal, como es el caso conocido del desabastecimiento del gas natural argentino, lo cual en el año 2008 conllevó a severos problemas energéticos especialmente en el sector industrial. Es por ello que ha debido impulsar políticas de diversificación de su matriz primaria lo que ha traído consigo diversos beneficios para la población, como por ejemplo, el desarrollo local y mitigación de impacto ambiental. Esta matriz primaria se conformaba hace 15 años atrás con aproximadamente 66 % de combustibles fósiles y el resto del abastecimiento primario de energía corresponde a biomasa e hidroeléctricas con 15 % y 19 % respectivamente (Castillo (2004)). Estos últimos datos explican el serio problema de diversificación que Chile presentaba hace 15 años, considerando que el gran porcentaje de biomasa utilizado era utilizado para generación de energía al interior de las viviendas en formas de calor para calefacción y cocina, la central hidráulicas generaban un alto porcentaje de energía eléctrica en conjunto con carbón, generación que estaba expuesta a condiciones climáticas y a los mercados internacionales de cotización del carbón y por último el gas natural y petróleo utilizado para movilizar al país y poner en marcha a la gran industria. Todo aquello trae consigo la contrariedad de la dependencia energética.

Actualmente, la matriz primaria se compone principalmente (y de igual forma que hace 15 años) de combustible fósiles, pero ha ido progresivamente creciendo en su diversificación. En el año 2014 llega a 70 % de combustibles fósibles, 23 % de biomasa, 6 % energía hídrica y aproximadamente 1 % de energías renovables no convencionales (solar, eólica y biogás), datos que al ser comparados con los observados hace 15 años, el patrón de los combustibles fósible ha sido a mantenerse en el nivel mostrado, mientras que la energía extraída del recurso hídrico ha decaído considerablemente, abriendo paso a los demás tipos de energía, tal como se aprecia a continuación:

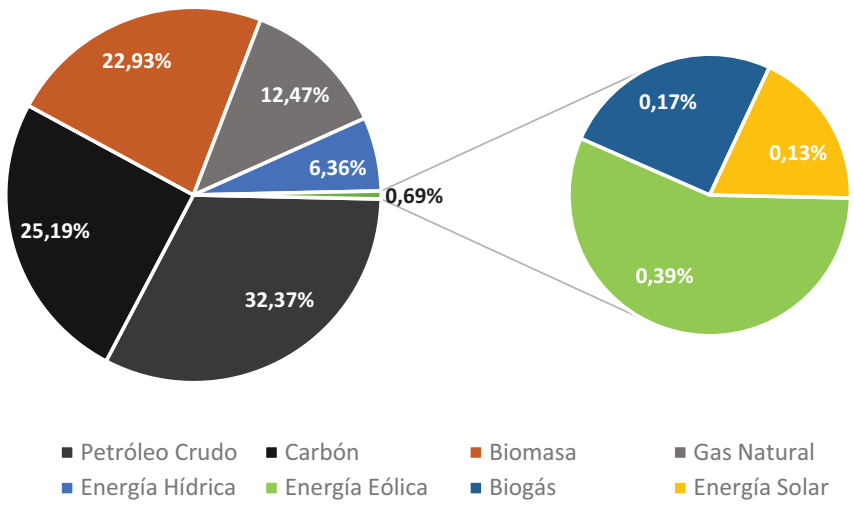


Figura 3.6: Matriz Energética Primaria de Chile, 2014

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Energético 2014 (CNE)

En la Hoja de Ruta 2050 (Comité Consultivo de Energía (2015)) se considera como pilar fundamental, una matriz energética sustentable en ámbitos sociales, económicos y ambientales. Al observar la evolución de utilización de energía primaria en el país, se aprecia que dicha sustentabilidad está lejana a conseguirse, considerando que la utilización de los combustibles fósibles está muy masificada y que los recursos renovables no han tenido la penetración deseada.

Por otro lado, también se considera la eficiencia como eje central en la consecución de los objetivos del Ejecutivo. Esta característica, enfocada a nivel país, no ha sido verificada hasta el momento en las estadísticas, dado que el consumo de energía (en tera calorías) desde el año 2008 hasta el 2014 ha crecido cerca del 25 % [4], por lo que faltan programas de concientización y ahorro energético. Sin embargo, el *pick* de consumo se experimentó en el año 2013, y ya al año posterior se verificó una disminución aproximada del 6 % de la energía consumida en Chile (en tera calorías), tal como se observa en la siguiente gráfica:

[4]Balance Energético 2008-2014, Comisión Nacional de Energía.

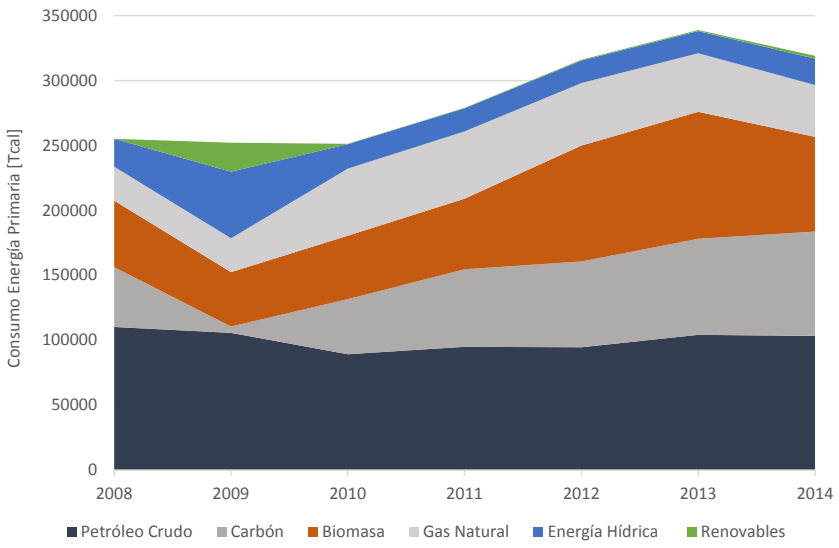


Figura 3.7: Evolución Matriz Energética Primaria de Chile

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Energético 2014 (CNE)

Es claro que el consumo energético a nivel país a aumentado en todos sus niveles debido al crecimiento económico, pero es deber de la población que el crecimiento energético esté desvinculado del crecimiento económico y con ello, aumentar los niveles de intensidad energética de Chile.

3.2.2. Dependencia de los mercados externos

Uno de los grandes problemas que presenta el país en cuanto a su abastecimiento de energéticos primarios es la falta de solvencia que posee. Chile importa un alto porcentaje de su energía en forma de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), con lo cual expone su seguridad energética al desarrollo y desenvolvimiento de los mercados internacionales.

A comienzos de los años noventa, la dependencia externa estaba en torno al 50 %, esto debido principalmente a la falta de expansión de la gran industria y al aprovechamiento del recurso hídrico para la generación de electricidad. En el año 2004, se alcanza un máximo

histórico de dependencia energética que bordea el 84 % [5]. En la Tabla 3.1 es posible apreciar que luego de este *pick* ha habido un estancamiento de las importaciones neta de energéticos primarios en torno al 60 %, donde dichos porcentajes y totales de energía importada corresponden a la compra internacional de Petróleo crudo, Carbón y Gas Natural. En el año 2009 se aprecia una baja considerable enmarcada por la crisis por el gas argentino y además, que en aquel año hubo una gran disminución de la adquisición de carbón en el extranjero.

Tabla 3.1: Evolución Dependencia Energética

Año	Oferta Total de Energía Primaria (Tcal)	Energía Importada (Tcal)	Dependencia Energética
2008	255.209	159.493	62,50 %
2009	252.179	116.840	46,33 %
2010	251.310	160.394	63,82 %
2011	278.986	186.500	66,85 %
2012	315.993	189.976	60,12 %
2013	338.910	201.458	59,44 %
2014	318.976	197.596	61,95 %

Fuente: Elaboración propia con información de Balance Energético 2008-2014 (CNE)

En el mercado externo se ha observado una gran volatilidad en los precios del principal insumo energético del país, el petróleo. Hasta el año 2014 se experimentó una gran alza, encareciendo la calidad de vida de la población. Sin embargo, el año 2015 decayó su valorización internacional, por lo que hasta el momento (Febrero 2016) se ha apreciado una baja en el mercado nacional, manteniendo niveles de inflación bastante estables, entorno al 2 %.

A pesar de aquello, no se descarta que el precio del petróleo aumente en los próximos meses (o años), con lo que Chile es claramente un mercado expuesto, considerando su baja envergadura y la distancia a los grandes exportadores del denominado *oro negro*. Aunque el país es capaz de extraer este tipo de recursos, su terreno no está acondicionado para tener una gran participación. Los recursos son bastante reducidos; los que han sido explotados

[5] Comisión Nacional de Energía.

poseen una corta vida útil y los que no, conllevan costos más elevados que los de mercado, es por esto que resalta la importancia de estudiar el grado de importanción del país respecto a su capacidad de producción de hidrocarburos.

Actualmente, Chile no alcanza a producir más de 12 % del total de los combustibles fósiles que necesita, como petróleo, gas y carbón. A la vez, Chile importa 95 % de sus necesidades de petróleo, 83 % del carbón, y 81 % del gas natural[6]. Esto implica que la dependencia del país no sólo se ve afectada por riesgo de suministro, sino también por la exposición al impacto de las alzas y la volatilidad de los precios internacionales, repercutiendo en la competitividad nacional respecto a otros países con menor dependencia energética.

Tabla 3.2: Dependencia Energética por tipo de recurso

	Producido (Tcal)		Importado (Tcal)		Total
Petróleo Crudo	4.809	4,66 %	98.429	95,34 %	103.238
Carbón	13.588	16,91 %	66.767	83,09 %	80.355
Gas Natural	7.381	18,56 %	32.390	81,44 %	39.771

Fuente: Elaboración propia con información de Balance Energético 2014 (CNE)

Este dependencia se agudiza con la falta de políticas eficientes en el consumo energético de los Sectores de Transporte, Industrial y Minero y Comercial, Público y Residencial, en especial cuando el aumento en el consumo se basa en fuentes contaminantes como son el carbón y el petróleo.

3.2.3. Consumo Energético por Sectores

Considerando el lugar de uso final de la energía, se desagrega el consumo tres grandes sectores o grupos:

- Consumo del sector transporte

[6]Comisión Nacional de Energía, 2014

- Consumo del sector industrial y minero
- Consumo del sector comercial, público y residencial

El consumo de estos tres sectores no ha mostrado cambios significativos en términos de su composición a través del tiempo, ya que en los últimos 10 años, el consumo del sector Industrial y Minero ha sido en promedio de 40 %, mientras que el sector Transporte ha consumido 35 % del total de energía secundaria y 25 % el sector Comercial, Público y Residencial. En cuanto al consumo secundario total, en el año 2014, su consumo ascendió a 269.575 Tcal, un 2 % menor respecto al año 2013, que alcanzó 274.551 Tcal.

El sector Industrial y Minero consumió durante el año 2014 un total de 116.589 Tcal en energía, mostrando un aumento de 10 % con respecto al año anterior, siendo explicada por el aumento del consumo de derivados del petróleo en este sector, representando cerca del 43 %. Esta variación es explicada por el consumo de derivados del petróleo, que representó en 2013.

Por su parte, el Transporte consumió un total de 96.139 Tcal durante el año 2014, siendo superior en 2,3 % al registrado el año anterior. Su partida más importante es el consumo de derivados del petróleo, que el año 2014 ascendió a 94.870 Tcal, representando el 98 % del total.

Finalmente, el consumo del sector Comercial, Público y Residencial (CPR) alcanzó en 2014 las 56.847 Tcal, 24 % menos que el año anterior. Este decrecimiento es explicado principalmente por una variación considerable en la utilización de Biomasa, que en 2013 llegó a las 35.259 Tcal, mientras que en 2014 se consumieron 17.686 Tcal [7]. Gráficamente esto se refleja como se muestra a continuación:

[7] Balance Energético, 2013-2014, Comisión Nacional de Energía

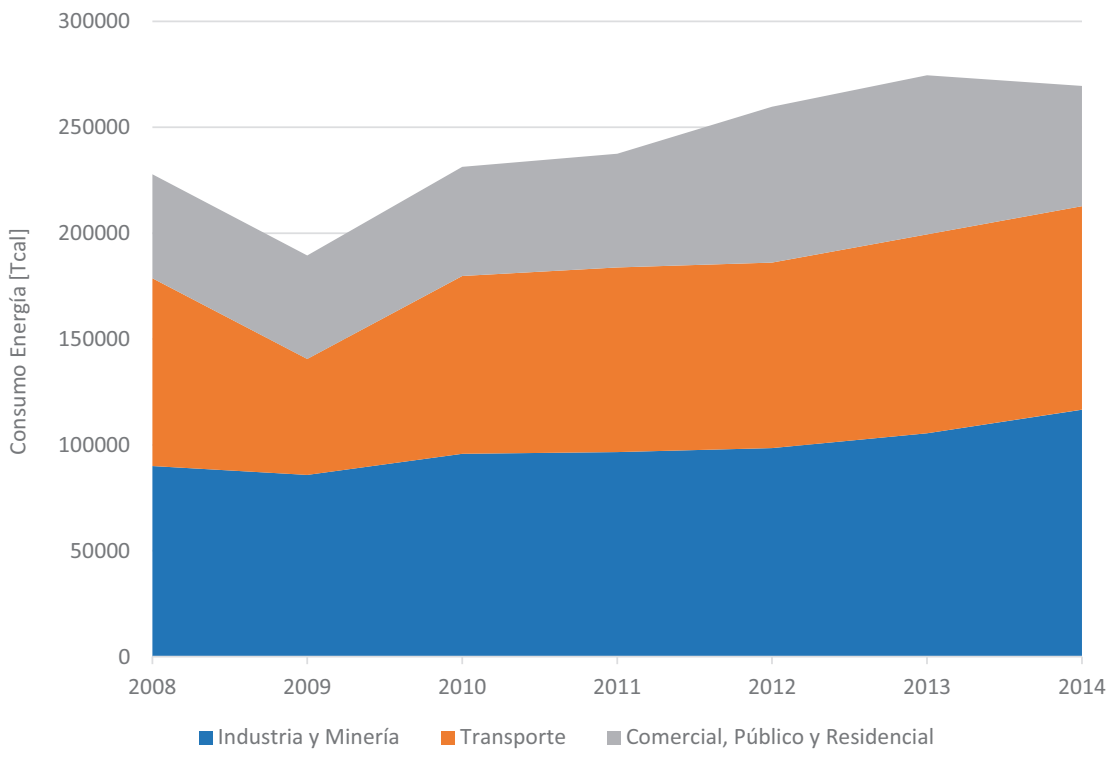


Figura 3.8: Evolución Consumo Energético por Sectores

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Energético 2008-2014 (CNE)

3.3. Contexto Generación Eléctrica

3.3.1. Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico chileno actual se basa fundamentalmente en la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982. Éste, está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión [8].

La ley faculta a la autoridad para obligar a la interconexión de las instalaciones eléctricas, con el objeto de garantizar la eficiencia y la seguridad del sistema. La coordinación

[8] Ministerio de Energía, 2016.

del sistema de generación en su conjunto se establece a través de un centro coordinador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), para cada uno de los principales sistemas del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el cual cubre el Norte del país hasta la región de Antofagasta y el Sistema Interconectado Central (SIC), quién cubre desde la región de Antofagasta hasta la región de los Lagos. Regiones de Aysen y Magallanes poseen sistema de electrificación propio.

Los Centros de Despacho Económico de Carga administrado por titulares de empresas generadoras y transmisoras, determina los planes de operación del conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de poder que conforman el sistema, con el objeto de garantizar que el suministro global se efectúe con un adecuado nivel de seguridad y a un costo global mínimo.

Las modificaciones más importantes a la Ley General de Servicios Eléctricos datan del 2004 con la Ley 19.940 (Ley Corta I), donde se establece un conjunto de cambios al mercado eléctrico el cual afecta a los distintos medios de generación. El objetivo principal es regular el proceso de la toma de decisiones y la expansión de la transmisión de electricidad, además de incentivar la generación a través de medios no convencionales y pequeños medios. Un año después, y debido a la incertidumbre respecto a la disponibilidad del gas natural argentino, es promulgada la Ley 20.018 (Ley Corta II), la cual evita en parte las dificultades en estimar el nivel de precio a futuro y los niveles de ingresos por ventas de energía. Luego, el año 2008, entra en vigencia la Ley 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, instaurando la obligatoriedad para las empresas de generación eléctrica de acreditar que un mínimo de 5 % de sus inyecciones de energía provenga de Energías Renovables No Convencionales. Esta ley muestra el esfuerzo las autoridades para intentar eliminar las barreras existentes en la incorporación de las energías limpias en la composición de la matriz energética chilena y avanzar hacia la sustentabilidad ambiental. En el año 2013, se publicó la Ley 20.698 estableciendo que, para el año 2025, 20 % de la energía comercializada debe ser energías renovables no convencionales. Además, la ley introdujo distintos mecanismos de licitación de bloques de ERNC con el fin de apoyar

el cumplimiento de la meta propuesta [9].

Por otro lado, se encuentran los organismos y autoridades encargados de fiscalización y coordinación del mercado, entre ellos encontramos al Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Centro de Despacho Económico de Carga SIC y SING, a un Panel de Expertos, al Ministerio del Medioambiente y a la Dirección General de Aguas. Todos estos organismos se encargan de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para un buen desempeño y desarrollo del sector energético en el país, y velar por el cumplimiento de todas las normas, decretos y leyes establecidas por el Estado.

El funcionamiento actual de estos 4 sistemas de abastecimiento eléctrico es independiente, debido principalmente a la geografía del país, lo cual entorpece su interconexión. Sin embargo, dado las dificultades presentadas en el último tiempo en el sistema eléctrico chileno y los múltiples desafíos producto de la contingencia nacional e internacional se firmó el Plan de Expansión 2014 – 2015, el cual dentro de sus principales puntos está la Interconexión del SING y el SIC, lo que permitiría establecer un mercado eléctrico más eficiente, con mayor seguridad en la generación y distribución, más sustentable y con menores costos (Energía, 2015). Este plan junto con aumentar el PIB de largo plazo, llevará a una baja en los precios que perciban los consumidores, potenciará el desarrollo de las energías limpias (especialmente las solares y eólica) y se mejorarán las condiciones de competencia del mercado eléctrico. Dentro de los beneficios de dicha interconexión se destacan la reducción de precios que va a beneficiar a consumidores en hogares y empresas con una rebaja de US$13 por megavatio hora en el norte grande y US$17 por megavatio hora en la zona centro sur. Además, este proyecto traería un impacto positivo en el Producto Interno Bruto (PIB) del país de entre US$1.500 millones a US$1.700 millones (Comisión Nacional de Energía (2015))

[9] Información de leyes extraída de www.leychile.cl

3.3.2. Matriz Eléctrica

Al menos desde hace 20 años el diagnóstico respecto al funcionamiento del sector eléctrico en Chile se ha mantenido con escasas variaciones. Por una parte, por tratarse de un país con una pobre dotación de energéticos primarios tradicionales, la generación eléctrica en Chile tendió a concentrarse en el sector hidroeléctrico lo que dejó al país en una situación de alta vulnerabilidad respecto a la variación climatológica. Por lo mismo, propender a la diversificación de la matriz eléctrica ha sido una preocupación de las autoridades del área desde el retorno a la democracia.

Por otra parte, la concentración de la capacidad de generación en relativamente pocas empresas también ha sido una preocupación permanente entre reguladores del sector. En la práctica, desde su privatización, la generación de energía eléctrica ha estado dominada por tres empresas. Esta concentración se ha traducido en una preocupación más o menos constante por la potencial falta de competencia en el sector que podría traducirse en altos precios de la energía y un limitado desarrollo de la capacidad de generación (Hernando (2014)).

En la actualidad, y al igual que la matriz energética del país (tanto a nivel primario como secundario), la matriz eléctrica posee como prinicipales insumos los hidrocarburos, especialmente el carbón, dado que es el combustible de menor costo para el sistema, por lo que las termoeléctricas se han multiplicado en todo el territorio principalmente en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) seguido del Sistema Interconectado Central (SIC), esto ha conllevado a una disminución en la calidad de vida de los poblados cercanos a dichas generadoras, debido a que este tipo de energía produce contaminación atmosférica, degradación de ecosistema, disposición de residuos, contaminación acústica, entre otros (Cifuentes (2014)).

La capacidad instalada total corresponde a 20.871,62 [MW], de los cuales 16.224,20 [MW] son del SIC, 4.493,40 [MW] del SING, 52,35 [MW] del Sistema Mediano de Aysén

y 101,67 [MW] del Sistema Mediano de Magallanes (Generadoras de Chile A.G. (2016c) y Comisión Nacional de Energía (2016a)).

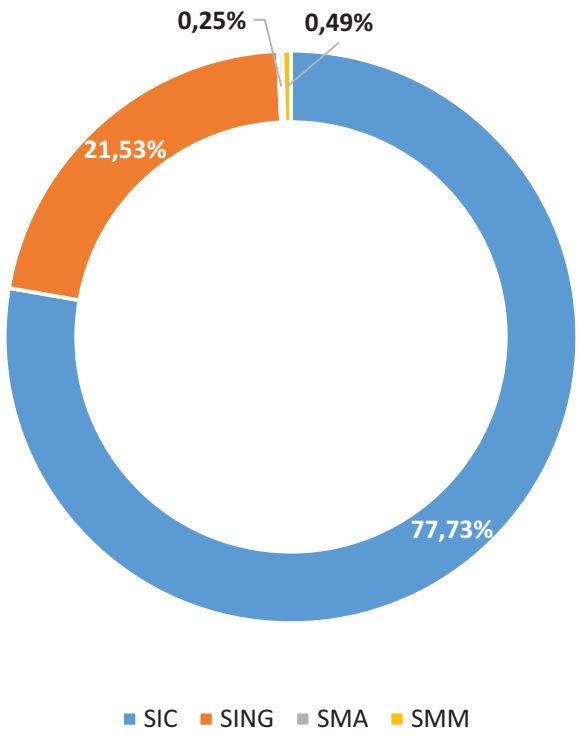


Figura 3.9: Distribución de la Capacidad Instalada de Matriz Eléctrica Nacional.

Fuente: Elaboración propia con información de la Capacidad Instalada informada por la CNE

En el país, los hidrocarburos cubren aproximadamente el 58 % de la matriz eléctrica, mientras que el 30 % corresponde a hidráulica convencional de gran envergadura, es decir, ambos medios cubren el 88 % de la capacidad instalada para generar electricidad de manera convencional. La desagregación por tipo de tecnología de la capacidad instalada se muestra a continuación:

Tabla 3.3: Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología

Tipo Tecnología	**Capacidad Instalada [MW]**
Hidráulica Embalse	3.402,00
Gas Natural	4.258,90
Carbón	4.888,50
Derivados Petróleo	3.028,50
Hidráulica Pasada	2.795,80
Mini-Hidro	378,24
Biomasa	475,20
Eólico	911,88
Solar	732,60
Total	**20.871,62**

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

De la Tabla 3.3 se aprecia que el principal insumo para la generación eléctrica es el Carbón, con el 22,82 % de la capacidad instalada, seguido del Gas Natural e Hidráulica de Embalse, todos ellos medios convencionales. Sin embargo, los métodos no convencional de generación toman cada vez un rol prepoderante en el mercado; a inicios de 2016 un 9 % de la capacidad instalada corresponde a Energías Renovables no Convencionales (Eólico, Solar y Mini Hidro).

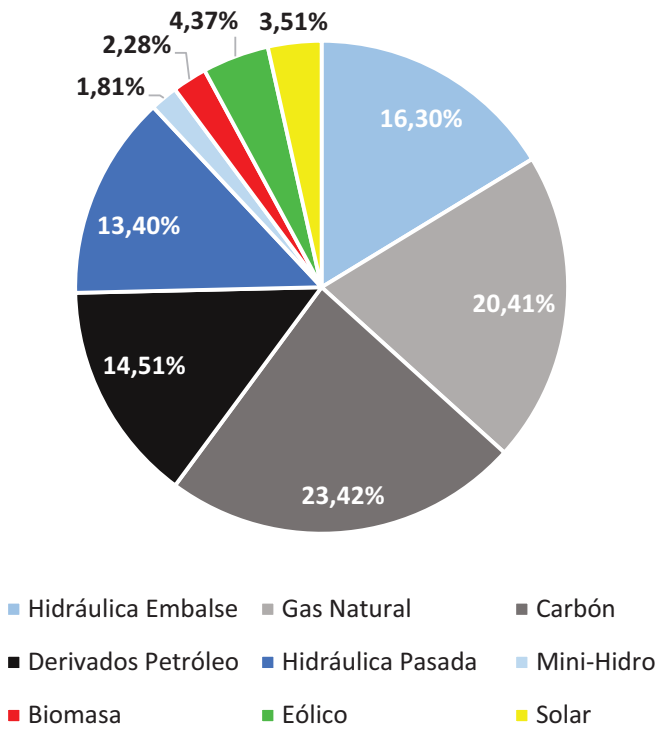


Figura 3.10: Distribución de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología.

Fuente: Elaboración propia con información de la Capacidad Instalada informada por la CNE

En cuanto a los sistemas independientes de generación eléctrica, el SIC es el más diverso en cuanto a su capacidad instalada, ya que posee mayor diversidad de tecnologías tanto de modo convencional como renovable. El SING es un sistema carbonizado muy dependiente de los combustibles fósiles, pero en el que durante los últimos años han ingresado algunos tipos de generación renovable y existen 27 proyectos de este tipo actualmente en construcción [10]. Los sistemas medianos de generación, Aysén y Magallanes, también son dependientes de los derivados del petróleo, el primero depende en un 50 % de éstos (donde el resto corresponde a energías renovables no convencionales), mientras que el segundo lo es en un 100 %.

A continuación se resume la capacidad instalada de cada uno de los sistemas de electrificación del país.

[10] CDEC-SING

Tabla 3.4: Capacidad Instalada SIC por Tipo de Tecnología

Tipo Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Hidro Embalse	3.402,00
Gas Natural	2.686,90
Carbón	2.496,00
Derivados Petróleo	2.583,70
Hidro Pasada	2.795,80
Mini-Hidro	345,40
Biomasa	475,2
Eólico	819,9
Solar	619,3
Total	**16.224,20**

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

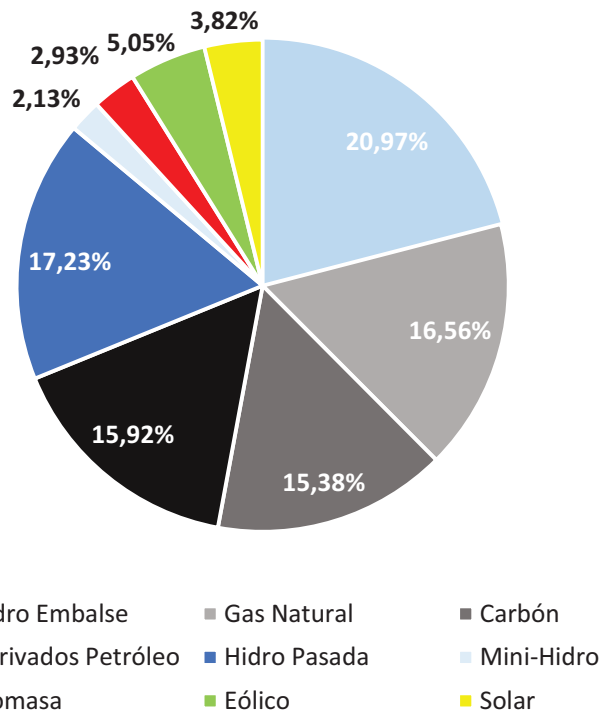


Figura 3.11: Capacidad Instalada del SIC por Tipo de Tecnología.

Fuente: Elaboración propia con información de la Capacidad Instalada informada por la CNE

Tabla 3.5: Capacidad Instalada SING por Tipo de Tecnología

Tipo Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Gas Natural	1.486,40
Carbón	2.392,50
Derivados Petróleo	401
Eólico	90
Mini-Hidro	10,2
Solar	113,3
Total	**4.493,40**

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

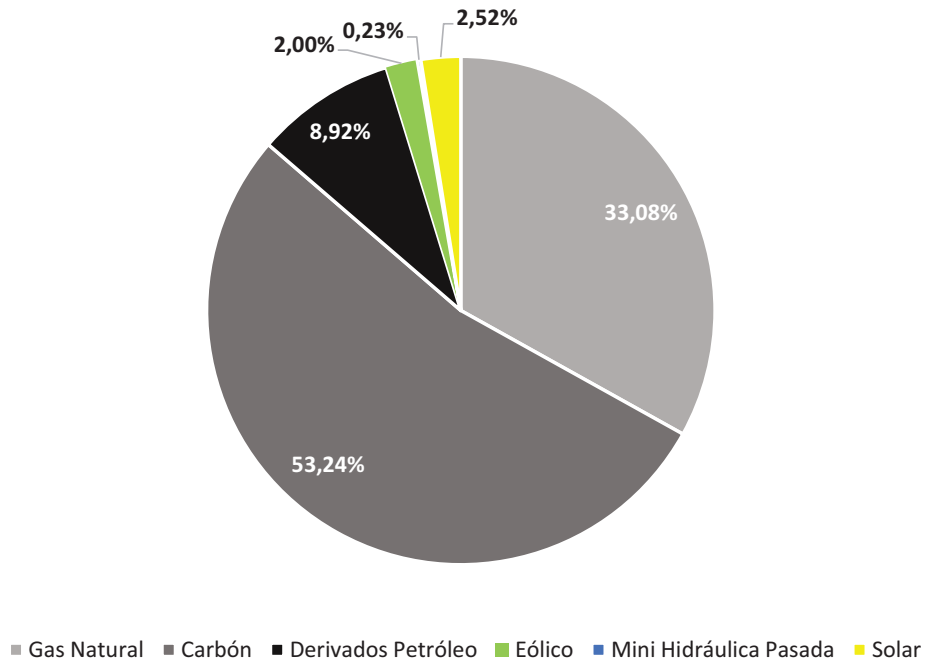


Figura 3.12: Capacidad Instalada del SING por Tipo de Tecnología.

Fuente: Elaboración propia con información de la Capacidad Instalada informada por la CNE

Tabla 3.6: Capacidad Instalada SMA por Tipo de Tecnología

Tipo Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Derivados Petróleo	27,73
Mini-Hidro	22,64
Eólica	1,98
Total	**52,35**

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

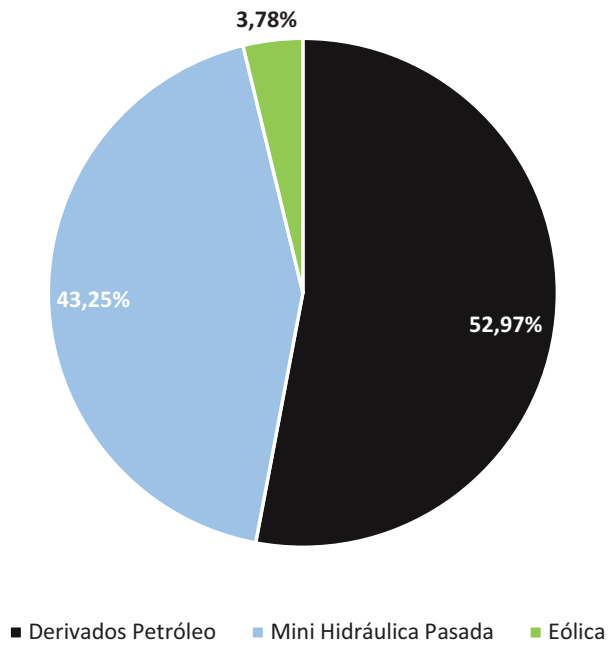


Figura 3.13: Capacidad Instalada del SMA por Tipo de Tecnología.

Fuente: Elaboración propia con información de la Capacidad Instalada informada por la CNE

Tabla 3.7: Capacidad Instalada SMM por Tipo de Tecnología

Tipo Tecnología	Capacidad Instalada [MW]
Gas Natural	85,6
Derivados Petróleo	16,07
Total	**101,67**

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

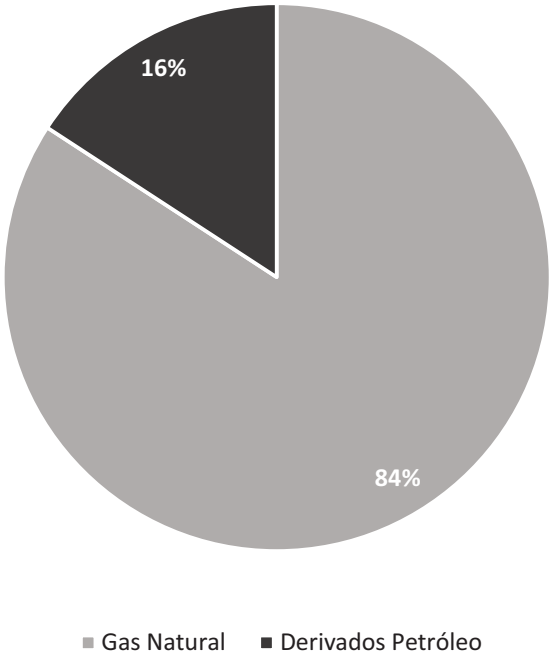


Figura 3.14: Capacidad Instalada del SMM por Tipo de Tecnología.

Fuente: Elaboración propia con información de la Capacidad Instalada informada por la CNE

3.3.3. Generación Bruta

En cuanto a la generación bruta de electricidad, en enero 2016, la energía generada en el SIC llegó a los 4.560 GWh proveniendo en un 46,3 % de generación térmica, 47,9 % de hídrica, 3,0 % de eólica y 2,8 % de solar. De la totalidad de la energía generada en el mes de enero 2016 en el SIC, e 55 % fue entregado por las empresas Endesa, Colbún y AES Gener [11]. A su vez en el SING se generaron 1.617 GWh de energía, de los cuales el 57 % proviene de las empresas ECL y Angamos, alcanzando en conjunto ambos sistemas un total de 6.177 GWh, lo que representa una disminución del 0,5 % respecto al mes anterior y de un aumento del 0,3 % respecto del mismo mes del año 2015. A la fecha en el año 2016 se han generado 6.177 GWh en todo el país (sin considerar los sistemas eléctricos de Los Lagos, Aysén y Magallanes, que aportan menos del 1 % a la generación de energía eléctrica) (Generadoras de Chile A.G. (2016b)).

[11] Ver Anexos Tabla A.1 y Tabla A.2 para totalidad de empresas de generación

La evolución de los últimos doce meses posee las características estacionales propias del país, es decir, mayor aprovechamiento de hidroelectricidad en instantes de mayores deshielos y lluvias como se observa en Figura 3.15 de acuerdo a lo apreciado entre los meses de Julio y Diciembre. Por otra parte, la electricidad proveniente de fuentes renovables, se mantiene aproximadamente constante a lo largo del año, lo que entrega noticias alentadoras de la continuidad de suministro derivado de este tipo de tecnologías. Se aprecia además, que mientras la energía hídrica aumenta en generación, la energía proveniente de gas natural decae para compensar la mayor generación de embalse.

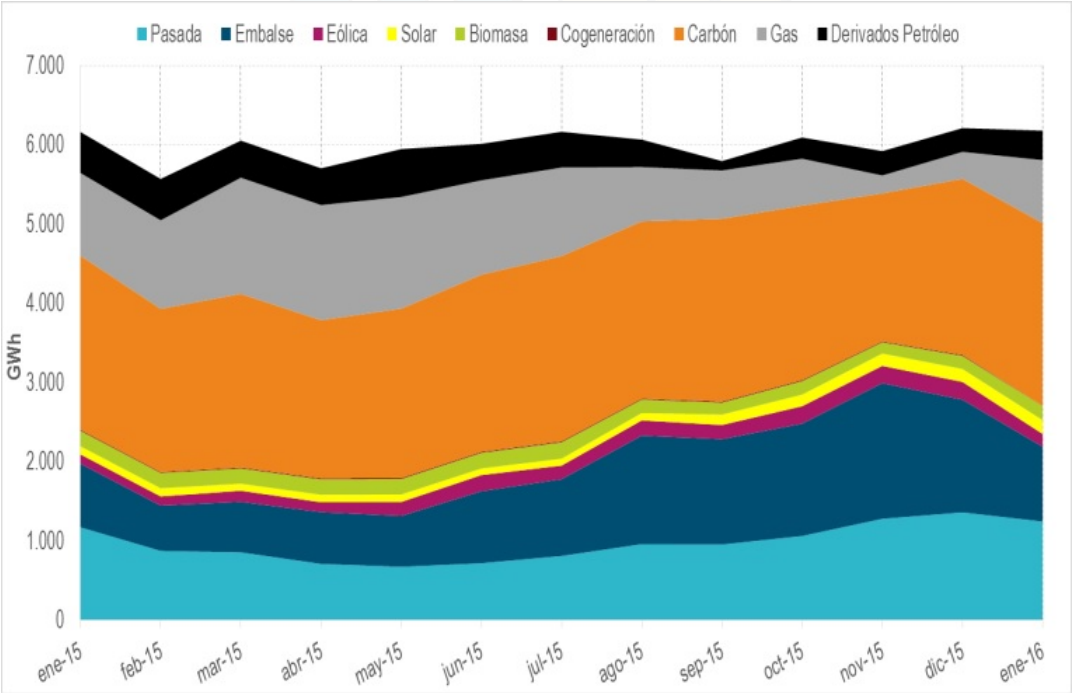


Figura 3.15: Generación de Electricidad por Tipo de Tecnología.

Fuente: Generadoras de Chile A.G.

3.3.4. Demanda de Electricidad por Sector

Es claro el aumento de la demanda que ha tenido la electricidad como insumo en el país durante las últimas décadas. De los 16.431 GWh que se consumían en 1990 pasamos a 68.866 GWh en 2013. Un 319 % en 23 años. Hacia 2030 se espera un alza de entre 3,5 % y 4 % anual. Para ese año la demanda superará los 120 mil GWh.

En base al consumo total, es importante destacar qué sector es el mayor demandante de este bien. De acuerdo a los datos del balance energético nacional del año 2014, el sector Industria y Minería es el mayor consumidor de electricidad, seguido del sector Residencial, Público y Comercial, mientras que el menor porcentaje de consumo lo posee el Transporte, sector en el cual prima los insumos derivados del petróleo (gasolina, pétroleo y gas natural).

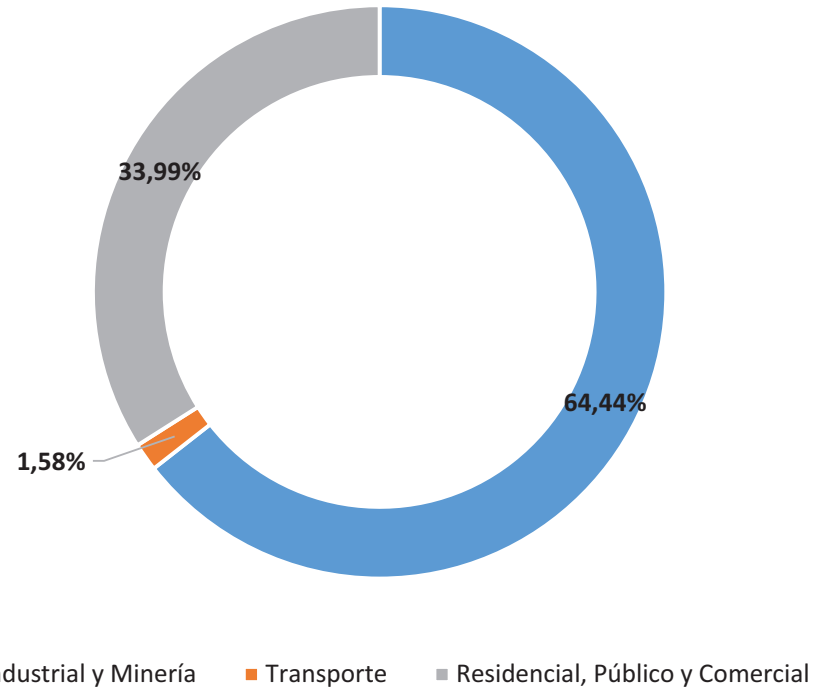


Figura 3.16: Distribución del consumo de Electricidad

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Energético informado por CNE.

3.3.5. Proyectos en Construcción

3.3.5.1. SING

De acuerdo a la Resolución Exenta N° 701/2015 que ”Actualiza y Comunica Obras en Construcción”, en el SING se encuentran 31 proyectos de generación de energía en etapa de construcción. Estos proyectos en conjunto poseen una capacidad a ser instalada de 2.581 MW, los cuales poseen fecha estimada de ingreso a operación entre Febrero 2016 y Febrero 2018. Tal como ha sido la tónica de los nuevos proyectos en el norte del país, el principal

ingreso corresponde a centrales solares fotovoltaicas, seguido de termoeléctricas a carbón y gas natural.

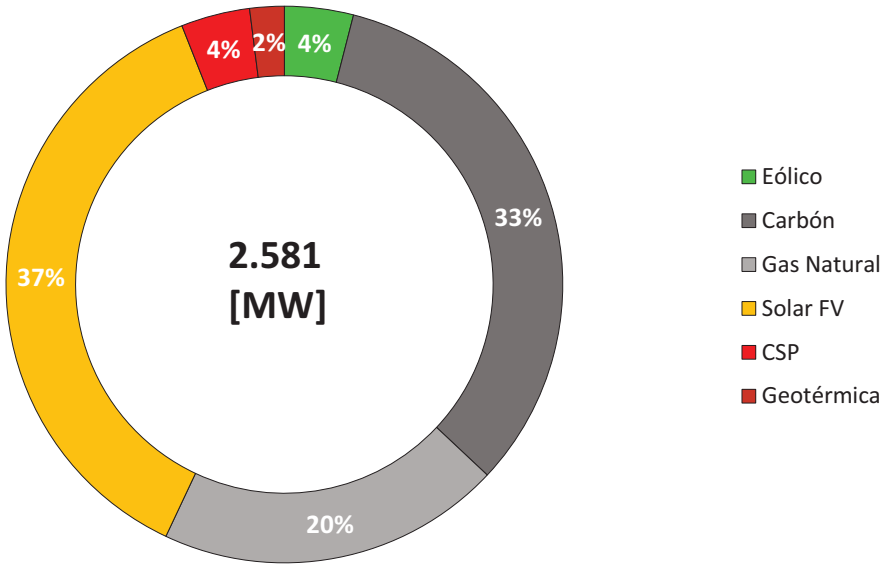


Figura 3.17: Proyectos en Construcción SING a Febrero 2016

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Pese a que las energías renovables tienen un rol preponderante en las nuevas construcción de proyectos eléctricos, siendo en cantidad de proyectos, el 87 % correspondiente a este tipo de tecnologías, de la Figura 3.17 se observa que si bien la principal tecnología es la de placas fotovoltaicas (77 % en cantidad de proyectos), el 53 % de la nueva capacidad instalada corresponde a termoeléctricas de gran envergadura como los proyectos Kelar (BHP Biliton) de 517 MW y Mejillones (E-CL) de 375 MW [12], mientras que el 47 % restante lo abarcan centrales eólicas, fotovoltaicas, CPS y Geotérmica.

3.3.5.2. SIC

De acuerdo a la Resolución Exenta N° 632/2015, en el SIC se encuentra un total de 38 proyectos de generación en etapa de construcción. En total, estos proyectos tendrán una capacidad instalada de 2967 MW, los que estarán en funcionamiento entre 2016 y 2020.

[12] Ver Anexo Tabla A.3 para el detalle de los proyectos en construcción del SING

Al igual que los proyectos del SING, la principal tecnología en construcción corresponde a centrales fotovoltaicas, seguidas de hidroeléctricas de pasada de gran envergadura y centrales eólicas.

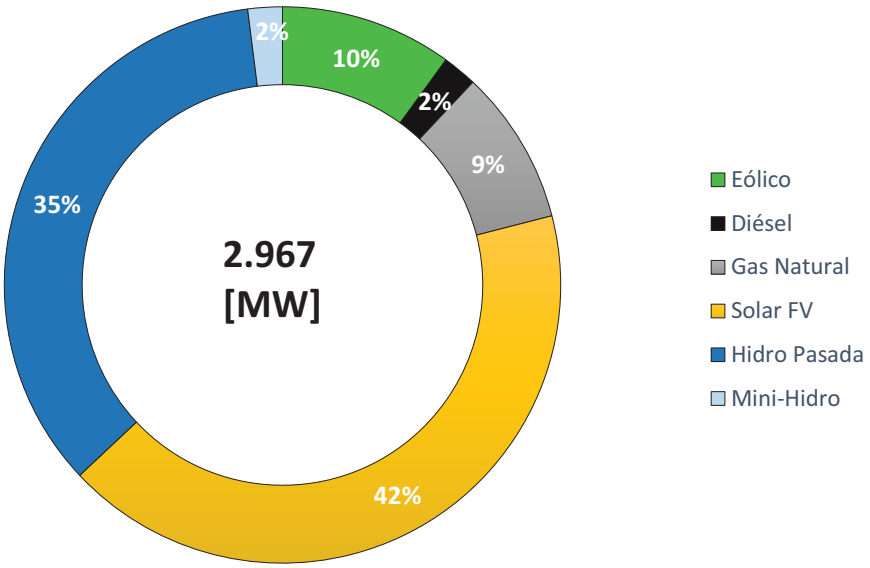


Figura 3.18: Proyectos en Construcción SIC a Febrero 2016

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

En este sistema, el panorama es similar al SING, pero se difiere en cuanto a los porcentajes relativos. Un 54 % de la capacidad instalada en construcción corresponde a ERNC y el 46 % restante pertenece a generación termica e hidráulica convencional. En cuanto a cantidad de proyectos, el 76 % corresponde a generación renovable, mientras que el 24 % a generación no renovable [13].

3.4. Energías Renovables No Convencionales

El mes de Enero 2016 culminó con 56 proyectos de Energías Renovables no Convencionales en construcción, según información de la CNE, los cuales ingresaran a operación entre Marzo 2016 y Octubre 2017.

[13] Ver Anexo Tabla A.4 para detalle de proyectos en construcción del SIC

La capacidad instalada de ERNC asciende a 11,44 % de la capacidad total (2.313 MW), donde poco más del 90 % corresponde al Sistema Interconectado Central.

La inyección de centrales ERNC a la matriz eléctrica durante el mes de Diciembre 2015 equivale a 602 GWh, lo que corresponde a un 10,85 % del total de la generación. Desagregando aquella cifra por tecnologías, se obtiene que fueron 227GWh eólicos, 167GWh solares, 120 GWh por mini hidráulica de pasada y 88GWh por bioenergía (CIFES (2016)).

Dado el último estudio del Ministerio de Energía en conjunto con GIZ (organización alemana), Santana et al. (2014), se contruyó el potencial chileno de energías renovables no convencionales de Arica a Chiloé, potenciales que se detallana continuación por tipo de tecnología.

3.4.1. Potencial Energía Eólica

En este apartado se desagrega el potencial de la cartera de proyectos, es decir, centrales que están aprobadas, en construcción o en evaluación de impacto ambiental y además, se contabiliza la porción de territorio viable para este tipo de tecnología en función del cumplimiento de normativas territoriales y de un factor de planta adecuado para la generación eléctrica.

De acuerdo al estudio, se estima que Chile posee un potencial en su cartera de proyectos de 6.871 [MW], de los cuales 2.975 MW corresponden a centrales con factor de planta mayor o igual a 0,3.

A su vez se determinó el potencial del recurso eólico para el territorio aún no explotado con esta tecnología, para lo cual se establecieron una serie de restricciones que permitan obtener una confiable y óptima cantidad de hectáreas disponibles para el uso de la enérgía eólica, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 3.8: Restricciones de instalación de potencial eólico

Factores	Restricción Considerada
Factor de planta	Inferior a 0,3
Altitud	>3.000 (msnm)
Pendiente	>15°
Distancia a centros urbanos	<1.000 m
Distancia a centros poblados	<500 m
Distancia a ríos y esteros	<300 m
Línea de costa	<100 m
Líneas férreas y red vial	<60 m
Distancia centrales de cartera de proyectos	<700 m

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

Luego de aplicar estas restricciones al territorio nacional apto para la construcción de centrales eólicas (incluyendo factor de planta y altitud mencionada), se obtiene la Tabla 3.9, en la cual es posible apreciar la cantidad de hectáreas disponibles en el país para la construcción de centrales.

Además, a cada subárea seleccionada se le asignó una densidad de potencia eólica instalable de 10, 20 ó 30 ha/MW, en conformidad con la topografía de la zona y de la densidad de viviendas rurales que contiene. Se descartaron aquellas áreas cuya potencia instalable resultante fuese inferior a 50 MW.

Tabla 3.9: Superficie apta para instalación de recurso eólico.

Región	**Sin RT (ha)**	**Con RT (ha)**
De Arica y Parinacota	12.287	
De Tarapacá	134.531	
De Antofagasta	1.459.214	342.340
De Atacama	1.507.785	1.571
De Coquimbo	502.835	11.926
De Valparaíso	87.185	1.707
Metropolitana de Santiago	188.335	34
Del Libertador Gral. Bdo. O´Higgins	160.805	2.001
Del Maule	301.176	6.967
Del Biobío	376.750	157.191
De la Araucanía	298.652	95.917
De Los Ríos	227.696	91.793
De Los Lagos	1.472.022	470.503
Total	**6.729.273**	**1.181.950**

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

De esta manera, la potencia instalable estimada para zonas en las cuales no existían proyectos eólicos de dominio público al año 2013 que podrían tener factores de planta igual o superiores a 0,3, es decir, el potencial disponible, superaría los 37.000 MW, lo cual se resumen en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Capacidad Instalable de Recurso Eólico por Región.

	Cartera de Proy.		**Potencial Disp.**		**Potencial Total**	
Región / Zona	**MW**	**F.P.**	**MW**	**F.P.**	**MW**	**F.P.**
Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37	2.622	0,32	2.862	0,32
Taltal	99	0,41	11.479	0,36	11.578	0,36
Atacama	533	0,34	86	0,34	619	0,34
Coquimbo	777	0,35	389	0,36	1.166	0,36
Valparaíso	21	0,4			21	0,4
L. B. O´Higgins			75	0,34	75	0,34
Biobío	419	0,32	4.581	0,33	5.000	0,33
La Araucanía	407	0,38	1.933	0,33	2.340	0,34
Los Ríos	51	0,39	2.863	0,35	2.914	0,35
Los Lagos (sin Chiloé)			3.770	0,36	3.770	0,36
Isla Grande de Chiloé	428	0,39	9.678	0,34	10.106	0,34
Total	**2975**	**0,36**	**37.476**	**0,34**	**40.452**	**0,35**

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

3.4.2. Potencial Energía Solar PV

A diferencia del caso eólico, en la metodología de evaluación del potencial de energía solar utilizando tecnología fotovoltaica, al ”potencial disponible” no se le ha descontado la cartera de proyectos fotovoltaicos. Respecto a los resultados obtenidos, el potencial fotovoltaico es tres órdenes de magnitud superior a la cartera de proyectos de dominio público, por ende, es marginal la participación de las actuales centrales en funcionamiento o en evaluación.

La siguiente tabla resume las restricciones territoriales que se aplicaron sobre el dominio de análisis en la estimación del potencial solar asociado a proyectos fotovoltaicos.

Tabla 3.11: Restricciones de instalación de potencial Solar-PV.

Factores	Restricción Considerada
Factor de planta anual (eje horizontal)	<0,3
Factor de planta anual (arreglo fijo)	<0,24
Pendiente	>10° exposición norte
Distancia a centros urbanos	<500 m
Distancia a ríos y esteros	<300 m
Zonas protegidas	Santuarios de la Naturaleza
Línea de costa	<100 m
Líneas férreas, red vial y sendero de Chile	<60 m
Área mínima continua (cumple los anteriores)	15 ha

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

La última restricción se establece de modo de seleccionar sólo aquellas áreas que permitan acoger un proyecto de a lo menos 3 MW de capacidad instalada, es decir, 15 hectáreas. Con esto se establece una central tipo granja PV, con el cual deben someterse a evaluación de SEIA.

La siguiente tabla resume por región los resultados considerando sólo las zonas que cumplen el conjunto de condiciones establecidas para el potencial solar fotovoltaico. De acuerdo a ella, el potencial disponible para ambos tipos de configuraciones de proyectos PV sería superior al millón de MW de capacidad instalable, la cual se encuentra concentrada en las regiones del Norte Grande, especialmente en la segunda región de Antofagasta.

Tabla 3.12: Potencial de capacidad instalable de energía Solar-PV por región.

	Arreglo Fijo		**Arreglo con Seguimiento**	
Región	**Superf. (ha)**	**Capac. (MW)**	**Superf. (ha)**	**Capac. (MW)**
Arica y Parinacota	104.015	20.803	205.024	41.005
Tarapacá	309.163	61.833	1.055.670	211.134
Antofagasta	4.995.313	999.063	6.003.064	1.200.613
Atacama	769.467	153.893	920.363	184.072
Coquimbo	11.442	2.288	16.201	3.240
Valparaíso	117	23	319	64
Metropolitana				
L.B. O´Higgins				
Maule				
Biobío				
La Araucanía				
Los Ríos				
Los Lagos				
Total	**6.189.517**	**1.237.903**	**8.200.641**	**1.640.128**

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

De acuerdo a la Tabla 3.12 se establece que Chile posee un potencial explotable de energía solar PV de 1.640.128 [MW], lo que reafirma la gran capacidad que posee el país para la utilización de este recurso.

3.4.3. Potencial Energía Solar CSP

Los sistemas de concentración solar para generación eléctrica son los menos utilizados en el país y también los menos reconocidos en la opinión pública. Esta tecnología produce electricidad mediante primero la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, teniendo la opción de almacenarla, y luego esta energía térmica en electricidad. Consecuentemente, están constituidos de dos partes, una colecta la energía solar y la convierte en calor mediante concentradores basados en

espejos o lentes, y la otra transforma el calor en energía eléctrica, generalmente por medio de sistemas convencionales de generación. Opcionalmente pueden contar con sistemas de almacenamiento de energía.

Para el cálculo del potencial de estos sistemas, al igual que en el apartado anterior, no fue considerada la cartera de proyectos en operación (alrededor de 100 MW a Febrero 2016), en construcción o evaluación de impacto ambiental, dado que los órdenes de magnitud de éstos son mínimos en comparación con la disponibilidad total recurso para instalación de CSP.

Las restricciones de instalación para este tipo de tecnologías es similar a la solar fotovoltaica, la que se detalla a continuación:

Tabla 3.13: Restricciones de instalaciones de potencial solar CSP.

Factores	**Restricción Considerada**
Factor de planta anual	Con almacenamiento: <0,5
Pendiente	>1,8°
Distancia a centros urbanos	<500 m
Distancia a ríos y esteros	<300 m
Zonas protegidas	Santuarios de la Naturaleza
Línea de costa	<100 m
Líneas férreas y red vial	<60 m
Área mínima que cumple los anteriores	200 ha

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

El último factor contabiliza una sección contínua de terreno en el cual se puede instalar una central de tipo CSP para que cuente con al menos 50 MW de capacidad instalada.

De acuerdo a los criterios de instalación determinados por Santana et al. (2014) en la siguiente tabla se resumen los resultados por región para las zonas que cumplen el conjunto de condiciones establecidas para el potencial solar - CSP, incluyendo un factor de planta mayor a 0,5 y en áreas con un mínimo de 200 hectáreas de extensión continua.

Tabla 3.14: Potencial de instalación disponible para energía solar CSP.

Región	Superficie (ha)	Capacidad (MW)
Arica y Parinacota	25.242	6.311
Tarapacá	544.339	136.085
Antofagasta	1.579.472	394.868
Atacama	62.427	15.607
Coquimbo		
Valparaíso		
Metropolitana		
L.B. O´Higgins		
Maule		
Biobío		
La Araucanía		
Los Ríos		
Los Lagos		
Total	**2.211.480**	**552.871**

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

En relación a la Tabla 3.14, el potencial disponible sería superior a 500.000 MW de capacidad instalable, concentrado principalmente en las regiones de Tarapacá y de Antofagasta.

3.4.4. Potencial Energía Geotérmica

Sobre el potencial geotérmico, no existen estudios concretos que determinen claramente la disponibilidad del recurso que Chile posee. Sin embargo, se ha considerado que el país tiene un alto potencial geotérmico, debido esencialmente a sus condiciones geotectónicas. Estimaciones realizadas en el año 2005 por la Comisión Naciónal de Energía señalan que el potencial de generación eléctrica a partir de geotermia en un lapso de 20 años, es de entre 1.500 a 3.600 MW, aunque por otro lado, en Lahsen (1988), se extrae que el potencial total geotérmico es de 16.000 MW aproximadamente, lo que representaría el 80 % de la

capacidad instalada actual.

Para efectos de los datos anteriores, el potencial geotérmico es bastante más bajo que los de tecnologías solares o eólicas, por lo que se considerará el dato proporcionado por la CNE (2005) para la contabilización del potencial total de energías renovables no convencionales.

3.4.5. Potencial Energía Mini Hidráulica

La energía hidráulica posee un gran potencial en el país, especialmente en el extremo sur. Para efectos del análisis de datos realizado por Santana et al. (2014), no se considerarán en la disponibilidad, dado que las distancias y condiciones geográficas generan una baja viabilidad de este tipo de proyectos.

Las restricciones de instalación para este tipo de tecnologías se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 3.15: Restricciones de instalaciones de potencial mini hidro.

Factores	**Restricción Considerada**
Factor de planta anual	<0,5
Zonas protegidas	Parques nacionales.
Líneas férreas y red vial	<60 m

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

Para el análisis del potencial de hidroeléctricas, se contemplan las siguientes categorías:

- Entre 0,1 y 1 MW: catalogadas como “pequeños medios de generación” (PMG y PMGD), como medios de generación no convencionales (MGNC) y como medios de generación renovables no convencionales (ERNC).
- Entre 1 y 9 MW: al igual que las anteriores, son catalogadas como PMG, PMGD, MGNC y ERNC. 9 MW es el límite superior para “pequeños medios de generación”.
- Entre 9 y 20 MW califican como MGNC y ERNC, dado que dichas categorías establecen 20 MW de capacidad instalada como límite superior.

- Entre 20 y 40 MW: si bien la legislación no las considera ERNC, una fracción de la energía que inyectan a los sistemas eléctricos sirve para acreditar el cumplimiento de la obligación establecida en la Ley 20.257.
- Entre 40 y 100 MW: centrales consideradas de capacidades intermedias.
- Mayor a 100 MW: centrales de gran envergadura.

En función de los criterios básicos descritos en la Tabla 3.15, la siguiente resume el potencial disponible estimado entre las cuencas de los ríos Aconcagua y Puelo. El factor de planta presentado en ella se ha calculado como la razón entre la potencia media anual acumulada del conjunto de las centrales y la capacidad instalada (potencia teórica) acumulada.

Tabla 3.16: Restricciones de instalaciones de potencial mini hidro.

Rango	Centrales (N°)	Capacidad (MW)	F.P.
0,1 -1 MW	315	138	0,72
1 - 9 MW	505	1.848	0,63
9 - 20 MW	122	1.672	0,63
20 - 40 MW	78	2.178	0,61
40 - 100 MW	36	2.115	0,66
>100 MW	24	4.521	0,61
Total	**1.080**	**12.472**	**0,63**

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Santana et al. (2014).

De acuerdo a lo anterior, se establece que el potencial a instalar desde la V a la X región del país en tecnología mini-hidro (ERNC) es de 3.658 MW.

3.4.6. Resumen Potencial de ERNC

En síntesis, Chile tiene zonas donde las energías renovables presentan condiciones privilegiadas, y su gran potencial supera con creces el crecimiento de la demanda eléctrica nacional proyectado para las próximas décadas. El aprovechamiento de una fracción significativa de ese potencial plantea interesantes desafíos. Entre ellos están los relacionados

con la expansión de los sistemas de transmisión y con el manejo de la variabilidad de la producción renovable.

En el Norte Grande se identifican zonas con potencialidad para más de una fuente de energía, incluyendo casos en que determinadas zonas son parte de los potenciales eólico, solar - PV y solar - CSP. Por otro lado, la zona central y sur del país, contiene principalmente un gran potencial hidráulico (mini hidráulica de pasada) y eólico.

El potencial total del país para una futura capacidad instalada es 2.240.709 MW, una cifra de gran magnitud, superando con creces la energía requerida actualmente y proyectado a largo plazo.

El desglose de los resultados obtenidos por Santana et al. (2014) y la Comisión Nacional de Energía señalan un potencial de: 40.452 MW para energía eólica, 1.640.128 MW para el caso solar - PV, 552.871 MW para el caso solar - CSP, 3.600 MW para energía geotérmica y 3.658 MW para el caso mini-hidroeléctrico.

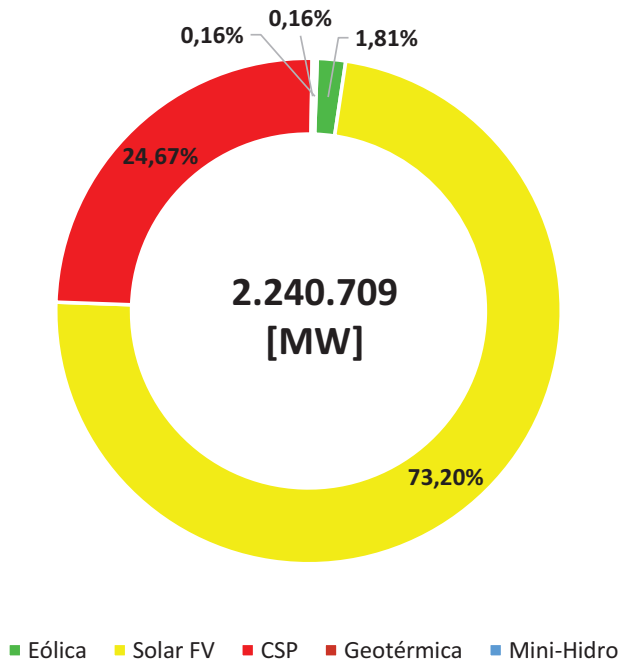


Figura 3.19: Potencial de ERNC por tipo de tecnología.

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por Santana et al. (2014)

En Figura 3.19 se supone un potencial de energía en donde los recursos son más óptimos, es decir, hay puntos en donde es factible la instalación de un parque eólico y una central solar, sin embargo uno de ellos posee mejores condiciones para el desarrollo adecuado y optimizado de la generación eléctrica, por lo que estos valores indican únicamente una tecnología en la instalación y no una superposición de centrales.

3.5. Barreras hacia la Diversificación Energética

3.5.1. Desarrollo presente y futuro de las ERNC

Existe una dicotomía en el desarrollo de los proyectos ERNC en Chile, por una parte el número de proyectos que han ingresado a una declaración de impacto ambiental al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) o que cuentan con una aprobación es muy alto, sin embargo, el número de proyectos en construcción u operación es bajo en relación al número de aprobados. Tal como se menciona en la Subsección 3.3.5 sobre los proyectos en construcción para el SIC y SING, en Abril de 2016 el Centro Nacional de Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (2016) (CIFES) reportó 2.551 MW y 2.248 MW de ERNC en operación y construcción respectivamente, en cambio, los MW con resolución de calificación ambiental aprobada (RCA) eran 21.285 MW y existen 9.658 MW en calificación.

Tabla 3.17: Situación actual de energías renovables (en MW)

Tecnología	Operación	Construcción	RCA Aprobada	En Calificación
Biomasa	475	-	112	87
Biogás	53	-	8	-
Eólica	912	477	6.593	2.384
Geotérmica	-	48	120	-
Mini Hidro	378	22	476	92
Solar PV	733	1.591	12.891	5.825
Solar CSP	-	110	1.085	1.270
Total	**2.551**	**2.248**	**21.285**	**9.658**

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por Centro Nacional de Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (2016).

El desarrollo de proyectos ERNC no ha prosperado ya que los proyectos en carpeta no han podido asegurar financiamiento y por sus altos costos de inversión, acceso y conexión a líneas de transmisión. Un proyecto tendrá financiamiento sí y sólo si posee contratos de largo plazo, sin embargo, un cliente firmará un contrato de largo plazo con un proyecto solo si tiene financiamiento aprobado. Este ciclo es el que inhibe muchas veces los proyectos, los clientes no quieren asumir el riesgo de contratar ERNC sin ver las centrales en funcionamiento o en construcción como sucede con la energía solar en el norte del país(English (2013)).

Según proyecciones internacionales los costos de inversión para centrales de generación ERNC no descenderán más de un 10-20 % en la próxima década (Open Energy Information (2013)), en consecuencia el desarrollo de proyectos requerirá de otras medidas, que deben provenir del sector público. El Estado ha postulado en su Estrategia Nacional de Energía 2050 cinco medidas para incentivar el desarrollo:

- Reducir barreras para mejorar la competitividad de las fuentes priorizadas, sin contemplar subsidios con efectos que distorsionen el mercado eléctrico.

- Estudiar y aplicar mecanismos para remunerar eficientemente los servicios complementarios tendientes a flexibilizar la operación del sistema eléctrico.
- Estudiar mecanismos que incrementen la flexibilidad del sistema eléctrico a estándares internacionales
- Desarrollar un mecanismo de articulación entre los sectores público, privado, académico y de la sociedad civil para la implementación de estándares de sustentabilidad hidroeléctrica.
- Plataforma geo-referenciada. Potencial econ´omico para proyectos de ERNC: se busca informar a inversionistas y empresas las localidades donde desarrollar proyectos ERNC.

3.5.2. Factores de las ERNC que condicionan el impacto en el sistema eléctrico

Los cuatro factores que influyen en la magnitud de los impactos son: penetración de energías renovables, generación térmica de base, la capacidad de almacenamiento del sistema eléctrico, y el sistema de transmisión. Estos factores inciden en los impactos, puesto que determinan la holgura y flexibilidad en la capacidad de respuesta del sistema eléctrico ante las inevitables variaciones en la generación de energías renovables intermitentes.

3.5.2.1. Aumento de penetración de energías renovables

Si bien es común razonar que a medida que la penetración de energías renovables aumenta tiende a mejorar las características de la matriz eléctrica y energética nacional, existe una limitante en el porcentaje de ingreso de este tipo de tecnologías. Dado que el mayor potencial disponible es respecto a fuentes solar y eólicas, las cuales poseen una alta intermitencia con baja capacidad de almacenamiento de energía (se debe aprovechar en la inmediatez de la generación) hay un punto óptimo para el cual la capacidad instalada de ERNC mejora los factores económicos, ambientales y sociales, todo aquello en contextos

particulares para cada sistema eléctrico.

Se prevé que en Chile, las energías renovables no convencionales alcancen un porcentaje significativo en la matriz eléctrica, incluso en los escenarios más conservadores (Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) (2016a)). En un sistema de estas características es necesario amortiguar las intermitencias de aquellas tecnologías. Ha sido demostrado que uno de los principales métodos para complementar las caídas de carga de las centrales renovables (solar y viento) son las centrales hidroeléctricas de embalses (Chang et al. (2013) y Lehr et al. (2005)), esto debido a que su entrada en la red es más económica que otros tipos de tecnologías (Graabak y Korpås (2016) y Benitez et al. (2008)).

En la literatura existen varios estudios que revelan conclusiones disímiles, por ejemplo, en Bigerna et al. (2016) se determina que los costos en la Unión Europea (UE) disminuirán hasta un 13 % debido a una mayor penetración de energías renovables, mientras que en Holttinen et al. (2009) se advierte un incremento en los costos del sistema debido al aumento de penetración de centrales eólicas, por lo que es de suma importancia planificar y adecuar la matriz eléctrica de manera de optimizar los recursos y minimizar los impactos ambientales y sociales negativos.

3.5.2.2. Generación térmica de base

La alta volatilidad en la generación de ERNC intermitentes se amortigua en un sistema eléctrico en el cual otras centrales pertenecientes a ese sistema puedan variar su generación de manera rápida y a un mínimo costo. Por ejemplo, como fue mencionado en el párrafo anterior, un sistema con una gran generación hídrica de pasada y/o embalses (con suficiente disponibilidad de recurso hídrico), puede adecuarse rápidamente a las variaciones de ERNC intermitentes sin incurrir en costos mayores siempre y cuando la transmisión exista. Por el contrario, un sistema en el cual predomina la generación térmica posee serias limitaciones relacionada con la operación en mínimos técnicos, tiempos de toma de carga lentos, costos de mantenimiento y otras como los contratos de gas que tienen las centrales de

ciclo combinado, sin embargo, este tipo de centrales deben necesariamente ingresar para complementar la variabilidad de tecnología renovable intermitente (Kubik et al. (2012)). Pérez-Arriaga y Batlle (2012) constataron que en España durante el 2010 el costo marginal del sistema no se vio afectado dada la alta penetración de energía eólica en el sistema energético español, ya que existían muchas centrales de ciclo combinado que se debían mantener encendidas como respaldo a la variación de centrales de ERNC intermitentes. De igual forma, producto de la variación eólica y de la demanda muchas centrales térmicas pasaron por muchos ciclos de regulación de carga o ”cycling” [14] . El cycling aumenta enormemente los costos de operación y mantenimiento, costos de reinversión por deterioro y costos de combustible de dichas centrales (Troy et al. (2010)).

3.5.2.3. Capacidad de almacenamiento

Actualmente no existen muchos métodos para almacenar grandes cantidades de energía que sean económicos. En esta tesis se define como capacidad de almacenamiento de un sistema eléctrico la cantidad de energía que puede ser guardada en centrales hidroeléctricas de embalse y/o bombeo. Cuando la generación de centrales ERNC intermitentes varía en dirección negativa, las centrales hidroeléctricas pueden generar para mantener el nivel de generación estable, y en el caso contrario, es decir, cuando la generación de centrales ERNC intermitentes varía en dirección positiva, las centrales hidroeléctricas pueden generar menos y almacenar energía.

La mayor capacidad de almacenamiento no siempre disminuye los efectos de la inclusión de ERNC intermitentes en los sistemas eléctricos, esos efectos dependen del contexto y de las singularidades de cada sistema.Troy et al. (2010) realizaron un estudio en el sistema eléctrico irlandés para el año 2020, en el que para ciertos niveles de penetración eólica y capacidad de almacenamiento, el almacenamiento perjudica la operación de centrales térmicas causando que éstas sean encendidas y apagadas en un número mayor de ocasiones

[14] El término ”cycling” se refiere al cambio de los modos de operación de una central térmica que ocurre en respuesta a las variaciones en los requerimientos del despacho, i.e. es una operación no constante de la central. Los cambios son: encendido y apagado constante, seguimiento de carga y operación en mínimo técnico (Huber et al. (2014))

en comparación con un caso sin capacidad de almacenamiento, esto porque el almacenamiento en ese sistema es muy pequeño en comparación con la capacidad térmica y eólica instalada, y no ayuda a suplir la variación eólica.

3.5.2.4. Sistema de transmisión

Los sistemas de transmisión facilitan la amortiguación de las variaciones en los sistemas eléctricos generadas por la inclusión de ERNC intermitentes. En redes débiles, con poca capacidad de transmisión, o en redes congestionadas alejadas de los centros de demanda se requerirá de sistemas de transmisión adicionales Holttinen et al. (2009). La mayor capacidad de transmisión no solo obedece a una mayor potencia instalada, sino que se debe considerar la capacidad de transmisión necesaria para las centrales que actuarán de respaldo ante la variación de la generación de las centrales ERNC intermitentes, es decir, si una central ERNC intermitente deja de generar, la central de respaldo respectiva debe ser capaz de transmitir al nodo al cual estaba transmitiendo la central que ceso de generar. Esto es importante en el caso chileno, teniendo en cuenta que los principales nodos de fuentes renovables se encuentran lejos de los nodos que concentran la demanda.

3.6. Institucionalidad

3.6.1. Institucionalidad Energética

La normativa energética promueve y regula las distintas fuentes de energía y, por lo tanto, interactúa directamente con la institucionalidad ambiental. El sector energético se encuentra estrechamente relacionado con diferentes instituciones del sector público y privado. Éstos se relacionan entre sí en interacciones que pueden ser de coordinación, de dependencia directa, de relaciones contractuales, de propiedad, de efecto vinculante, entre otras.

Las atribuciones del sector público en lo referido al ámbito energético, que previamente se encontraban en los Ministerios de Minería y de Economía, Fomento y Turismo, se

concentraron en el Ministerio de Energía, creado el año 2009 mediante la Ley 20.402, que tiene a su cargo la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), el Centro de Energías Renovables (CER) y la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE).

Figura 3.20: Esquema Institucionalidad Energética

Fuente: Ministerio de Energía.

Los objetivos y misiones de los distintos organismos mencionados en Figura 3.20, se detallan a continuación:

- **Ministerio de Energía:** Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

- **Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE):** Fundación de derecho privado, sin fines de lucro, cuya misión es promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente de la energía en el país y ser el brazo ejecutor de las políticas públicas. Cuenta con un directorio conformado por representantes del Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda y de la Confederación de la Producción y del Comercio.

- **Centro de Energías Renovables (CER):** Centro dependiente de la COFRO, su misión es asegurar la participación óptima de las ERNC en la matriz energética de Chile, para contribuir al desarrollo sustentable del país.

- **Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN):** Atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la energía atómica y de los materiales fértiles, fisionables y radiactivos, así como regular, fiscalizar y controlar, desde el punto de vista de la seguridad nuclear y radiológica, las instalaciones nucleares y las instalaciones radiactivas relevantes en todo el país.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Es la principal agencia pública responsable de supervisar el mercado de la energía.

3.6.2. Institucionalidad Ambiental

La institucionalidad ambiental es el conjunto de leyes, decretos, reglamentos, resoluciones, entre otros, que definen las normas y reglas en materia ambiental. Además, éste cuerpo posee un dinamismo en función de los resguardos ambientales que se requieran.

Aunque ya existían varias leyes y reglamentos con relevancia ambiental, un punto de inflexión fundamental en el desarrollo de la institucionalidad ambiental chilena fue la dictación, en 1994, de la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, que definió la relación de la sociedad con el medio ambiente.

Posteriormente, la normativa más importante, por su impacto, fue la normativa que instituyó el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), cuyo Reglamento se publicó en 1997. Se crearon en cada región las Comisiones Regionales del Medio Ambiente (COREMAs), las cuales presididas por el Intendente regional, tenían la responsabilidad de la gestión ambiental. La atribución más importante de las COREMAs era la aprobación ambiental de los proyectos ingresados al SEIA.

En el año 2007 se gestiona la Ley 20.173, que establecía la creación del cargo Ministro Presidente de la Comisión Nacional del Medio ambiente (CONAMA), para darle la adecuada importancia a la protección del medio ambiente. Posteriormente, se aprobó la Ley 20.417 en el año 2010, que establecía modificaciones a la Ley 19.300 y otras normas, como al Código de Aguas, la Ley de pesca, entre otras; y finalmente, en el año 2012, se aprobó la Ley 20.600 con la que se crearon los Tribunales Ambientales, que son parte del Poder Judicial y dependen de la Corte Suprema. Mediante la Ley 20.417, se creó el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), con la misión de definir y aplicar políticas, planes y programas ambientales, y cuyo ministro preside el nuevo Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. Esta misma ley creó, además, dos organismos del ejecutivo con personalidad jurídica propia: el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), responsable exclusivamente del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA); y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), responsable de fiscalizar las Resoluciones de Calificación Ambiental, las medidas de los Planes de Prevención y/o de Descontaminación Ambiental, el contenido de las Normas de Calidad Ambiental y Normas de Emisión, y de los Planes de Manejo.

Por otro lado, la Superintendencia de Medio Ambiente tiene por objeto " ejecutar, organizar y coordinar el seguimiento y fiscalización de las Resoluciones de Calificación Ambiental, de las medidas de los Planes de Prevención y/o de Descontaminación Ambiental, del contenido de las Normas de Calidad Ambiental y Normas de Emisión, y de los Planes de Manejo, cuando corresponda, y de todos aquellos otros instrumentos de carácter ambiental que establezca la ley". [15]

Todos estos cambios fueron incentivados en parte porque Chile quiso incorporarse a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), y recibió de dicha institución 52 recomendaciones ambientales. Dichas recomendaciones apuntaban a "desarrollar una estrategia programada y equilibrada en relación con los temas de cambio climático; fortalecer las políticas de eficiencia en el uso de la energía y de mitigación de los gases de efecto invernadero, incluidas las combinaciones de energías más limpias, y la

[15] Página web Superintendencia de Medio Ambiente (www.sma.gob.cl)

promoción del uso de mecanismos de desarrollo limpios en el contexto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio." [16]. Así, al ingresar a este organismo, Chile se comprometió a desarrollar y fortalecer las instituciones ambientales, como también la capacidad de cumplimiento y fiscalización de la legislación ambiental, a evaluar las posibilidades de introducir instrumentos económicos nuevos y fortalecer la planificación territorial, entre otras medidas.

La Figura 3.21 muestra de manera esquemática la estructura fundamental de la actual institucionalidad ambiental de Chile.

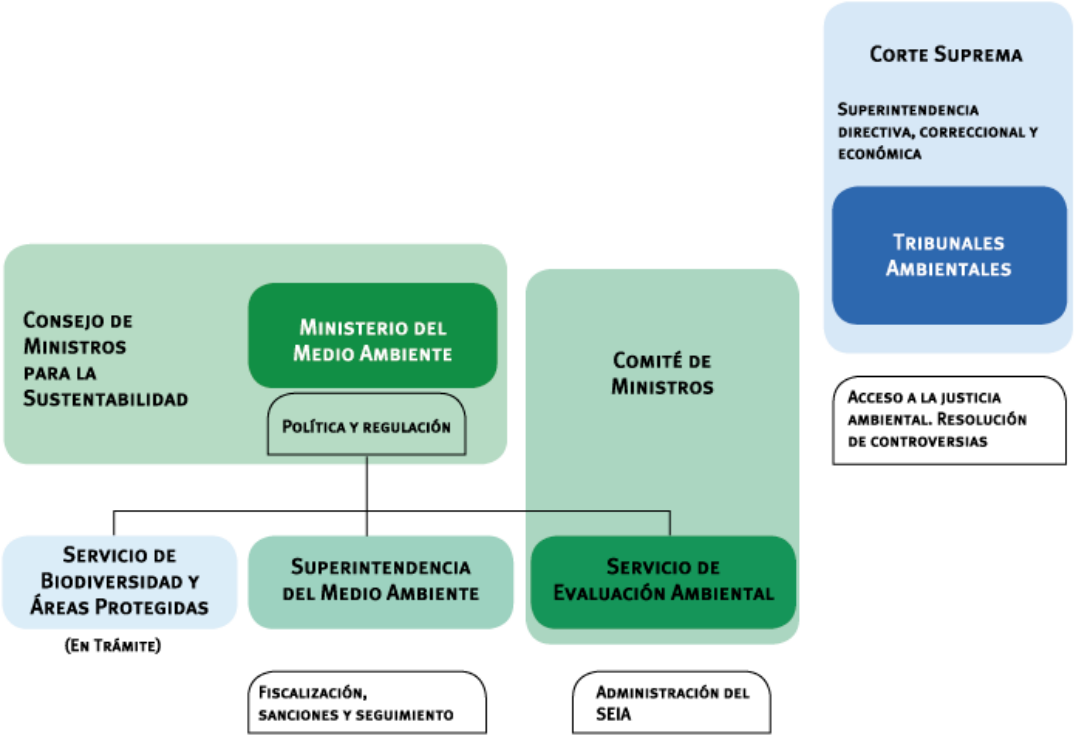


Figura 3.21: Esquema Institucionalidad Ambiental

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente

Los objetivos de los distintos componentes de la institucionalidad ambiental nacional se pueden resumir de la siguiente forma:

- **Ministerio:** Definición de políticas y diseño de la regulación.

[16] OECD, 2005

- **Consejo de Ministros para la Sustentabilidad:** Aprobación de políticas y regulación.
- **Servicio de Evaluación Ambiental:** Administración del SEIA e información de líneas bases.
- **Superintendencia:** Gestión de un sistema integrado de fiscalización Ambiental, y sanciones.
- **Tribunal Ambiental:** Justicia enmarcada en temas ambientales.

3.7. Estrategia Nacional de Energía 2050

La Política Energética de largo plazo de una nación no debe ser considerada en forma aislada, sino que inserta en la estrategia de desarrollo económico, social, ambiental e institucional del país, es por ello que el Estado ha desarrollado una Estrategia Energética con el objetivo de que al año 2050 el progreso sea sobrellevado de manera sustentable en el tiempo.

La estrategia propuesta por el Ejecutivo se basa en cuatro conceptos básicos para su concepción: Confiabilidad, Inclusividad, Sustentabilidad y Competitividad (Ministerio de Energía Chile (2015)):

"El objetivo prioritario es la confiabilidad del sistema energético, lo cual no puede ser a cualquier costo, ni de manera que afecte la inclusividad y competitividad de la economía. A su vez, ambos objetivos tienen que conciliarse con una adecuada sustentabilidad ambiental, eficiencia y cultura energética. Un sistema confiable permitirá la inclusividad social y la protección del medio ambiente, pero requerirá de eficiencia energética y competitividad del mercado."

En base a estos conceptos y agrupados con las necesidades de largo plazo, se establecen cuatro pilares de política energética, permitiendo definir metas y planes de acción del Estado, el sector privado y los ciudadanos. Debe establecerse un equilibrio entre los cuatro

pilares, ya que es fundamental aunar dichos objetivos de tal forma que ninguno prime por sobre otro.

3.7.1. Seguridad y calidad del suministro

3.7.1.1. Seguridad y Flexibilidad a nivel de producción centralizada

La seguridad energética está referida a la disponibilidad initerrumpida de suministro, y además, que la energía sea accesible a un precio razonable, predecible, favoreciendo la competitividad del país. En el corto plazo el sistema energético debe ser capaz de adelantarse y/o sobreponerse a variaciones de mercado, es decir, de oferta y demanda. Mientras que en el largo plazo, el sistema debe contar con la infraestrutura necesaria y ser lo suficientemente atractivo para que el sector privado posea una progresiva inversión en el área, de tal manera de generar una seguridad diversificada de suministro.

Chile, como país netamente importador de energía, principalmente hidrocarburos, requiere una desvinculación de aquel mercado en materia eléctrica, mientras que en energéticos primarios, el país continuará siendo un importador neto. La tendencia mundial es generar integraciones o enmallados internacionales de energía, tanto en el ámbito eléctrico como gaseoductos, y es precisamente en Sudamérica donde los países han comenzado a interelacionarse, siendo una de la principales ventajas lograr precios competitivos para los usuarios finales. Por lo tanto, es necesario avanzar hacia un mercado integrado, que tenga como objetivo común, la seguridad de suministro de la región para que cada sistema energético tenga la capacidad de resiliencia ante externalidades.

3.7.1.2. Producción descentralizada y gestión activa de la demanda

Dados los avances tecnologías y las experiencias entregadas por países desarrollados, dan cuenta de lo importante que es el empoderamiento de los usuarios en este rubro, y ya no debiesen ser meros receptores de energía sino que actores activos del sector generación y con ello sumado a tecnologías de redes inteligentes (”*smart grids*”) apuntan hacia la disminución de la indisponibilidad eléctrica en el país, teniendo en promedio en el año

2014, 6.3 horas de corte de suministro.

En cuanto a cobertura eléctrica, Chile posee la proporción más alta de la región, con un total de más del 99 % de la población. Sin embargo, hay disparidades dentro del país en cuanto al acceso de la electricidad. En el año 2010, se puede ver que la Región de Magallanes y la Antártica Chilena tenía una cobertura rural menor al 90 %, mientras que a nivel nacional, la electrificación rural alcanzaba el 96,1 %. Por lo tanto, el entregar un mayor acceso energético a la población no incluye únicamente mejorar la indisponibilidad sino también entregar el recurso a aquellas familias que no poseen una continua electrificación. Es por esto que la Política propone hacerse cargo del acceso continuo, seguro y sostenible.

Las principales metas para el 2050 son:

- Llegar a un 100 % de la población con acceso seguro, continuo y de calidad a servicios energéticos.
- Poseer menos de una hora por año de indisponibilidad en promedio a nivel nacional.
- Impulsar proyectos de generación distribuida.

3.7.2. Energía como motor de desarrollo

3.7.2.1. Desarrollo energético inclusivo

El actual contexto social, económico y político de nuestro país está marcado por una mejor y mayor participación ciudadana. Producto de este cambio en la sociedad, es que hace necesaria la participación de la comunidad en la toma de decisiones que la afectan o benefician directamente.

Esta Política de desarrollo energético asume la necesidad de avanzar en la incorporación de mejores estándares, en los que se consideren (en conjunto a los factores técnicos y económicos) la visión y expectativas de las comunidades locales en torno al medio ambiente y el desarrollo. En la última encuesta deliberativa del sector energético, un 83 % de las personas

señalaron que estarían dispuestas a apoyar la construcción de proyectos de generación energética en su comuna, siempre y cuando estos cumplan con los estándares ambientales y sociales más rigurosos de los países desarrollados, por ende, existe compatibilidad entre desarrollo energético y desarrollo social cumpliendo a cabalidad con la normativa más estricta de impactos.

Dado lo anterior es que surge el concepto de asociatividad, entendido como un mecanismo de colaboración o trabajo conjunto entre los actores locales y los titulares de proyectos para generar desarrollo en los territorios donde se ubican.

Las principales metas al 2035 son:

- La totalidad de los proyectos energéticos desarrollados en el país cuenta con mecanismos de asociatividad comunidad / empresa, que contribuyen al desarrollo local y a un mejor desempeño del proyecto.
- Las comunidades aprovechan proyectos energéticos, ya sea a través de la gestión de recursos propios y/o mediante mecanismos de asociatividad, que sean económicamente viables, contribuyan al desarrollo local y sean de su interés.

3.7.2.2. Acceso equitativo a servicios energéticos y calidad de vida

El acceso a la energía no puede separarse de la dimensión de equidad para satisfacer las necesidades energéticas de la población. Entre las mismas, se debe considerar el acceso a la energía para calefacción en viviendas; para alcanzar confort térmico; para agua caliente sanitaria; para la cocción de alimentos; para la refrigeración de alimentos: para iluminación y otros consumos eléctricos, para transporte y para actividades productivas y de desarrollo de los ciudadanos, entre otros. Asimismo, se vuelve relevante definir cómo el acceso a la energía puede favorecer el propio desarrollo productivo de los ciudadanos.

La principal meta para el año 2050 es asegurar acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles a toda la población.

3.7.2.3. Inclusividad territorial

El actual sistema de gestión territorial se encuentra fragmentado en múltiples instrumentos, operando a diversas escalas territoriales y administrativas, sin que éstos tengan necesariamente coherencia entre ellos.

En países con alto desarrollo, es posible identificar una ley marco de ordenamiento territorial y una integración de las distintas vocaciones a nivel regional. En estos países, los asuntos relativos a energía están contemplados dentro de dicho marco, y son abordados, principalmente, a través de la localización de infraestructura. Es por ello que en Chile es necesario proponer alternativas que faciliten la búsqueda de condiciones para el desarrollo de proyectos energéticos, equilibrando la visión sistémica del sector con la construcción participativa e inclusiva de las decisiones que se decida implementar en determinados territorios.

La principal meta al 2050 es que los instrumentos de planificación y ordenamiento territorial regionales y comunales sean coherentes con los lineamientos de la política energética.

3.7.2.4. Competitividad del sector energético

Chile ha atravesado distintos ciclos de precios de la energía eléctrica, pero nunca antes se había encontrado con precios de suministro sostenidamente altos por varios años. Entre las principales causas del alza en los precios de la energía eléctrica, estuvo la sustitución no planificada de gas natural argentino por diésel; la volatilidad de los precios internacionales de combustibles fósiles siendo Chile un país tomador de precios; la dificultad para materializar algunos proyectos de generación; los prolongados períodos de sequía que han afectado la generación hidroeléctrica, entre otros.

Aunque los costos actuales de la energía eléctrica se encuentran en un rango medio comparados con los de países OCDE, en el contexto de América Latina, el país presenta

uno de los más altos precios de la energía eléctrica.

Es por esto, que se requiere un enfoque estratégico de largo plazo, de estructura y operación de mercados y de entornos sociales, de manera que éstos sean propicios para la expansión y desarrollo de tecnologías de generación eléctrica. Corresponde a un lineamiento estratégico el promover precios competitivos como una condición esencial para el desarrollo sustentable del país, de manera que la energía sea un factor de competitividad para los sectores productivos.

El principal objetivo hacia el año 2050 es que Chile se encuentre entre los 3 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial.

3.7.3. Energía compatible con el Medio Ambiente

3.7.3.1. Matriz Energética Renovable

La presencia de una participación creciente de nuevas fuentes de energía renovable en la matriz de generación eléctrica se ha vuelto una realidad en Chile.

Es en este sentido que según estudios del Centro de Energías de la Universidad de Chile, se proyecta que para el 2035, un 40 % de la matriz eléctrica estaría conformada a base de energías renovables no convencionales (ERNC), mientras que sumando todo el potencial instalado renovable, el porcentaje aumentaría a 60 %.

Para la Estrategia Energética 2050, es fundamental el desarrollo de la hidroelectricidad, dado que Chile posee un gran potencial de este recurso, llegando a 16 GW de disponibilidad total (Comité Consultivo de Energía (2015)). Es por ello que se propone el desarrollo hidroeléctrico en el país incorporando los conceptos de sustentabilidad y de resguardo social y ambiental, promoviendo las ventajas que esta fuente de energía representa para el país. Además, sumado a la explotación de los recursos eólicos y solar, se obtiene un potencial privilegiado en la región y a nivel mundial para que Chile alcance sus objetivos

en materia energética.

Las metas para el año 2050 en temas de matriz energética renovable son:

- Al menos el 70 % de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables
- El complemento de esta matriz renovable deberá utilizar al máximo la infraestructura de generación existente que contribuya a un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los nuevos desarrollos con tecnologías bajas en emisiones y que sean costo-eficientes

3.7.3.2. Externalidad locales

Un resguardo ambiental sólido forma parte esencial de una Política Energética orientada a un sistema energético sostenible. Los efectos ambientales de la generación, transmisión y distribución eléctrica, así como de la explotación y el consumo de combustibles, líquidos y sólidos, conllevan riesgos e impactos ambientales que deben ser anticipados, manejados, incorporados y mitigados o compensados cuando corresponda, considerando los otros objetivos de la Política Energética asociados a la seguridad, la inclusión y la competitividad que la energía le ofrece al país.

La Política Energética 2050 reconoce que el avance del país requerirá perfeccionar y mejorar el marco regulatorio de manera periódica, a través de programas de revisión y elaboración de nueva normativa e instrumentos de gestión ambiental y estándares de sustentabilidad ambiental atingentes al sector energía.

Las metas en esta materia hacia el 2050 se detallan a continuación:

- Las modificaciones regulatorias –a normas nuevas y existentes- y los estándares ambientales de los proyectos energéticos son coherentes con lineamientos internacionales y con los intereses de la sociedad en estos ámbitos.
- Los proyectos energéticos que entran en operación consideran el enfoque de Pérdida de Biodiversidad Neta Cero.

3.7.3.3. Energía y cambio climático

Es un hecho, que las actividades humanas han conllevado a un estado de cambio climático en el que Chile no está ajeno, sino que ha tenido efectos latentes sobre todo en materia energética, donde las cuencas hidrológicas han disminuido su caudal y acumulación en embalses, previendo una disminución del 11 % de la generación de hidroelectricidad en el mediano plazo (2015-2040).

El mundo, consciente de ello ha establecido una serie de políticas en la última Convención de Cambio Climático (COP21, Paris, Diciembre 2015) donde se estima que habrá un ”antes y un después de Paris” para el mundo, y en especial para los países en desarrollo, los que tendrán que sumarse activamente a la reducción de emisiones para bajar a los niveles que aconsejan los científicos.

Chile también se ha sumado a lo establecido en esta convención y se compromete a una reducción de un 30 % en la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030, respecto al año 2007. Considerando que el sector energía contribuyó con el 75 % al total de emisiones del país en el año 2010, y que aproximadamente un 28 % de ese total proviene del sector de generación eléctrica, un 22,5 % de Transporte y un 13,5 % de Minería e Industria, los esfuerzos en mitigación deben ser enfocados en dichas áreas.

Las metas propuestas para el 2050 en materia de cambio climático son:

- Las emisiones de GEI del sector energético chileno son coherentes con los límites definidos por la ciencia a nivel global y con la correspondiente meta nacional de reducción, promoviendo medidas de mitigación costo-efectivas.
- Existencia de un mecanismo de revisión periódica de los instrumentos de política pública aplicados para lograr las metas de mitigación de GEI.
- Se aplica un Plan de Adaptación del sector energía al cambio climático, dentro del marco de un plan nacional al respecto, que promueve medidas para abordar la

variabilidad climática y los daños potenciales sobre la infraestructura energética. Todas las empresas de mayor tamaño reportan y gestionan sus emisiones de GEI

3.7.4. Eficiencia y Educación Energética

3.7.4.1. Eficiencia Energética

Dado el avance tecnológico e industrial que Chile ha sobrellevado las últimas décadas, resulta urgente que el tránsito hacia el desarrollo y el crecimiento económico del país se desacople de la progresiva demanda energética, lo que será posible lograr mediante la aplicación de medidas de eficiencia energética. Si bien el país presenta una magnitud de intensidad energética bastante buena en comparación con países no desarrollados (No OCDE), al compararse con este selecto grupo, está muy por encima de los niveles promedios, por lo que está en retrasado en el uso y aprovechamiento de la energía.

Adicionalmente, la eficiencia energética tiene beneficios en múltiples áreas que van más allá del sector energético. A nivel de la industria, genera mejoras en productividad y competitividad, y a nivel de hogares, mejora la calidad de vida de las personas al incrementar los estándares de confort, reducir sus gastos en energía y disminuir la contaminación ambiental local e intradomiciliaria.

Las metas para mediados de siglo de detallan a continuación:

- El crecimiento del consumo energético está desacoplado del crecimiento del producto interno bruto.

Sector Residencial, Público y Comercial:

- El 100 % de las principales categorías de artefactos y equipos que se venden en el mercado corresponden a equipos energéticamente eficientes.
- El 100 % de las edificaciones nuevas cuentan con estándares OCDE de construcción eficiente, y cuentan con sistemas de control y gestión inteligente de la energía.

Sector Transporte:

- Chile ha adoptado los más altos estándares internacionales sobre eficiencia energética en los distintos modos de transporte: caminero, aéreo, marítimo y ferroviario.
- El 100 % de vehículos nuevos licitados para transporte público de pasajeros incluyen criterios de eficiencia energética entre las variables a evaluar.

Sector Industrial y Minero:

- El 100 % de los grandes consumidores de energía industriales, mineros y del sector transporte deberán hacer un uso eficiente de la energía, con activos sistemas de gestión de energía e implementación activa de mejoras de eficiencia energética.

3.7.4.2. Educación y cultura energética

El diagnóstico actual es que existe una asimetría de información y de conocimiento entre diversos públicos sobre la cuestión energética. Esto releva la necesidad de informar y educar a los distintos sectores en la materia, promoviendo el debate público sobre los desafíos presentes y futuros de la Política Energética de nuestro país. Es por ello que se requiere generar conocimiento; desarrollar capacidades; y alinear intereses y objetivos, para construir una visión compartida del desarrollo del país de modo de superar las brechas que impiden el logro de objetivos estratégicos para el sector energético al año 2050.

Las metas al 2050 en este ámbito son:

- La cultura energética está instalada en todos los niveles de la sociedad, incluyendo los productores , comercializadores, consumidores y usuarios.
- Una nueva cultura energética está instalada en las instituciones públicas y privadas.
- 100 % de los planes de educación formal incorporan contenidos transversales sobre desarrollo energético.

3.8. Costos de la Energía

3.8.1. Mercado Spot

En el mercado eléctrico chileno los generadores se enfrentan esencialmente a dos mercados para su venta de energía: el mercado de contratos con grandes clientes o empresas distribuidoras y el mercado marginal (denominado mercado spot), donde los generadores intercambian energías excedentarias o deficitarias al CMg horario. Los primeros son contratos financieros, donde por una venta de energía, se estabilizan los ingresos del generador vendedor. El mercado spot es el mercado físico, donde todos los generadores aportan energías generadas, no necesariamente alineadas con sus ventas por contratos. En un año seco, un generador hidráulico puede no tener energía propia suficiente para satisfacer sus contratos con clientes, se transforma en un generador deficitario, y debe comprar la energía que le falta a otros generadores al CMg horario, calculado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Esa energía es entregada por los denominados generadores excedentarios, que o tienen contratos menores que lo que generan o simplemente venden toda su energía en el mercado spot.

En ese marco, para un generador en proceso de contratación es indispensable poder proyectar expectativas futuras de los costos marginales del sistema, que les permitan decidir sus niveles de contratación y de venta al spot, definiendo por ende sus estrategias comerciales basadas en una política de riesgo conocida y aceptada por sus accionistas. También es relevante esa proyección futura de CMgs para evaluar adecuadamente el ingreso de nuevos proyectos. Esa proyección es compleja, pues presupone una visión de largo plazo de la evolución de la demanda y, sobretodo, de la oferta y expansión de ésta, lo que no es evidente en un mercado competitivo de generación como el chileno, donde participan diversos actores y diversas tecnologías de generación.

De acuerdo a lo anterior, el CMg horario es el costo que tiene para el sistema el proveer una unidad adicional de energía en cada hora. En la práctica, como el despacho

de los generadores lo realiza el CDEC en orden creciente de costos, el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado, y corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema. A continuación se muestra cómo ha evolucionado este factor en los últimos 4 años para los dos sistemas interconectados del país.

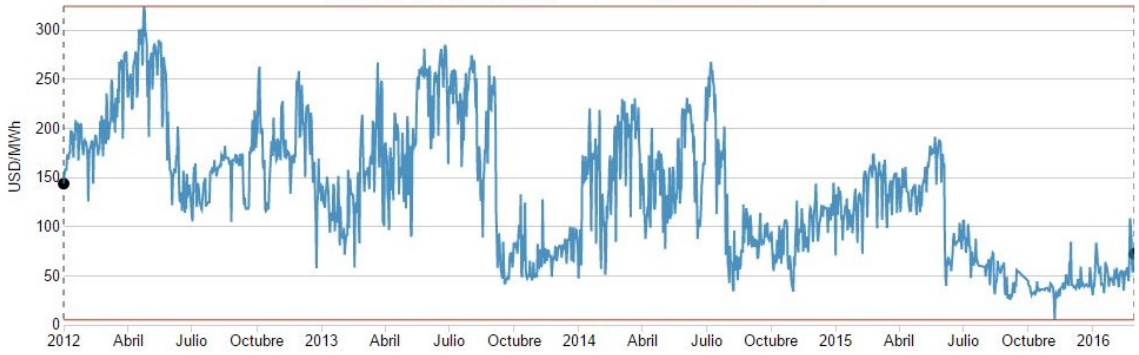


Figura 3.22: Evolución Costo Marginal SIC

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

A comienzos del año 2012, el costo marginal del sistema interconectado central era aproximadamente de $150\frac{USD}{MWh}$, cuatro años más tarde se observa que el tiempo ha determinado una leve tendencia a la baja sobre la volatilidad de dicho factor, ubicándolo un 50 % más bajo, $72\frac{USD}{MWh}$.

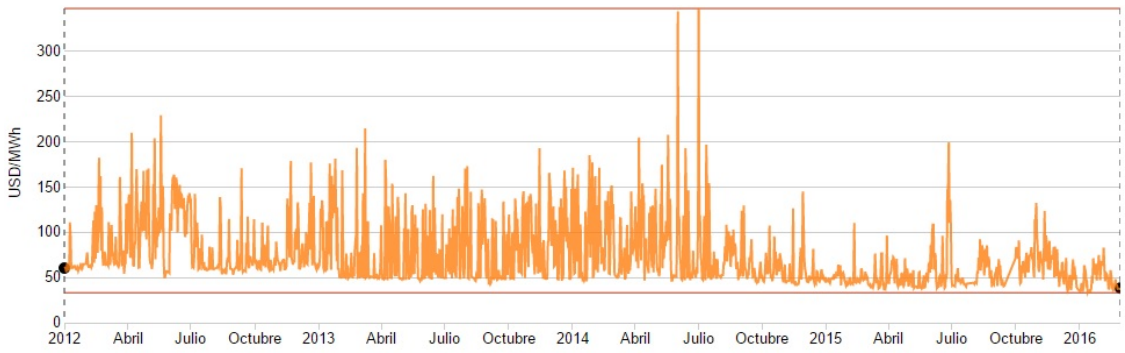


Figura 3.23: Evolución Costo Marginal SING

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Mientras que el SIC posee una volatilidad notoria, pero tendiendo a una disminución en el largo plazo del costo marginal spot, el SING ha tendido a estabilizar su costo en el

último año. Respecto a inicios de 2012, el valor general ha tenido una disminución de 37 %, pasando de $60\frac{USD}{MWh}$ a $38\frac{USD}{MWh}$ en febrero de 2016

3.8.2. Clientes Regulados

Los clientes del mercado eléctrico cuya potencia conectada es inferior a 2000 kW se denominan clientes regulados. Los precios de aquello clientes se fijan mediante los decretos de precio de nudo que emite la Comisión Nacional de Energía. A los clientes abastecidos por una empresa de distribución (p. ej. cliente residencial), la distribuidora les traspasa el precio de nudo (precio al que compró la energía) y adiciona el cargo que cubre los servicios de distribución, VAD (Valor Agregado de Distribución) y además, se suma a ambos el Cargo Único por uso del Sistema Troncal, por lo tanto, el valor final de los clientes regulados es:

$$Precio\ \ Usuario\ \ Final = Precio\ \ de\ \ Nudo + VAD + Cargo\ \ Unico\ \ Sistema\ \ Troncal$$

Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

El precio nudo se constituye por dos componentes:

- Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio.
- Precio básico de la potencia de punta: costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

En los siguientes gráficos se observa cómo ha evolucionado el precio nudo de energía y precio nudo de potencia.

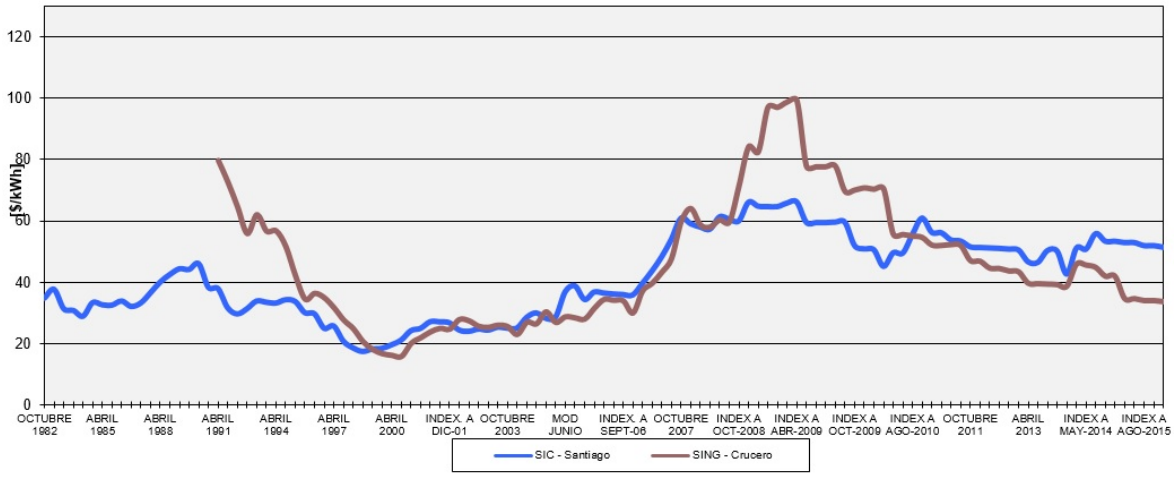


Figura 3.24: Evolución Precio Nudo de Energía

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

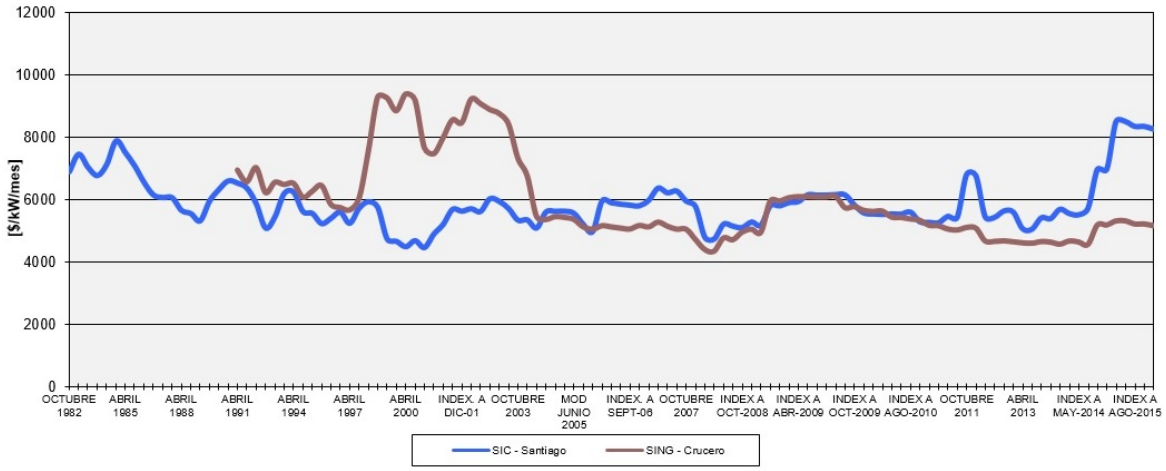


Figura 3.25: Evolución Precio Nudo de Potencia

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

3.8.3. Clientes no Regulados

Una forma útil de describir el mercado de clientes no regulados es caracterizar el tipo de oferentes y demandantes que operan en el mismo. Pese a que la regulación define el mercado desde el punto de vista de la demanda (usuarios que tengan una necesidad de consumo superior a los 2.000 kW de potencia), la realidad permite obtener una mejor

definición que es relevante desde una perspectiva económica. Los clientes no regulados pueden distinguirse según sea su facilidad de acceso a líneas de subtransmisión. Así, habrá algunos distantes de los centros de consumo más importantes (como es el caso de varias empresas mineras, por ejemplo) y por tanto, distantes de los alcances de subtransmisión de empresas distribuidoras. Este tipo de cliente no regulado tiene básicamente dos opciones de suministro (dos tipos de oferentes): los generadores y ellos mismos como autogeneradores. Al otro extremo se encuentran aquellos clientes no regulados insertos en el medio de la ciudad - centro de consumo - servida por una distribuidora y su anillo de subtransmisión y económicamente "lejos"de líneas de subtransmisión alternativas a las de la distribuidora correspondiente.

En medio de ambos extremos se encuentran aquellos clientes no regulados que se encuentran cerca de los centros de consumo y, por ende, pueden económicamente optar por ambos tipos de oferentes, generadores o la distribuidora cuya área de concesión los incluye geográficamente, además de la autogeneración.

4 | Análisis Estudios de Diversificación

4.1. Estudio Nacional 1: Escenarios Energéticos 2030

El estudio de Escenarios Energéticos 2030 (EE2030), realizado por Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013) incorpora la entrada en operación de centrales de todo tipo a los sistemas interconectados del país por lo que incluye supuestos sobre las características de las centrales en cuanto a sus costos y capacidades de generación. Para la realización del estudio, se simularon etapas trimestrales con siete bloques por semestres usando el software Power Electricity Timetable (PET) que optimiza la operación y planes de obras de transmisión y generación minimizando el costo total del sistema: costo de inversión en centrales, costo de inversión en transmisión y costo de combustible.

Algunas de las problemáticas que se observan en el estudio EE2030, es que le asigna a las ERNC intermitentes (eólica y solar) costos de inversión muy bajos respecto a fuentes apreciadas tanto en el ámbito nacional como internacional en el mismo año de la realización del estudio, aunque al apreciar los costos de inversión del presente año indicado por Comisión Nacional de Energía (2016b) se asemeja bastante en el costo asociado a la tecnología Solar FV. Además, le asigna a la energía eólica un factor de planta relativamente alto respecto a valores promedios de centrales en Estados Unidos y Open Energy Information (2013). Estos supuestos, establecen una posición excesiva y arbitrariamente favorable para las ERNC intermitentes, lo que puede o no condecir con la realidad. Por lo tanto, mientras mayor sea el porcentaje en la proyección de la generación de una central eólica o solar, conlleva a subestimar el requerimiento de instalación de reservas.

Tabla 4.1: Diferencias de Costo de Inversión y Factor de Planta sobre los entregados en EE2030

Costo de inversión [US$ /kW]				
Tipo de energía	**EE2030 (2013)**	**CNE (2013)**	**CNE (2016)**	**OpenEi (2013)**
Solar FV	2.110	2.700	2.100	2.670
Eólica	1.945	2.300	2.300	2.400
Factor de Planta [%]				
Tipo de energía	**EE2030(2013)**	**Promedio EEUU**		**OpenEi (2013)**
Solar FV	24	21		22-25
Eólica	30-35	22		25-30

Fuente: Elaboración propia con información Comisión Nacional de Energía (2016b) y Open Energy Information (2013)

Por otro lado, en el estudio se estima excesivamente la generación de electricidad geotérmica, contemplando 5000 MW en el SIC para el año 2030. Esa capacidad instalada actúa como generación de base en reemplazo de centrales térmicas tradicionales para neutralizar los efectos intermitentes de las centrales eólicas y solares. Sin embargo, en Chile no se han concretado proyectos geotérmicos, recién este año se encuentra en construcción la primera central geotérmica en Chile, descrita en la Subsección 3.3.5, además no existe claridad respecto al potencial geotérmico en Chile y el rango que se cita es muy amplio oscilando entre 3.600 MW (Energía Andina, 2010) y 16.000 MW (Lahsen (1988)). Además, se esperan 40.000 [MW] al año 2035 concentrados en Estados Unidos, Japon, Indonesia y Las Filipinas (International Energy Agency (IEA) (2015b)). Bajo esas circunstancias, es bastante poco probable que en Chile exista una generación geotérmica de 5.000 MW al año 2030.

En relación a la metodología usada, el modelo PET optimiza el sistema utilizando un algoritmo económico y no incluye todas las restricciones de despacho de un sistema hidrotérmico convencional, específicamente las relacionadas con los equilibrios intertemporales (embalses de agua para una etapa futura); es un modelo que solo permite armar un plan

de obras inicial (Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013)). Además, el parque no fue optimizado a partir de señales de mercado, sino que se plantearon proyectos disponibles para cada escenario que fueron ordenados por el modelo PET.

Parte de los resultados no hacen sentido al tener costos marginales menores a los costos de equilibrio necesarios por varias tecnologías de generación, es decir, no es rentable poner en funcionamiento ciertos proyectos, esto sucede porque se optimiza con una lista seleccionada de proyectos según criterios no necesariamente económicos, sino que un tanto forzado a un tipo de tecnología en particular, y no con un pool de proyectos completo y equilibrado con cada tecnología de generación. Este resultado es factible para centrales de fuentes renovables no convencionales pues generalmente son incentivadas a partir de subsidios y el incentivo se daría a través del proyecto de ley ERNC; pero para las centrales base de expansión (centrales a carbón y ciclos combinados) no existen subsidios. En la Tabla 4.2 están los costos marginales proyectados en el estudio EE2030.

Tabla 4.2: Costos marginales proyectados en el SIC

Escenario	Costo marginal proyectado 2030 [US$ /MWh]
Mercado SIC	79,5
ERNC SIC	70,8

Fuente: Elaboración propia con información Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013)

Finalmente, en la Tabla 4.3 está la capacidad instalada al 2030 en cada uno de los dos escenarios estudiados (Mercado y ERNC), se observa que el escenario ERNC-SIC tiene una orientación fuerte al desarrollo de energía geotérmica, mientras que el escenario de Mercado-SIC posee una tendencia hacia el aumento en la capacidad instalada de energía hidroeléctrica.

Tabla 4.3: Proyecciones capacidad instalada por escenario 2030 (SIC)

	Mercado-SIC		**ERNC-SIC**	
Tecnología	**MW**	**%**	**MW**	**%**
Eólica	487	2 %	1634	7 %
Solar	973	4 %	934	4 %
Geotermia	730	3 %	4901	21 %
Biomasa	487	2 %	1167	5 %
Mini-hidro	973	4 %	1167	5 %
Hidráulica	12410	51 %	6768	29 %
Carbón	2190	9 %	2100	9 %
Diesel	2920	12 %	3034	13 %
GNL	3163	13 %	1634	7 %
Total	**24333**	**100 %**	**23339**	**100 %**

Fuente: Elaboración propia con información Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013)

Mientras que en el SIC se prevee un aumento de la capacidad instalada de ERNC que oscila entre el 15 % (Escenario de Mercado) y el 42 % (Escenario de ERNC), en el SING se posee una proyección bastante más favorable para este tipo de tecnologías, dado que su capacidad instalada oscilaría entre un 45 % y 55 % (contabilizando tecnologías Solar, Eólico, Mini-hidro, Geotermia, Biomasa). Dentro de esta capacidad instalada, la energía Solar sería la tecnología predominante en el escenario ERNC con un 40 %, mientras que en el escenario de Mercado, la energía eólica sería la que más abarque en capacidad instalada dentro de las energías limpias con un 24 % de los MW del SING, lo que se resume en la Tabla 4.4

Tabla 4.4: Proyecciones capacidad instalada por escenario 2030 (SING)

	Mercado-SING		**ERNC-SING**	
Tecnología	**MW**	**%**	**MW**	**%**
Eólica	2443	24 %	1218	12 %
Solar	1120	11 %	4062	40 %
Geotermia	1018	10 %	305	3 %
Biomasa	0	0 %	0	0 %
Mini-hidro	0	0 %	0	0 %
Hidráulica	0	0 %	0	0 %
Carbón	3563	35 %	1929	19 %
Diesel	509	5 %	305	3 %
GNL	1527	15 %	2335	23 %
Total	**10180**	**100 %**	**10154**	**100 %**

Fuente: Elaboración propia con información Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013)

4.2. Estudio Nacional 2: Beneficios Económicos para Chile de las ERNC

El principal objetivo del estudio fue determinar si un escenario de mayor penetración de capacidad renovable no convencional (ERNC), contribuye a un mayor bienestar social y a un aumento en el crecimiento económico del país, en comparación con un escenario que mantiene las disposiciones de la ley 20.257.

Para cumplir aquello, se realiza un análisis orientado a la operación, y un análisis macroeconómico de los efectos esperados. En lo siguiente, se especificarán algunos de los detalles y metodologías utilizadas para la obtención de los resultados del estudio BECH.

Para la simulación de ambos sistemas interconectados fue utilizado el software LEAP

(Long range Energy Alternatives Planning System). Este software es indicado para simulaciones de largo plazo en las que se pretende ver efectos a gran escala, sin embargo para observar los efectos de la penetración ERNC dicho software no es apropiado, ya que posee limitaciones importantes: no es posible simular operación hidrológica estocástica, la optimización no considera la operación de embalses y no es posible agregar restricciones a la operación de las centrales (mínimos técnicos, tiempo de carga, entre otros). Los costos de transmisión no son evaluados, por lo que se puede inferir que se trata de una simulación uninodal. Un sistema de este tipo supone que los proyectos de transmisión se acoplan a los proyectos de generación, lo cual es correcto, dado que una central no será construida si no puede inyectar energía al sistema. Los factores de planta para las centrales fotovoltaicas y eólicas son más bien altos, en comparación con lo observado en el promedio de estas centrales en Estados Unidos, mientras que los costos de inversión son similares a los reportados en otros estudios, incluso sobredimensionados al contrastar con valores más actualizados como los entregados por Comisión Nacional de Energía (2016b), aquello se aprecia en la Tabla 4.5

Tabla 4.5: Diferencias de Costo de Inversión y Factor de Planta sobre los entregados en BECH

Costo de inversión [US$ /kW]				
Tipo de energía	**BECH (2013)**	**CNE (2013)**	**CNE (2016)**	**OpenEi (2013)**
Solar FV	2.500	2.700	2.100	2.670
Eólica	2.300	2.300	2.300	2.400

Factor de Planta [%]			
Tipo de energía	**BECH (2013)**	**Promedio EEUU**	**OpenEi (2013)**
Solar FV	31	21	22-25
Eólica	30	22	25-30

Fuente: Elaboración propia con información NRDC y ACERA (2013)

En dicho estudio, se realiza el análisis de dos tipos de beneficios: No cuantificables y Macroeconómicos.

Para el primero, se establece que el principal beneficio No Cuantificables es la seguridad de suministro que entrega una mayor diversificación de la matriz eléctrica, al no depender

directamente de los combustibles fósiles, los cuales son mayoritariamente exportados al país (GNL, Carbón y Petróleo). En ese mismo sentido, se establece que las energías limpias entregan una cobertura contra aumentos de precios de combustible y causantes del cambio climático, en este caso las ERNC representan una alternativa más competitiva y menos riesgosa para el mercado eléctrico nacional. Sin embargo, no existe ninguna observación respecto al efecto intermitente de las tecnologías ERNC y sus consecuencias (Holttinen et al. (2009), Troy et al. (2010)) y de los riesgos de suministros que han existido en otros países como Alemania (Spiegel (2013)).

La generación Térmica e Hidráulica es la que genera más PIB en la economía por su escala. Sin embargo, los sectores de generación que generan más PIB por unidad de producto generado son el Solar y Eólico, luego sigue Hidráulica, Biomasa y Térmica. Se puede concluir entonces que el ”escenario ERNC” beneficia económicamente al PIB y al bienestar a través de mayor actividad en los subsectores Solar, Eólica, Hidráulica y Biomasa. Calculando el Valor Presente de su aporte al PIB se observa que se genera un beneficio adicional de 2.246 MMUS$, en comparación al escenario Base (que refleja la continuidad de las tendencias actuales).

Tabla 4.6: Diferencias de impacto en el PIB dado el escenario ERNC vs escenario Base.

Tipo de Impacto	Escenario base	Escenario ERNC	Beneficio Adicional
Directo	38.413	39.916	1.503
Indirecto	27.397	28.140	743
Total	**65.810**	**68.056**	**2.246**

Fuente: Elaboración propia con información NRDC y ACERA (2013)

Además, se realiza un impacto entre los potenciales efectos que conllevaría la diversificación en el empleo.

Los impactos directos en este ítem corresponden al empleo contratado directamente en la construcción y operación del proyecto de generación. Para estimar el empleo directo se utilizan factores de empleo estimados directamente por la consultora PwC e incluyen tanto

las fases de operación como inversión.

Los impactos indirectos en empleo se asocian a los empleos que se generan en el resto de la economía a partir de un aumento en la producción del sector en cuestión. A cada sector se le asocia un número de empleos por valor bruto de la producción (empleos/$) que permite estimar el impacto indirecto en empleo mediante el método de insumo producto. Comparando los escenarios Base y ERNC en cuanto a su creación de empleo permanente, directo e indirecto, se observa que el escenario ERNC crea un total de 7.769 empleos más que el escenario Base en el horizonte del tiempo 2013-2028.

Tabla 4.7: Diferencias de impacto en la generación de empleo.

Tipo de Impacto	Escenario base	Escenario ERNC	Beneficio Adicional
Directo	10.519	13.963	3.444
Indirecto	51.509	55.834	4.325
Total	**62.028**	**69.797**	**7.769**

Fuente: Elaboración propia con información NRDC y ACERA (2013)

4.3. Estudio Internacional: *Solar PV integration cost variation due to array orientation and geographic location in the Electric Reliability Council of Texas*

En el presente estudio (Deetjen et al. (2016)), se analizan los impactos sobre la matriz eléctrica de Texas respecto a la incorporación de paneles solares fotovoltaicos de gran escala. Se plantean tres escenarios de instalación de energía solar, diferenciados por las zonas en que serán puestos en funcionamiento.

La principal similitud con la presente investigación es que su desarrollo fue en el sotfware PLEXOS, por lo que se avala este programa para la evaluación de impactos de las energías renovables no convencionales. El modelo utilizado y las restricciones impuestas

en las simulaciones se detallan en el proyecto ERCOT (Garrison (2014)), en el cual fue expuesto en tesis doctoral el modelo a desarrollar.

Dado un aumento de ERNC, específicamente solar fv, el autor obtuvo resultados positivos para los tres escenarios de instalación (instalación Este, Oeste y Sur), donde destacan los menores costos del sistema en cada uno de ellos: 7,98, 7,94 y 7,90 billones de dólares versus 8,81 del escenario base sin instalaciones solares. Por otro lado, evaluando la generación por tipo de combustible, se produce lógicamente una disminución en la generación térmica entre 3,6 % y 4 % en tecnología a carbón y entre 5 % y 12 % de disminución en la generación mediante GNL. Finalmente, un resultado que resalta es la reducción de emisiones de CO_2 que oscila entre 6,8 % y 7,2 % respecto al escenario base "*Non Solar*.

Como efecto negativo, al incorporar grandes cantidad de energía solar, la carga neta disminuye cuando la radiación solar es máxima, produciendo la llamada "*duck curve*", donde se obtiene una reducción de las horas de carga neta sobre 60 [GW]. Bajo estas condiciones en el momento que decae la radiación y por ende, la generación solar, el sistema debe asegurar la regularidad de suministro mediante el ingreso de centrales convencionales de carga punta, principalmente diésel y también en este caso, centrales nucleares.

Este artículo entrega un buen acercamiento a la modelación de centrales solares de manera estocástica, agregando restricciones de ubicación y dirección de instalación con el fin de optimizar el recibimiento de la radiación. PLEXOS es una herramienta fundamental para la realización de este tipo de investigaciones, ya que entrega herramientas, procedimientos y modelos adecuados para una representación confiable de la realidad de los sistema eléctricos.

5 | Metodología y Materiales

Como indicador principal, se analizará la evolución del costo marginal a mediano y largo plazo y con ello extrapolar el beneficio de costos relacionados a clientes finales regulados y no regulados. Para este procedimiento se utilizará el software Plexos®. Como datos de entrada serán utilizados algunas condiciones básicas de un modelo hidrotérmico y además, se incluyen supuestos para simplificar las simulaciones computacionales pero sin dejar de representar de manera fiel el panorama actual y las características estocásticas de las generación eléctrica, principalmente de la hidrología y de las energías renovables no convencionales intermitentes, como la solar y eólica.

5.1. Formulación del modelo de despacho eléctrico

5.1.1. Condiciones de despacho hidrotérmico

El despacho hidrotérmico es uno de los problemas más abordados y más importantes de los sistemas de energía eléctrica (Matos y Finardi (2012)). Cómo abordarlo, depende de las características de cada sistema y de la abudancia hídrica que tenga, dado que ésta juega un papel relevante en la toma de decisiones (De Queiroz (2016)). En el caso del SIC y SING, ambos son térmico dominantes por lo que su interconexión debe ser tratada con especial detalle en su modelamiento y despacho económico.

Para observar las proyecciones y comparaciones de los costos del sistema (marginales, de generación, totales, integración, entre otros) se obtendrán resultados referidos a los dos principales sistemas eléctricos del país, Interconectado Central e Interconectado del Norte

Grande para posteriormente unir ambos y obtener los resultados del Sistema Eléctrico Nacional, y junto con ello comparar las diferencias entre la división y acople de las redes mencionadas.

El despacho hidrotérmico óptimo del SIC y del Sistema Eléctrico Nacional (interconexión) se determina utilizando un modelado matemático estocástico para minizar los costos totales del sistema. Estos costos corresponden a la suma de los costos presentes y futuros. Esto se realiza dado que en sistema con hidrología abundante, predominante o no, se requiere de un almacenamiento óptimo de energía proveniente de los embalses con el objetivo de minimizar o amortiguar los costos futuros de operación, por lo tanto, la importancia radica en cuánto generar de cada embalse para no comprometer los costos posteriores.

Las principales condiciones y datos utilizados en la simulación de cada sistema son:

- Parque de generación existente a la fecha
- Costo de generación de cada central (asociado al costo de combustible en el caso de las centrales térmicas).
- Demanda del sistema.
- Caudales y afluentes hidrológicos en centrales hidroeléctricas.
- Restricciones de operación de cada central (mínimos técnicos, rendimiento térmico variable, tiempos de toma de carga, tiempos de operación mínimo).
- Capacidad máxima de generación de cada central en cada etapa.
- Sistemas hidrológicos de los principales reservorios: Laja, Maule, BioBío, Rapel, Canutillar.
- Sistema de transmisión simplificado
- Proyección de centrales y transmisión

5.1.2. Modelo de despacho económico

Al modelo del funcionamiento de las centrales que utiliza PLEXOS se han agregado ciertas restricciones y características a los distintos grupos de centrales de los sistemas.

5.1.2.1. Centrales Solares y Eólicas

Para las centrales renovables intermitentes se procedió a indexar cada tecnología a una central "tipo"que representa en promedio la generación horaria anual. Para ello se seleccionaron las centrales El Salvador y El Arrayán para el comporamiento de las tecnologías solar y eólica respectivamente (CDEC-SIC, Centro de Despacho Económico de Carga (2016)).

El procedimiento de indexación fue el siguiente: primero, se determinó un perfil horario de generación para cada tecnología (luego de haber seleccionado la central respectiva), esto de acuerdo a la generación correspondiente al último año de funcionamiento, entre Abril 2015 y Marzo 2016. Segundo, Cada generación horaria se escaló de tal forma de que la potencia máxima de generación fuese 1 [MW], por lo que fue utilizado el factor de planta para dicho fin. Tercero, dado que las centrales eólicas y solar poseen diferentes capacidades instaladas, se realizó un cambio en dicha capacidad, digitando un máximo de 1 [Mw] (al igual que los perfiles de generación) para posteriormente modificar la cantidad de unidades de la central según la cantidad de MW instalados y con ello, utilizar los perfiles de generación destinados a capacidades unitarias, es decir:

$$0 \leq P_{i,t} \leq B_{i,t} * P_{i,max} \tag{5.1}$$

Siendo la generación total de la central:

$$Gen_{i,t} = P_{i,t} * Cap_i \tag{5.2}$$

Donde $0 \leq P_{max,t} \leq 1$, $P_{i,t}$ corresponde a la potencia generada por la central intermitente i escalada a 1 [MW] en la hora t, $B_{i,t}$ es una variable binaria la cual indica si el generador i está Encendido/Apagado (Encendido=1 y Apagado=0) en el periodo t, $Gen_{i,t}$ es la ge-

neración real de la central i en el tiempo t dada su capacidad instalada real y Cap_i es la capacidad instalada de la central i.

De acuerdo a los datos entregados en la operación real del CDEC-SIC se obtuvo que el factor de utilización de las centrales solar y eólica corresponde a 25 % y 28 % respectivamente, datos que están dentro de los parámetros estándar de nivel internacional de este tipo de tecnologías.

5.1.2.2. Centrales Hidroeléctricas

Tanto para las centrales hidroeléctricas de pasada como embalse fue considerada la información hidrológica descrita en la Subsección 5.2.6, la cual entrega información histórica por semana o mes para caudales y afluentes.

EL software optimiza la generación de embalses y caudales de pasada del sistema para el horizonte estudiado, para lo cual se consideraron 58 diferentes hidrologías basado en historial desde 1960 hasta 2014 e incluyendo 3 hidrologías artificiales.

Los escenarios hídricos se generan después de cómo los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) y la Comisión Nacional de Energía simula escenarios de despacho. La generación óptima en cada bloque de demanda es el que minimiza la suma de los costos operativos actuales y futuros para el sistema.

El paso de optimización es un año hidrológico chileno (1 de abril al 31 de marzo del próximo año). Para cada año hidrológico el modelo optimiza la generación de ese año. Al hacer esto, el modelo utiliza ese año hidrológico en los flujos y un promedio futuro en los flujos para el próximo año. El problema se resuelve utilizando programación dinámica dual. Luego que se cumpla una tolerancia entre la diferencia de las soluciones primal y dual (0,1 %), una generación óptima para cada año hidrológico se encuentra (Urzúa et al. (2016)).

Una vez que se determina la generación óptima del embalse, el proceso de simulación

se inicia. El programa simula el mercado con las 58 simulaciones hidrológicas que se construyen con los mismos datos utilizados para la etapa de optimización; estas simulaciones están en secuencias históricas. La primera simulación utiliza la información hidrológica (de los afluentes y caudales) del año hidrológico 1960 para el primer año, la afluencia de 1961 para el segundo año, la de 1962 para el tercero y así sucesivamente. La segunda simulación se inicia con la afluencia del año 1961, a continuación, utilizando la afluencia del año 1962 para el segundo año, y así sucesivamente. La última simulación se inicia con la afluencia del último año hidrológico. Si no existe la afluencia del próximo año, el modelo utiliza la afluencia desde el año 1960 como la del segundo año y comienza nuevamente con la iteración. La simulación se hace de esta manera ya que este es el enfoque que utiliza el operador del sistema.

Además, existen varias centrales pertenecientes a las cuencas hidrológicas que generan únicamente en ciertos periodos si la central aguas arriba lo permite, por lo tanto, hay momentos en que centrales pueden no entrar en funcionamiento.

Lo descrito anteriormente se resume como:

$$0 \leq Gen_{i,t} \leq B_{i,t} * F_{i,t} * Ef_i \tag{5.3}$$

Donde $F_{i,t}$ corresponde al afluente o caudal de la central i y Ef_i es el rendimiento de generación central hidroeléctrica i en [MW/cumec].

El modelado de las principales cuencas hidrológicas del SIC se realizó según información dada en Leanez y Valdebenito (2013).

5.1.2.3. Centrales Térmicas

Las centrales térmicas cumplen un papel importante en la regulación de carga de un sistema eléctrico. Pese a que están constantemente criticadas, es necesaria su presencia cuando la capacidad hídrica instalada no es lo suficientemente robusta para abastecer un porcentaje de demanda significativa.

Estas centrales se separan en dos tipos: de base y de punta. Las primeras corresponden a las que requieren insumos como el carbón y gas natural y las características que poseen son tiempos de carga más altos, costos de combustibles y operación bajos respecto a las térmicas de punta que oscilan entre 30 y 115 [US$/MWh] y mínimos técnicos similares. Por otro lado, las centrales de punta, poseen tiempos de carga bajos, por lo tanto, pueden ser encendidas y apagadas rápidamente y operan con combustibles tales como diésel y fuel oil, por lo que el valor de la generación mediante este tipo de centrales es más caro: entre 110 y 180 [US$/MWh].

Las centrales térmicas (base y punta) poseen las mismas restricciones de potencia máxima que ostentan las centrales intermitentes. Sin embargo, la diferencia radica en que las centrales térmica requieren de una potencia mínima para ingresar a funcionamiento, es decir, para que su operación pueda inyectar electricidad al sistema, por lo que se agrega la siguiente restricción al software:

$$P_{i,Min} \leq Gen_{i,t} \leq B_{i,t} * P_{i,Max}$$

Donde $P_{i,Min}$ corresponde a la potencia mínima de salida de la central termoeléctrica i.

Esta última restricción tiene bastante importancia dado que las centrales térmicas serán las primeras en ingresar a generar cuando la generación renovable decrece y cuando no exista capacidad de generación hídrica de respaldo, esto debido a que las centrales convencionales sufrirán grandes impactos en su funcionamiento dada una mayor o menor penetración de ERNC.

5.2. Supuestos y datos del sistema

A continuación se describen los principales supuestos y parámetros utilizados en las simulaciones con la finalidad de disminuir las operaciones computacionales pero sin desatender el comportamiento de los sistemas modelados.

5.2.1. Horizonte de estudio

Se simula la operación del SIC para un período de 34 años hidrológicos, el que comienzael 01 de Abril del 2017 y finaliza en Marzo del 2051, sin embargo se considera un año adicional (Abril 2050 a Marzo 2051) para evitar que la optimización agote los embalses el último año de simulación.

5.2.2. Sistema de transmisión

Para la realización de las proyecciones es posible emplear dos tipos de simulaciones en cuanto al sistema de transmisión, una en la cual no se contempla la transmisión en los sistemas interconectados, es decir, un sistema uninodal y otra en la cual es posible utilizar un modelo simplificado del sistema de transmisión. Realizar el primer procedimiento significaría despreciar en gran parte la modelación y comportamiento del sistema, por lo que tampoco se consideraría la inversión en dicho ítem. Para aquello se utilizó la red troncal de transmisión (220kV) como red simplificada del SIC y SING, para los cuales se extrajeron 39 y 17 nodos respectivamente extraídos del Informe Precio de Nudo Abril 2016 (Comisión Nacional de Energía (2016b)), los cuales se detallan en la Tabla 5.1.

Uno de los principales supuestos en el sistema de transmisión, es que las nuevas centrales renovables que se instalen a futuro siempre tendrán una línea de tranmisión (no troncal) disponible para enviar la generación al sistema. Esto se debe a que dichas centrales son instaladas en puntos lejanos a los centros habituales de consumo y alejados de la red troncal de transmisión.

Tabla 5.1: Nodos del SIC y SING utilizados en las simulaciones

SIC	Tensión [kV]	SIC	Tensión [kV]	SING	Tensión [kV]
Alfalfal	220	Las Palmas	220	Atacama	220
Alto Jahuel	220	Los Maquis	220	Chacaya	220
Ancoa	220	Los Vilos	220	Chuquicamata	220
Calabozo	220	Maitencillo	220	Collahuasi	220
Candelaria	220	Melipilla	220	Cóndores	220
Cardones	220	Melipulli	220	Crucero	220
Carrera Pinto	220	Nogales	220	Domeyko	220
Cautín	220	Pan de Azúcar	220	El Cobre	220
Cerro Navia	220	Pangue	220	Encuentro	220
Charrúa	220	Paposo	220	Esmeralda	220
Chena	220	Polpaico	220	Laberinto	220
Chiloé	220	PuertoMontt	220	Lagunas	220
Ciruelos	220	Punta Colorada	220	Nueva Zaldívar	220
Colbún	220	Quillota	220	Parinacota	220
Concepción	220	Rahue	220	Pozo Almonte	220
Diego de Almagro	220	Rapel	220	Tarapacá	220
Guacolda	220	San Luis	220	Tocopilla	220
Hualpén	220	Temuco	220		
Itahue	220	Valdivia	220		
Lampa	220				

Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Nacional de Energía (2016b)

5.2.3. Sistema de generación

La matriz de generación base utilizada corresponde a la reportada por la Comisión Nacional de Energía (2016b), donde se detallan las centrales que están actualmente en funcionamiento y a ello será sumado el plan de obras de generación descrtio en Tabla A.3 y Tabla A.4. Además, se incluye un plan adicional de generación descrita en la Sección 5.3.

5.2.4. Proyección de demanda eléctrica

La previsión de demanda utilizada para el horizonte del estudio es la reportada en el Informe de Precio de Nudo SIC de Abril 2016 (Comisión Nacional de Energía (2016b)) e Informe Precio de Nudo SING de Abril 2016 (Comisión Nacional de Energía (2016c)), desde donde se obtuvo la proyección de la demanda energética hasta el año 2035. Para los años siguientes del horizonte de estudio (2035-2050), se realizó el supuesto de que la tasa de aumento de la demanda corresponde al entregado para el último año mostrado en el Informe Precio de Nudo SIC, es decir, un 3,5 %. Las previsiones de demandas entregadas por la CNE se resumen en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Nodos del SIC y SING utilizados en las simulaciones

Año	Dda SIC [GWh]	Dda SING [GWh]	Total [GWh]	% Variación
2016	51851,37	17649,20	69500,57	
2017	53869,32	18556,42	72425,74	4,21 %
2018	56209,76	19488,27	75698,03	4,52 %
2019	58741,77	20416,24	79158,02	4,57 %
2020	61499,57	21370,23	82869,80	4,69 %
2021	64220,48	22348,58	86569,06	4,46 %
2022	66773,85	23332,87	90106,72	4,09 %
2023	69408,33	24359,82	93768,15	4,06 %
2024	71916,31	25653,64	97569,95	4,05 %
2025	74430,67	26787,08	101217,75	3,74 %
2026	77019,64	27893,98	104913,62	3,65 %
2027	79684,01	29011,85	108695,86	3,61 %
2028	82435,97	30152,31	112588,28	3,58 %
2029	85274,35	31313,21	116587,56	3,55 %
2030	88202,26	32499,17	120701,44	3,53 %
2031	91330,59	33708,95	125039,53	3,59 %
2032	94562,75	34944,07	129506,81	3,57 %
2033	97902,65	36205,40	134108,05	3,55 %
2034	101354,35	37493,84	138848,20	3,53 %
2035	104922,08	38810,36	143732,44	3,52 %

Fuente: Elaboración propia en base a Comisión Nacional de Energía (2016b)

5.2.5. Costos futuros de combustibles

Los costos futuros de combustibles se han asumido constantes en todo el periodo de estudio y son iguales a los reportados por la base de datos y cálculos de salida del Informe Precio de Nudo entregado por la Comisión Nacional de Energía (2016d).

5.2.6. Estadística Hidrológica

La estadística hidrológica es construida a partir de la información entrega por la Comisión Nacional de Energía (2016b), donde se detallan los afluentes y caudales hacia los embalses y centrales de pasada respectivamente, dado el historial de aguas recopilado desde 1960 a 2014, siendo por tanto 55 hidrologías posibles para cada elemento. Además, se consideraron 3 hidrologías artificiales contempladas por la CNE en la obtención del Informe Precio de Nudo definidas como hidrología seca, media y húmeda, con lo que finalmente se utilizaron 58 hidrologías para la realización de las simulaciones de los sistemas interconectados.

5.3. Escenarios proyectados a 2050

En el desarrollo de las simulaciones se han construido cuatro escenarios que sensibilizan el desarrollo de la investigación. Sin bien una de las metas principales en la Política Energética es alcanzar un 70 % de generación eléctrica renovable al 2050, continuar mayoritariamente con la construcción de centrales térmicas convencionales es una acción que podría demorar el alcance de dicho objetivo. Los escenarios presentados apuntan a aquellas políticas que no enfoquen recursos en la consecución de la Estrategia Nacional. El escenario base considera una penetración de 25 % de ERNC, dado que según un estudio de Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) (2016a) la matriz eléctrica debiese alcanzar un mínimo de dicha magnitud.

Para los siguientes escenarios se consideraron diferentes penetraciones de Energías Renovables (contemplando centrales de embalses en el extremo sur del país) hasta forzar un total de tecnologías limpias tal que su generación total alcanzara el objetivo de la política definida anteriormente. La Tabla 5.3 resume los escenarios utilizados en el trabajo de investigación.

Tabla 5.3: Escenarios de simulación desagregados por tipo de tecnología.

	ERNC	**Térmicas**	**Embalses**	**Pasada**
Escenario 1	25 %	60 %	10 %	5 %
Escenario 2	35 %	50 %	10 %	5 %
Escenario 3	45 %	42 %	8 %	5 %
Escenario 4	50 %	30 %	11 %	9 %

Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que la simulación del Escenario 4, fue iterada hasta que en días de máxima radiación solar se alcanzara el 70 % de generación renovable por día, para los días restantes el porcentaje es menor y bordea el 60 %. No se incluyó un mayor porcentaje de ERNC dado que este tipo de tecnologías colapsaban el sistema en costos, encareciendo en demasía la generación diaria y por ende, aumentando los costos marginales del sistema eléctrico. Por lo tanto, se consideró que un escenario de máxima capacidad instalada renovable no convencional corresponde a un 50 % de éstas.

Por otro lado, al ingresar mayor capacidad de centrales ERNC implica que el sistema necesita una menor cantidad de centrales de generación de base, por lo que se retiran algunas centrales térmicas (principalmente a carbón) para los escenarios con mayor penetración renovable.

5.4. Método de evaluación de impacto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

La evaluación de impacto del Sistema Eléctrico Nacional es medido en base a los diferentes escenarios de penetración de energías renovables (eólica, solar, embalse, pasada y geotérmica) en contraste con la capacidad de generación térmica.

Para esto, el software PLEXOS representa a los sistemas SIC, SING y SEN en base a los

modelos, supuestos y datos presentados en secciones anteriores con la finalidad de obtener proyecciones de los principales parámetros de una red eléctrica. Bajo el contraste de la Política Energética al año 2050 se pretende corroborar si lo planteado por ésta contribuye a generar un mejor espacio para la integración de las energías renovables no convencionales en el país. Además de comprobar si los costos marginales de la interconexión son significativamente menores (mayores) a los sistemas independientes y verificar cual es el comportamiento o distribución de la generación diaria bajo distintos contexto de generación.

El software utilizado (PLEXOS Integrated Energy Model) es un programa computacional de simulación de mercados eléctricos desarrollado por la empresa australiana Energy Exemplar Pty Ltd. El programa utiliza programación matemática y optimización estocástica para simular, modelar y analizar cualquier mercado eléctrico existente (Energy Exemplar (2016)). PLEXOS integra varias herramientas que permiten estudiar diversos parámetros del Mercado Eléctrico. Dentro de los motores de optimización que utiliza PLEXOS se encuentran: CPLEX, GUROBI, MOSEK, Sulum y Xpress-MP. Para el presente trabajo, las simulaciones se realizaron bajo la licencia del motor de optimización Mosek 7.1.0.22 (Mosek ApS (2016)).

6 | Resultados y Discusión

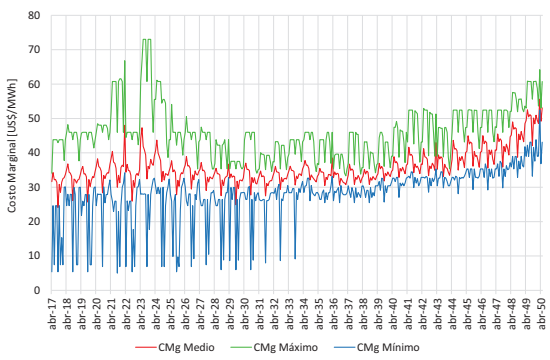
En este apartado, se muestran y analizan los resultados respecto a las simulaciones realizadas para el SIC, SING y SEN representados por PLEXOS. Las simulaciones fueron realizadas en un equipo Intel Core i3-2310M 2.10 GHz con 6 GB de RAM, donde cada simulación fue separada en 7 años (resultando 5 simulaciones por Sistema), las cuales tardaron en su ejecución alrededor de 1 a 2 horas cada una.

6.1. Costo Marginal

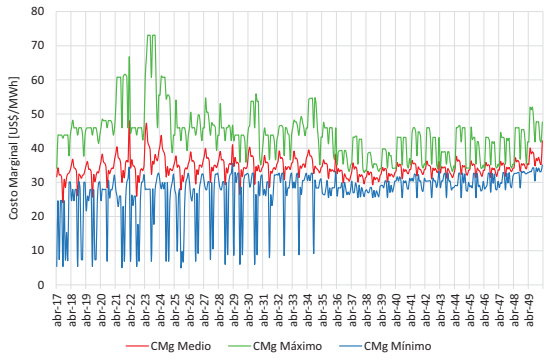
El costo marginal o precio spot es el costo al cual tranzan la energía las empresas generadoras en el mercado spot y corresponde a la unidad más costosa que estuvo en funcionamiento durante el periodo estudiado. En relación a aquello se analizan las consecuencias de diferentes escenarios de penetración de energías renovables no convencionales hacia este resultado.

6.1.1. Sistema Interconectado Central

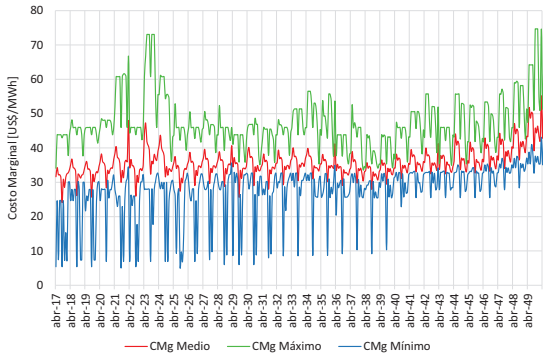
La Figura 6.1 muestra la evolución mensual del costo marginal del Sistema Interconectado Central, realizando la comparación del indicador entre las hidrologías de la simulación, es decir, se obtiene el costo marginal medio para hidrología media, costo marginal máximo para hidrología seca y un costo marginal mínimo para hidrología máxima, dado que la hidroeléctricidad posee costo marginal igual a cero.



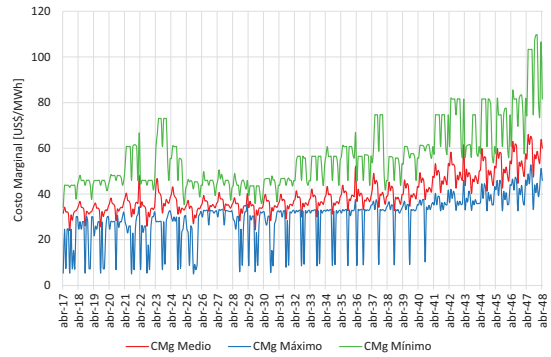
(a) Escenario 1



(b) Escenario 2



(c) Escenario 3



(d) Escenario 4

Figura 6.1: Costos marginales proyectados para cada escenario de simulación del Sistema Interconectado Central.

Fuente: Elaboración Propia

En la figura se observa que los costos marginales de largo plazo son ligeramente menor en el Escenario 2 respecto al Escenario 1 (escenario base), siendo por lo tanto, el escenario de mejores impactos respecto a la penetración de energías renovables no convencionales. Sin embargo, al aumentar la capacidad instalada con tecnologías limpias, el costo estudiado incrementa su valor tanto en las hidrologías medias, húmedas y secas, llegando al Escenario 4 con aumentos significativos en el precio spot.

Tabla 6.1: Costos marginales por escenarios e hidrologías del SIC

Esc.	Costo Marginal Medio [US$ /MWh]			Costo Marginal Máximo [US$ /MWh]			Costo Marginal Mínimo [US$ /MWh]		
	Medio	Máx	Min	Medio	Máx	Min	Medio	Máx	Min
1	35,78	55,62	24,09	46,06	73,02	33,31	27,89	52,46	5,02
2	34,36	48,03	24,09	44,22	73,02	32,86	27,10	35,33	5,02
3	35,66	55,19	25,88	47,29	74,65	33,59	27,37	43,13	5,83
4	42,12	90,15	26,52	62,94	120,60	34,09	31,08	62,57	6,18

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a la Tabla 6.1 se observa que el costo marginal promedio oscila entre 26 y 90 [US$/MWh], manteniendo los valores estables hasta el escenario 3. Posterior a ello es donde se aprecia la mayor alza en el indicador.

Para hidrologías secas (costo marginal máximo) el precio spot toma valores alrededor de los 34 a 120 [US$/MWh], mostrando idéntica característica que en la hidrología media.

Finalmente en hidrologías húmedas el costo marginal es bastante menos volatil en cada una de sus categoías y tanto para la media como máxima y mínima de este contexto se obtienen valores que no difieren en demasía. Los valores rondan entre 5 a 62 [US$/MWh].

En la Figura 6.2 se observa que a medida que la penetración de energías renovables aumenta hasta 35 % (escenario 2) el costo marginal disminuye a una tasa de 0,142 [US$/MWh] por cada punto porcentual de aumento de penetración renovable. Sin embargo, al continuar con el aumento de energías limpias (escenarios 3 y 4), el precio spot promedio torna a una inflexión en su magnitud, ostentando una pendientes de aumento de 0,5 [US$/MWh]. Esto quiere decir que el aumento de generación renovable es beneficioso hasta un punto límite dado por una penetración de 35 %, y al aumentar dicha capacidad, el costo marginal del sistema tiende a aumentar. Esta característica se debe principalmente a que el ingreso de ERNC reemplaza centrales de base a carbón y gas natural, por lo que en momemtos de

mayor generación renovables las de base no son necesarias en gran magnitud, sin embargo cuando dejan de funcionar se requieren un mayor número de centrales de punta funcionando dado que serán necesarios tiempos de carga más bajos para complementar las caídas de carga de las centrales intermitentes.

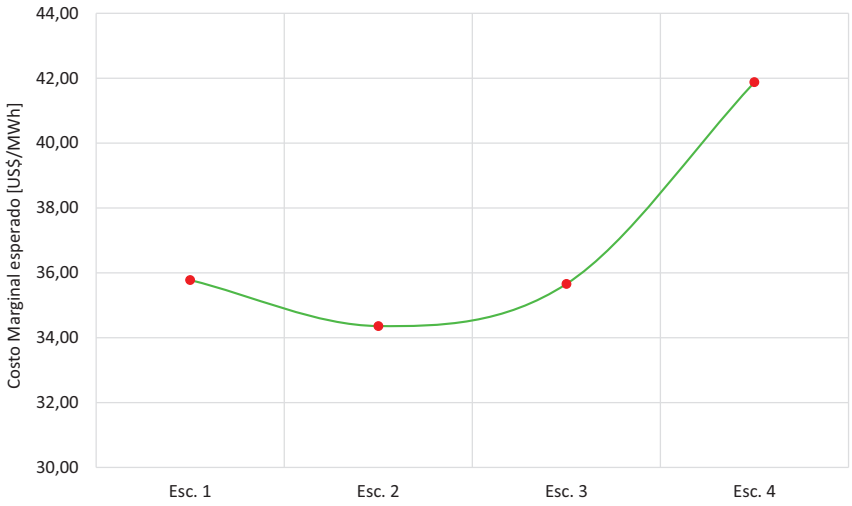
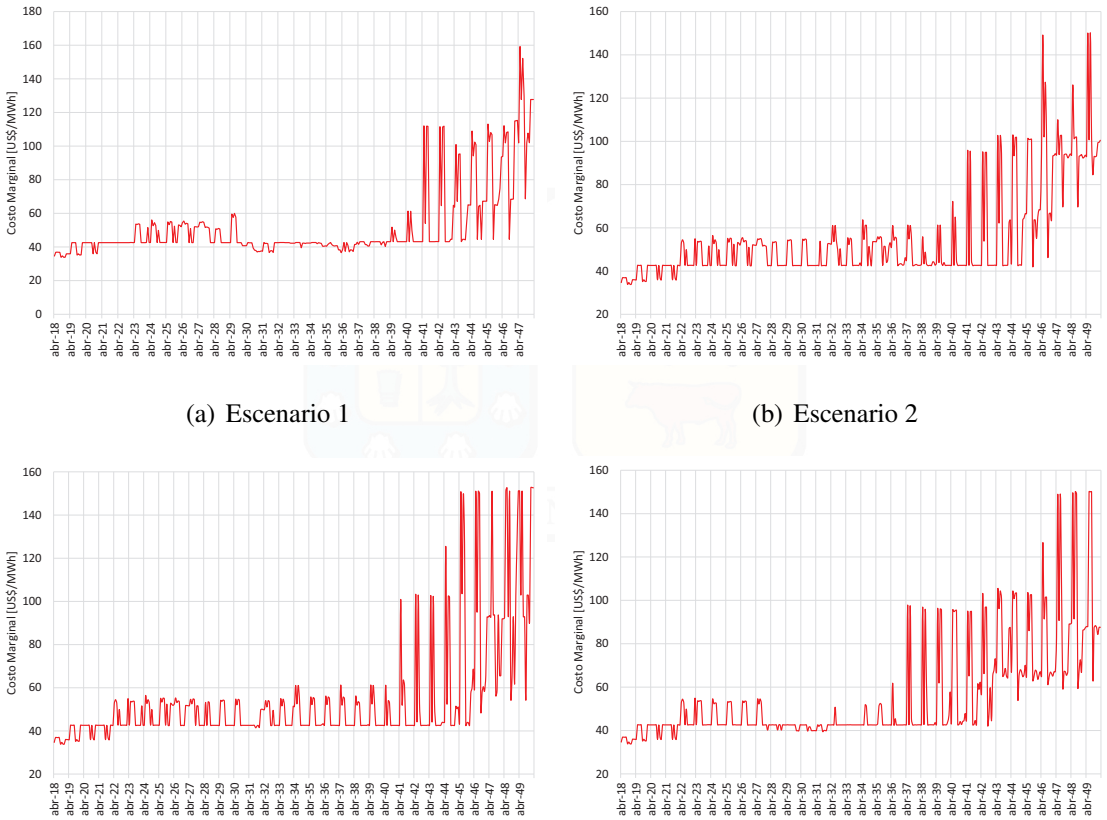


Figura 6.2: Costo marginal medio esperado para cada escenario de simulación del SIC.

Fuente: Elaboración propia

6.1.2. Sistema Interconectado del Norte Grande

La Figura 6.3 muestra la evolución mensual del costo marginal del Sistema Interconectado del Norte Grande. Debido a que en el sistema nortino no existe una presencia significativa de recurso hídricos ($< 0,2\,\%$), los escenarios hidrológicos no fueron trabajados en esta sección.



(a) Escenario 1 (b) Escenario 2

(c) Escenario 3 (d) Escenario 4

Figura 6.3: Costos marginales proyectados para cada escenario de simulación del Sistema Interconectado del Norte Grande.

Fuente: Elaboración Propia

De lo anterior se extrae que el SING al ser un sistema netamente térmico, es una red determinista en cuanto a sus costos producto de que no posee incertidumbre en hidrología y además, que no posee una característica estocástica muy alta producto de las condiciones intermitentes de las ERNC dado que la capacidad instalada de esta tecnología no es significativa. Se aprecia en los cuatro gráficos, que en los comienzos de la simulación los costos se mantienen con una baja volatilidad y a medida que la generación renovable ingresa los costos se vuelven más volátiles y significativamente más altos en comparación a los primeros años de simulación. Esto último se produce ya que el SING pierde en cierta parte su característica determinista, dependiendo en mayor medida de los recursos intermitentes al avanzar en los escenarios, lo que genera que centrales de carga punta deban iniciar más seguido el funcionamiento para complemtar la generación no contínua producto de las ERNC.

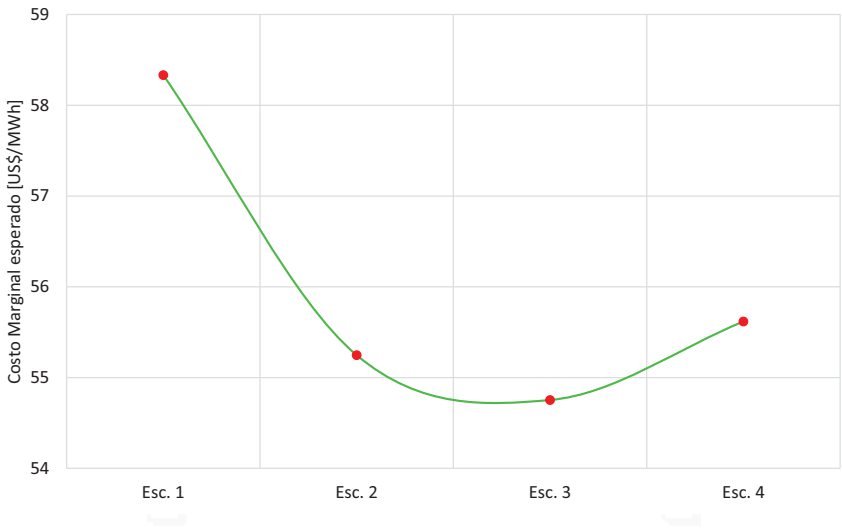


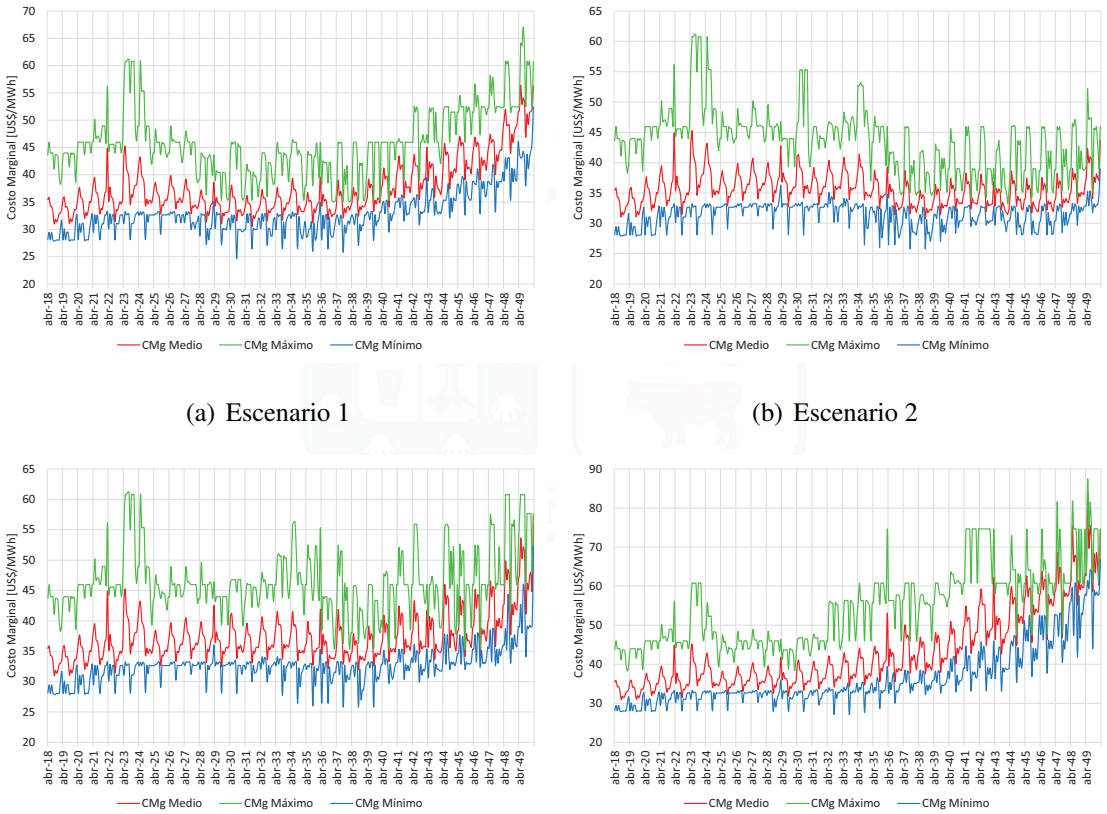
Figura 6.4: Costo marginal medio esperado para cada escenario de simulación del SING

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6.4 se observa un comportamiento similar al de Subsección 6.1.1, en donde el costo marginal promedio deciende a incorporar una mayor capacidad de ERNC. Respecto al escenario base, hasta alcanzar un 45 % de energías renovables, el costo marginal disminuye a razón de 0,18 [US %/MWh] por cada punto porcentual adicional de penetración de tecnologías limpias. Posteriomente, se aprecia un aumento del precio spot de 0,17 [US %/MWh] por punto porcentual de aumento hasta alcanzar el 50 % de ERNC (escenario 4).

6.1.3. Interconexión: Sistema Eléctrico Nacional

La Figura 6.5 muestra la evolución mensual del costo marginal de la interconexión del SIC y SING.



(a) Escenario 1

(b) Escenario 2

(c) Escenario 3

(d) Escenario 4

Figura 6.5: Costos marginales proyectados para cada escenario de simulación del Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: Elaboración Propia

En la figura se aprecia que los costos marginales son bastante más estables en el escenario 2, dado que en los restantes escenario se observa una clara tendencia al alza en el indicador mostrado. Esto se debe principalmente a la participación del SIC, dado que como fue demostrado en la Subsección 6.1.1 el costo marginal se minimiza en el escenario 2 y por lo tanto, al ser el sistema dominante en el país, se prevee que el Sistema Eléctrico Nacional posea características semejantes.

Sin embargo, los costos son ligeramente mayores en los cuatro escenarios, producto de las características inherentes del SING (térmico). Al unificar ambos sistemas el SIC provee la hidrología y las características estocásticas que esto conlleva, en cambio el SING entrega una gran capacidad térmica y una mínima cantidad de ERNC, lo que se traduce en que

aumenta la capacidad instalada de termoeléctricas entregando una cantidad considerable de potencia base (Carbón y GNL), por lo que se espera que los costos marginales del SEN incrementen en pequeña magnitud, puesto que el costo de este tipo de tecnologías es bastante bajo y puede entrar en funcionamiento si la capacidad renovable no es lo suficientemente grande como para desplazar estas centrales.

Tabla 6.2: Costos marginales por escenarios e hidrologías del Sistema Eléctrico Nacional.

Esc.	**Costo Marginal Medio [US$ /MWh]**			**Costo Marginal Máximo [US$ /MWh]**			**Costo Marginal Mínimo [US$ /MWh]**		
	Medio	**Máx**	**Min**	**Medio**	**Máx**	**Min**	**Medio**	**Máx**	**Min**
1	37,42	56,42	24,67	45,87	67,06	34,21	32,42	52,46	5,39
2	35,35	45,27	24,67	43,70	61,18	33,21	30,98	38,97	5,39
3	37,18	57,38	28,32	46,43	61,18	34,21	32,15	52,20	5,42
4	42,85	83,74	28,86	54,12	87,23	34,21	35,96	66,78	6,28

Fuente: Elaboración Propia

Los principales resultados del costo marginal respecto a cada escenario de penetración renovable y por contexto hidrológico se muestran en la Tabla 6.2, la cual resume lo siguiente:

- Los costos marginales promedios poseen similitudes en su magnitud y no existe diferencia apreciable que indique que los costos varían considerablemente. El valor oscila entre 24 y 83 [US$/MWh] dependiendo del escenario.
- Para contexto hidrológico seco, los promedios aumentan considerablemente con respecto al punto anterior, pero los valores tienden a volatilizar menos. El costo marginal posee un rango de 33 y 87 [US$/MWh].
- En contexto hidrológico húmedo (CMg mínimo), se observa que los costos maginales disminuyen producto de una alta utilización hídrica y además, los valores poseen una desviación menor entre escenarios, lo que indica que en base a este contexto, los

valores tienden a estabilizarse independiente de la penetración de energías renovables intermitentes.

En la Figura 6.6 se aprecia que a medida que la penetración de energías renovables aumenta hasta 35 % (escenario 2) el costo marginal disminuye a una tasa de 0,21 [US$/MWh] por cada punto porcentual de aumento de penetración renovable. Sin embargo, si la penetración de energías limpias aumenta (escenarios 3 y 4), el precio spot promedio torna a una inflexión, resultando en una pendiente de aumento de 0,5 [US$/MWh].

Esto último indica que la penetración renovable es un potencial beneficio para los costos marginales del sistema hasta el escenario de 35 % de ERNC, dado que al aumentar dicho número, el precio spot tiende a aumentar en su valor promedio esperado.

La estructura de la curva de la Figura 6.6 es similar a la mostrada en la Subsección 6.1.1, pero con un desplazamiento vertical. Esta traslación se produce principalmente porque el SING tiende a entregar una gran cantidad de carga base y carga punta al Sistema Eléctrico Nacional lo que produce que en horas de baja generación renovable los costos marginales del sistema aumentan producto del envío de centrales más caras. Además, el comportamiento de la curva se debe a que mientras mayor es la penetración de energías renovables, mayor es la necesidad de carga base en momento de alta intermitencia, por lo tanto, en horas de demanda estable (09:00 a 16:00 horas) es necesario un flujo constante de energía, implicando que las centrales a carbón y GNL complementen la intermitencia de las centrales solar fotovoltaíca y eólicas, mientras que en horas punta de demanda, se requiere de una gran cantidad de energía que debe ingresar al sistema en pocas horas, siendo las centrales de carga punta como diésel o fuel oil las primeras en ingresar al sistema dada su rápida capacidad de acople al sistema producto de la característica que posee de bajos tiempos de carga.

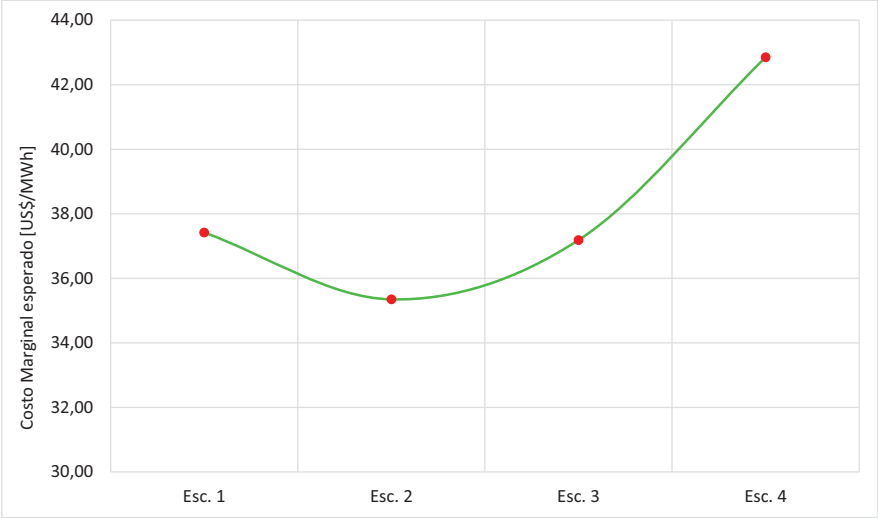


Figura 6.6: Costo marginal medio esperado para cada escenario de simulación del SEN.

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a esta información, se establece que los costos marginales del Sistema Eléctrico Nacional no son menores que los obtenidos en el SIC en promedio, pero si son menores que los analizados en el SING, por lo tanto, en cuanto a costos marginales nacionales, el resultado neto es una disminución del precio spot en el sistema eléctrico, dado que no hay una diferencia significativa entre la primera comparación (<5 %) pero si hay una diferencia clara con el segundo punto comparativo (>30 %), logrando con esto, estabilizar el mercado eléctrico producto de una mayor capacidad instalada y diversidad en la reserva.

6.1.4. Comportamiento estacional del SEN

Al observar los impactos mensuales de la penetración renovable en el Sistema Eléctrico Nacional se aprecia en la Figura 6.7 que para todos los meses el costo marginal aumenta en el escenario 4 de máxima penetración de este tipo de tecnologías, mientras que es mínimo para todos los meses para el escenario 2, en el cual además, se minimiza el costo marginal esperado del SEN. El precio spot alcanza un mínimo en el mes de Septiembre para todos los escenarios, dado que en este mes ocurren los principales deshielos en el país potenciando la actividad hidroeléctrica.

Por otro lado, en el escenario 2 disminuye considerablemente la volatilidad del costo marginal en relación a los otros escenarios, conllevando a que el precio spot de la energía tenga una menor variabilidad, contrastado aquello con el escenario 4, que presenta una desviación estándar mayor que los demás escenarios.

A nivel estacional, la magnitud del costo marginal disminuye en verano debido a que la mayor penetración renovable corresponde a las centrales solares fotovoltaicas, provocando que en meses de mayor radiación se minimice el precio spot del sistema (caso que se estudiará en mayor detalle en la Sección 6.3), mientras que al observar los meses de otoño-invierno, se aprecia la tendencia a aumentar los costos y la volatilidad, dada una reducción de la radiación recibida y aumentos en la demanda total.

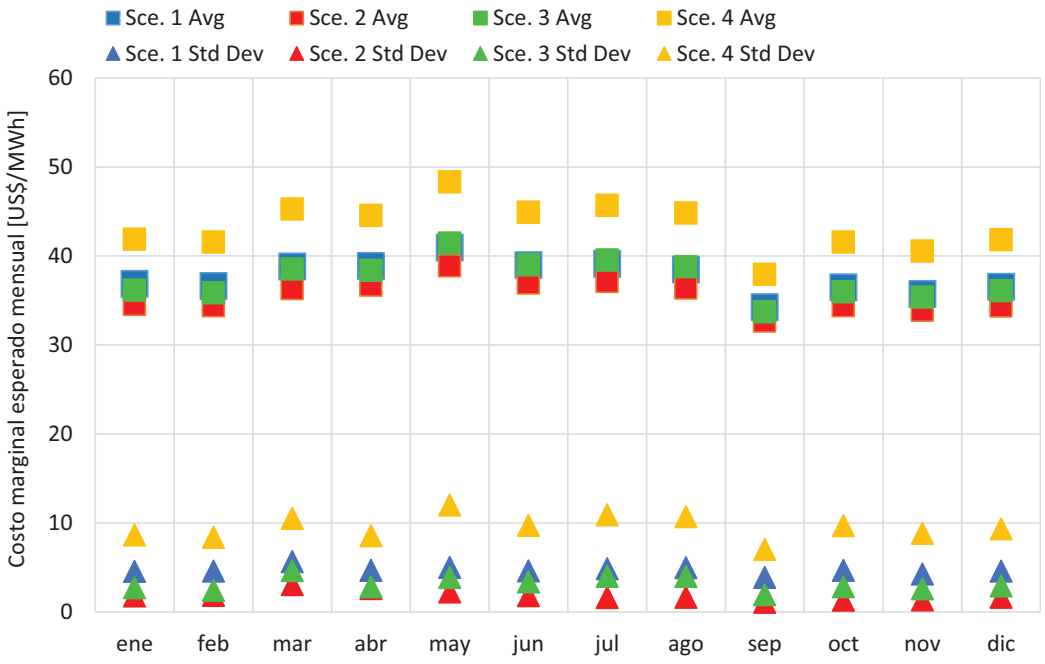


Figura 6.7: Costo marginal medio esperado por mes y escenario simulado para el SEN. Se muestra además, la desviación estándar para cada mes y escenario.

Fuente: Elaboración propia

6.2. Costos del Sistema

Dado que la distribución de los costos no es la misma para cada uno de los componentes de forma individual, se realizará un análisis por separado de los costos de generación, de inversión en transmisión e inversión en generación. Este análisis se realizará únicamente para el Sistema Eléctrico Nacional.

6.2.1. Costos de Generación

Los costos de generación de cada unidad corresponden a su costo variable de generación [US$/MWh] por la energía generada durante el periodo de funcionamiento. El costo variable es la suma del costo del combustible y los costos de operación y mantenimiento (O&M). Es por esto que prácticamente todas las plantas de energía (incluso centrales ERNC) incurren en un costo variable cuando producen energía. Finalmente, el costo total de generación del sistema es la suma de todos los costos individuales.

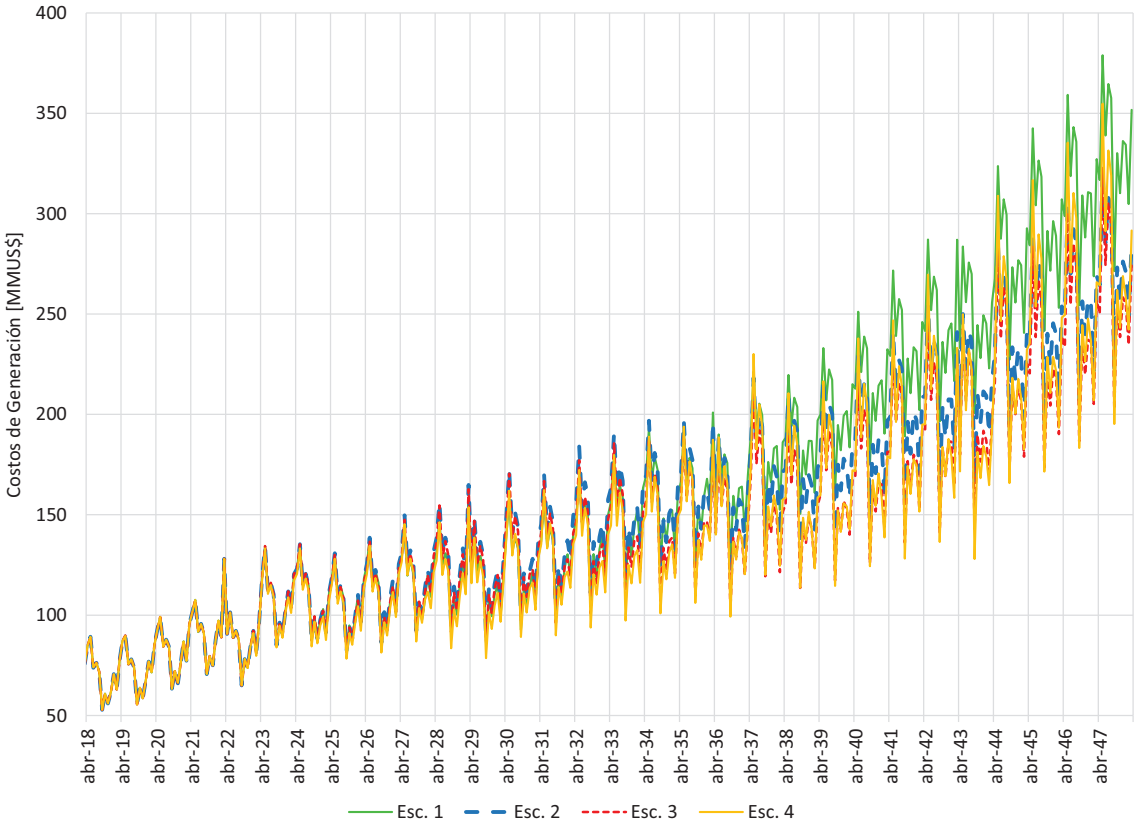


Figura 6.8: Costo de generación mensual proyectado para cada escenario de simulación

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6.8 se aprecia que el costo total de generación disminuye en cada escenario, es decir, para el escenario 1 (base) los costos de generación son claramente mayores debido a una mayor entrada de centrales térmicas, mientras que para el escenario 4 (50 % ERNC) se aprecian costos de generación relativamente menores, lo que es factible apreciar a partir del año 2032, ya que anteriormente los costos son semejantes y no presentan diferencias significativas.

El efecto ocurre principalmente porque a medida que ingresan centrales eólicas y solares evitan el ingreso de centrales de base (Carbón y GNL). Pero también se produce un efecto inverso, ya que al agregar las restricciones de funcionamiento de las centrales térmicas y además existir mayor capacidad instalada renovable no convencional se requiere una mayor capacidad térmica en funcionamiento para amortiguar las intermitencias, lo que genera aumento en los costos de generación. En resumen, el costo de generación

disminuye a causa de un reemplazo de tecnología, mientras que también aumenta debido a las limitaciones operacionales. Sin embargo, el efecto neto es una reducción en el costo total de generación para los escenarios (2, 3 y 4). Aquello se aprecia en el valor presente (a una tasa de descuento de 10 %) del costo de generación de cada escenario: 13.884, 13.614, 13.225, 13.104 [MMUS$] para los escenarios 1, 2, 3 y 4 respectivamente.

Si bien, el valor presente tiende a disminuir a medida que se avanza en los escenarios, los valores promedios indican una pequeña diferencia en los costos de generación para el último escenario.

Tabla 6.3: Costos de generación promedio para el horizonte de simulación.

Escenario	Promedio Mensual Periodo Simulación [MMUS$]	Promedio Mensual 2050 [MMUS$]
1	171,151571	395,985901
2	157,4118551	320,3778921
3	149,5289953	316,6547001
4	151,3865985	357,8030194

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a la Tabla 6.3 de determina que los costos de generación promedio mensual para todo el horizonte de simulación decaen hasta una penetración de 45 % de ERNC (Escenario 3) alcanzando un valor de 149 [MMUS$], mientras que al aumentar la capacidad de generación renovable el costo de generación aumenta producto de la dicotomía en la generación, es decir, a mayor cantidad de capacidad instalada de renovables intermitentes se necesita mayor capacidad térmica de base para amortiguar las caídas de carga y por lo tanto, es un efecto que influye en un aumento relativo en el costo de la generación del sistema.

Para el último año de simulación se aprecia algo similar a lo recien mencionado. El costo promedio mensual de generación decae hasta el escenario 3 y posteriomente aumenta

su valor al haber un mayor porcentaje de energías renovables intermitentes

6.2.2. Costos de Inversión en Generación

El costo de inversión en generación corresponde al costo asociado a la instalación de nuevas centrales en el sistema y se detallan en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4: Costos de inversión en generación para cada tecnología.

Tecnología	Costo de Inversión [US$ /kW]	Factor de Capacidad [%]
Embalse	3200	75
GNL	1300	85
Carbón	3000	88
Hidro - Pasada	3400	60
Eólica	2300	28
Solar PV	2100	25
Geotérmica	6500	85
Biomasa	2700	90

Fuente: Comisión Nacional de Energía (2016b)

De acuerdo a las proyecciones de centrales realizadas en cada una de las simulaciones se construyó la Tabla 6.5, que muestra la inversión anual promedio en cada uno de los escenarios por tecnología. En ellos se han incluido centrales hidroeléctricas de embalse, llegando a incluir una capacidad adicional de 2.200 [MW] (en cuatro centrales) para los escenarios 3 y 4.

Tabla 6.5: Costos de inversión en generación anual promedio por escenario y tecnología.

Esc.	Hidro - Pasada	Mini Hidro	Central Embalse	Solar FV	Eólica	Biomasa	Petróleo Diesel	Carbón	GNL	Geotérmica
1	21	-	-	574	223	0,7	26	1042	315	12
2	45	4	56	826	355	0,7	20	957	172	49
3	136	13	124	1021	486	0,7	12	660	132	161
4	136	13	124	1210	539	0,7	3	407	75	495

Fuente: Elaboración propia.

Como es de esperar, los escenarios de mayor penetración de energías renovables no

convencionales poseen mayores costos de inversión totales, esto debido a que las tecnologías renovables aún no han alcanzado la reducción más baja en sus costos de inversión, por lo que al considerar que los costos presentes serán los mismos para el futuro implica que habrá un alza mientras se avanza en los escenarios, lo que se resume en la Figura 6.9 que muestra los costos acumulados de inversión para cada escenario.

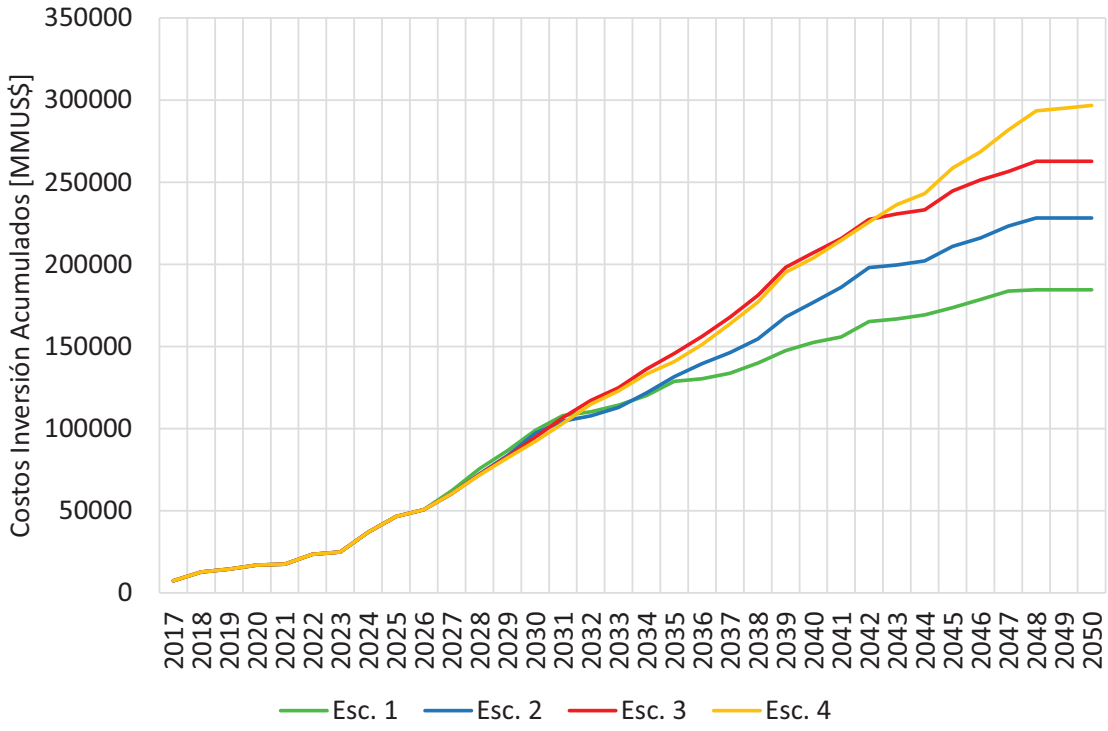


Figura 6.9: Costo de inversión en generación acumulado por escenario de simulación.

Fuente: Elaboración propia

6.2.3. Costos de Inversión en Transmisión

La inversión relacionada al sistema de transmisión fue estimada en relación a la cantidad de nodos reducidos de la red simplificada descrita en la Subsección 5.2.2. Para determinar el valor de cada línea de transmisión de utilizó la información proporcionada por el CDEC-SIC, desde donde se extrajo una estimación promedio de las últimas licitaciones de las líneas de transmisión Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) (2016b), obteniendo un costo de 1412 [US$/(MVA-km)] para las líneas de transmisión 220kV y de 426 [US$/(MVA-km)] para las líneas de transmisión 500kV.

Los aumentos de capacidad fueron establecidos de acuerdo a los excesos de carga por sobre la capacidad de las redes de tal forma de reducir las aislaciones en el sistema, dado que si esto ocurriese las demandas no serían abastecidas de forma complementaría por el sistema sino que serían abastecidas de manera local, aumentando los costos de generación.

Como se mencionó en Subsección 5.2.2 se trabajó únicamente con nodos troncales de 220kV. En las simulaciones, las conexiones entre zonas son absorbidas por la red troncal, pero en la realidad corresponden a redes de 500kV u otras capacidades. En las tablas Tabla 6.6, Tabla 6.7 y Tabla 6.8 se indica la información de redes de transmisión proyectadas en el horizonte de simulación tanto para el SIC como el SING y las líneas correspondientes a la interconexión.

Tabla 6.6: Costos de inversión en transmisión en el SIC para el contexto de interconexión.

SIC	Voltaje	Año	Distancia	Aumento	Costo	Escenarios			
	[KVA]	Ingreso	[km]	[KVA]	[MMUS$]	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4
Itahue –>Alto Jahuel	500	2021	185	800	63,08				✓
Charrúa–>Ancoa	220	2022	182,16	500	128,63				✓
Los Vilos –>Nogales	220	2024	97	300	41,10			✓	✓
Itahue –>Alto Jahuel	500	2025	185	400	31,54		✓	✓	✓
Maitencillo –>Cardones	220	2025	148	300	62,70	✓	✓	✓	✓
Charrúa–>Ancoa	220	2030	182,16	400	102,90			✓	✓
Itahue –>Alto Jahuel	500	2030	185	600	47,31			✓	✓
Los Vilos –>Nogales	500	2030	97	300	12,40	✓	✓	✓	✓
Candelaria –>Alto Jahuel	220	2032	93	400	52,53				✓
Pan de Azúcar–>Polpaico	500	2033	402	800	137,07		✓	✓	✓
Maitencillo –>Cardones	500	2035	148	200	12,62				✓
Pta Colorada–>Pan Azúcar	220	2036	88,34	600	74,85	✓	✓	✓	✓
Los Vilos –>Nogales	500	2037	97	700	28,94	✓	✓	✓	✓
Itahue –>Alto Jahuel	500	2038	185	500	39,42		✓	✓	✓
Los Vilos –>Nogales	220	2039	97	700	95,89			✓	✓
Candelaria –>Alto Jahuel	220	2040	93	400	52,53			✓	✓
Pan de Azúcar–>Polpaico	500	2040	402	800	137,07				✓
Los Vilos –>Nogales	220	2044	97	500	68,49				✓

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.7: Costos de inversión en transmisión realizada para interconexión SIC-SING

SIC	Voltaje [KVA]	Año Ingreso	Distancia [km]	Aumento [KVA]	Costo [MMUS$]	Escenarios Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4
Cardones –>Encuentro	500	2018	610	1500	389,97	✓	✓	✓	✓
Cardones –>Encuentro	500	2035	610	500	129,99	✓	✓	✓	✓

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.8: Costos de inversión en transmisión en el SING para el contexto de interconexión.

SIC	Voltaje [KVA]	Año Ingreso	Distancia [km]	Aumento [KVA]	Costo [MMUS$]	Escenarios Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4
Crucero –>Encuentro	220	2018	1	600	0,85	✓	✓	✓	✓
Laberinto–>El Cobre	220	2018	2,5	190	0,67				✓
Laberinto–>Nueva Zaldivar	220	2018	90	240	30,50		✓	✓	✓
Encuentro –>Collahuasi	220	2024	201	130	36,90			✓	✓
Laberinto–>Nueva Zaldivar	220	2025	90	240	30,50				✓
Tocopilla –>Crucero	220	2025	70	385	38,06	✓	✓	✓	✓
Crucero –>Chuquicamata	220	2026	65	140	12,85		✓	✓	✓
Encuentro –>El Cobre	220	2026	133	160	30,05	✓	✓	✓	✓
Lagunas –>Collahuasi	220	2026	148	160	33,44	✓	✓	✓	✓
Atacama –>Esmeralda	220	2028	70	140	13,84	✓	✓	✓	✓
Nueva Zaldivar–>Domeyko	220	2032	22	400	12,43				✓
Lagunas –>Collahuasi	220	2033	148	220	45,98		✓	✓	✓
Cóndores –>Parinacota	220	2035	222	99	31,04		✓	✓	✓
Crucero –>Chuquicamata	220	2035	65	230	21,11			✓	✓
Encuentro –>El Cobre	220	2037	133	160	30,05			✓	✓
Atacama –>Esmeralda	220	2042	70	110	10,87				✓
Chacaya –>Crucero	220	2042	154	94	20,44	✓	✓	✓	✓
Tocopilla –>Crucero	220	2043	70	250	24,71				✓
Lagunas –>Collahuasi	220	2045	148	160	33,44			✓	✓

Fuente: Elaboración propia.

Los costos de las inversiones proyectadas en valor presente para los escenarios 1, 2, 3 y 4 es 479, 578, 690, 869 [MMUS$] respectivamente. Estos resultados son consecuencia de un aumento en las centrales renovables intermitentes, lo que implica una necesidad mayor de líneas de transmisión producto del requerimiento de una red robusta que permita entregar la energía demandada. Esto obedece a que la principal demanda esta dada en lugares donde la generación es baja, específicamente la renovable no convencional, por lo tanto, debe

existir una red de trasmisión óptima que permita el envío de electricidad cuando y donde se necesite.

6.2.4. Costos Totales del Sistema

Al existir una mayor capacidad de fuentes renovables instaladas en el sistema, produce una dicotomía en los costos totales del sistema. Esto se debe específicamente a la dirección de los costos en los ítems estudiados anteriormente: Generación, Inversión en Generación e Inversión en Transmisión. Para el primer caso, se prevee que el costo disminuya, mientras que para los siguientes los costos tienden a aumentar bajo escenarios de mayor penetración. Esta disyuntiva produce un efecto neto de aumento en los costos totales del sistema, lo que se resume en la Tabla 6.9.

Tabla 6.9: Valor presente neto de Costos Totales del SEN por categoría [MMUS$].

Escenario	Costo Generación	Inversión Generación	Inversión Transmisión	Costo Total
1	13.884	61.127	479	**75.491**
2	13.614	65.669	578	**79.861**
3	13.225	71.420	690	**85.335**
4	13.104	72.930	869	**86.903**

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 6.10 es posible verificar lo descrito anteriomente. Mientras la penetración de energías renovables no convencionales es mayor, los costos totales del sistema van aumentando producto de la dicotomía Costo Generación-Inversión.

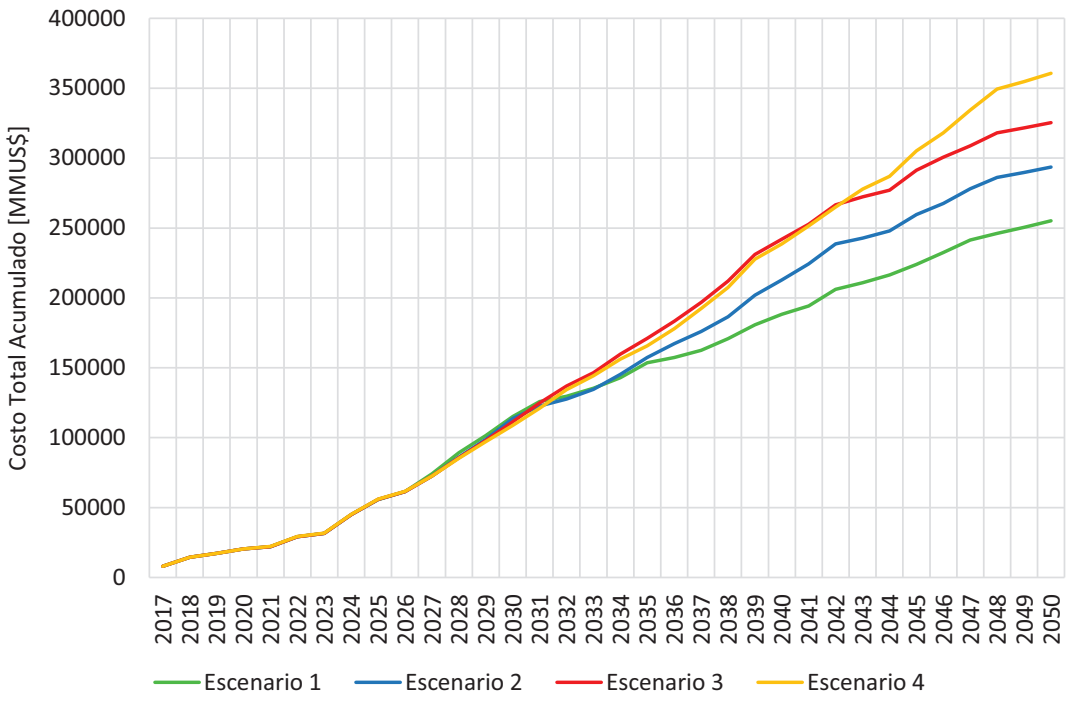


Figura 6.10: Costos totales acumulados proyectados para el horizonte de simulación

Fuente: Elaboración propia

6.2.5. Costos de Integración del Sistema

Para entregar un resultado medible del impacto de las ERNC se calcula el costo incremental de la integración, siendo este costo la relación entre el cambio en el costo total y la generación de energías renovables no convencionales respecto al escenario base (Escenario 1) Urzúa et al. (2016), es decir, se mide el cociente entre la diferencia del costo total y el aumento de la generación de NCRE en relación al escenario 1. En la Tabla 6.10, se muestran los resultados de los costos de integración para cada uno de las categorías de costos analizados, es decir, costos de generación, inversión en generación e inversión en transmisión para las energías renovables por cada escenario simulado.

Tabla 6.10: Costo de integración para las ERNC por escenario.

	Costo Total	Generación	Variación Costo Integración [US$ /MWh]			
Esc.	[MMUS$]	[GWh]	Costo Generación	Inv. Generación	Inv Transmisión	Costo Total
1	75.491	351.976	-	-	-	-
2	79.861	387.976	-7,5	126,2	2,7	121,4
3	85.335	443.718	-7,2	112,2	2,3	107,3
4	86.903	496.934	-5,4	81,4	2,7	78,7

Fuente: Elaboración propia.

Dado estos resultados se aprecia que a medida que la capacidad instalada de energías renovable no convencional aumenta, produce diversos efectos en las 3 categorías estudiadas. Para los costos de generación el efecto es positivo, dado que disminuye en los tres escenarios el costo de integración, resaltando más la disminución para el escenario 2 en donde también era mínimo el costo marginal de largo plazo. Para las siguientes categorías (Inversión en generación y transmisión) el costo de integración se ve aumentado, pero a medida que la penetración de ERNC es mayor el efecto disminuye por economías de escala. Lo anterior resume una disminución en el costo incremental de integración en base al aumento de capacidad renovable en el Sistema Eléctrico Nacional. Los resultados indican que para pasar del escenario 1 al escenario 2, el costo por unidad de energía extra producida por las fuentes ERNC, es de alrededor de 121,4 dólares, mientras que si se alcanza el escenario 4, el costo por unidad de energía extra producida por ERNC es de 78,7 dólares.

6.3. Generación diaria por tipo de generador

Para verificar el despacho de cada una de las tecnologías del sistema eléctrico, se extrae información en detalle horario de las simulaciones realizadas en cada escenario para el SEN. La categorización de estos generadores en función de su tipo de combustible y la tecnología revela qué tipos de generadores serán enviados más o menos a menudo dada una mayor penetración de energías renovables no convencionales.

A partir del escenario 2, las centrales a carbón fueron progresivamente reemplazadas

por centrales de gas natural, por lo que entre los primeros dos escenarios hubo un aumento significativo de generación de electricidad mediante esta última tecnología. Entre los escenarios, la generación de energía a partir de las calderas de gas natural de ciclo abierto y ciclo combinado (OCGT + CCGN) se redujo en gran medida a partir del escenario 2, mientras que la generación diaria promedio de electricidad en base a carbón se redujo considerablemente a medida que aumenta la penetración de energías renovables no convencionales, producto de que estas últimas reemplazan a las centrales de carga base (carbón) principalmente la energía solar.

La Figura 6.11 muestra el mix de generación de 24 horas para el 7 de Mayo. Ilustra los cambios en la carga de las centrales y la mezcla de generación neta de cada escenario durante un día de radiación solar mínima. Además, mientras aumenta la penetración de energías renovables se aprecia que la carga neta [17] disminuye y, por consiguiente, hay una menor utilización de recursos térmicos en horario no punta. Esto causa además, que las tasas de ingreso de centrales térmicas sean mayor en horas punta lo que genera que una gran cantidad de centrales deban ser encendidas en muy poco tiempo, aumentando los costos de operación del sistema.

[17] Donde la carga neta es igual a la carga total menos la electricidad generada por centrales solar y eólica

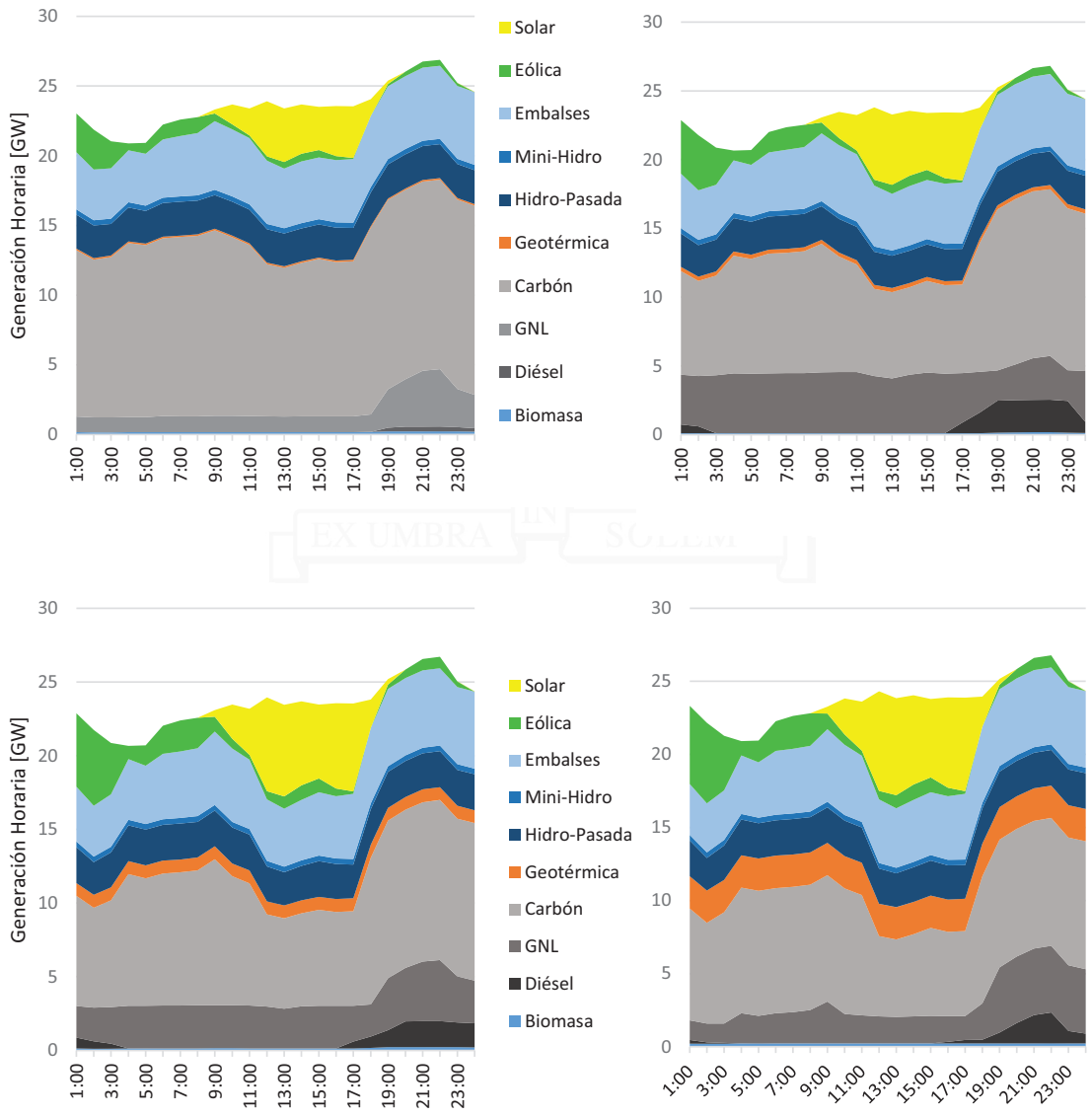


Figura 6.11: Generación horaria para un día típico de Otoño-Invierno donde la radiación solar es baja. De arriba hacia abajo y de izquierda a derecha reprentan los escenarios 1, 2, 3 y 4.

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en la Figura 6.12 se ilustra la generación diaria de cada una de las tecnologías simuladas para un día de verano en donde la radiación solar es máxima (15 de Enero). En cada una de ellas se aprecian cargas netas menores que las registradas en la situación de radiación mínima, es decir, la radiación solar influye directamente en disminuir este indicador y, por lo tanto, en horas punta hay mayores tasas de ingreso de centrales térmicas a la generación del sistema. Lo que produce un aumento en la cantidad de MW

adicionales que deben iniciar su funcionamiento en pocas horas para así cumplir con el pico de demanda.

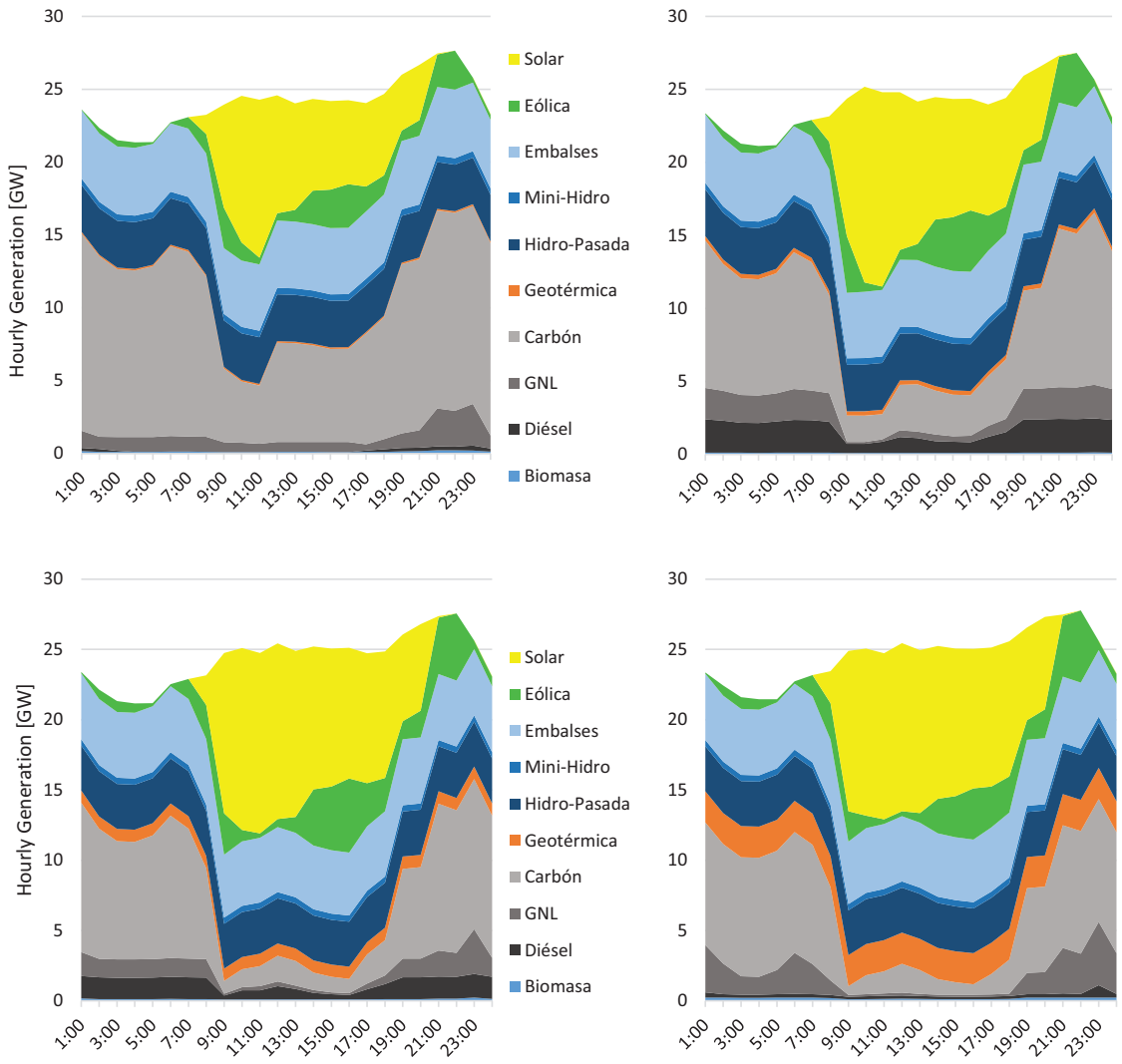


Figura 6.12: Generación horaria para un día típico de Verano donde la radiación solar es máxima. De arriba hacia abajo y de izquierda a derecha reprentan los escenarios 1, 2, 3 y 4.

Fuente: Elaboración propia

Se observa claramente la formación de la "duck curve". Resultados similares se obtuvieron en Deetjen et al. (2016), donde fue evaluado el ingreso mayoritario de centrales solares, implicando que en horas donde la radiación solar es baja o nula, la generación térmica debe aumentar considerablemente para mantener constante el suministro eléctrico.

De acuerdo a los gráficos de generación mostrados, se analiza la tasa de aumento de generación de carga neta. En la Tabla 6.11 se aprecian los resultados de máxima magnitud para los contextos de baja y alta radiación.

Tabla 6.11: Ramprate máximo para contextos de baja y alta radiación entre 17:00-21:00 hr [GW/h]

Escenario	Baja Radiación	Alta Radiación
1	2,42	3,63
2	3,03	4,69
3	3,63	5,07
4	3,76	5,09

Fuente: Elaboración propia.

En ambos casos, se aprecia que mientras mayor es la penetración de energías renovables mayor es la tasa de aumento de generación de carga neta (ramprate) en los horarios de mayor demanda eléctrica. Comparando los escenarios extremos (escenario 1 y escenario 4), dada una radiación baja, el ramprate aumenta un 55 % con la máxima penetración renovables, mientras que en el contexto de alta radiación se produce un aumento del 40 %. Sin embargo, el ramprate alcanza las máximas magnitudes en periodos de radiación máxima, esto debido a que las principales centrales que se instalarán en el país corresponden a tecnología solar, implicando que el decaimiento de su generación ocurre precisamente con el inicio de la demanda máxima del sistema. Por lo tanto, se requieren ingresos máximos de centrales térmicas convencionales entre 3600 y 5000 MW por hora en el periodo de máximo requerimiento energético (17:00-21:00 horas). Esto implica que el sistema eléctrico debe poseer las características de flexible, dinámico y con una gran capacidad de centrales que tengan tiempos de carga bajos. Estas características permitirán que las centrales renovables intermitentes puedan adaptarse de manera adecuada al sistema eléctrico nacional.

El promedio anual de ramprate aumenta a medida que la penetración renovable acrecenta, excepto para el escenario 4, en el cual se tiene un descenso del 5 % respecto al escenario anterior. De acuerdo a ello, es claro que a medida que las centrales renovables ingresan al sistema se requiere de una mayor capacidad de respaldo en horas de alta demanda de

tal forma de complementar la disminución de la generación solar y la alta intermitencia eólica. En la Tabla 6.12 se muestran los resultados correspondientes al promedio de la tasa de aumento de generación térmica entre las 17:00 y 21:00 horas.

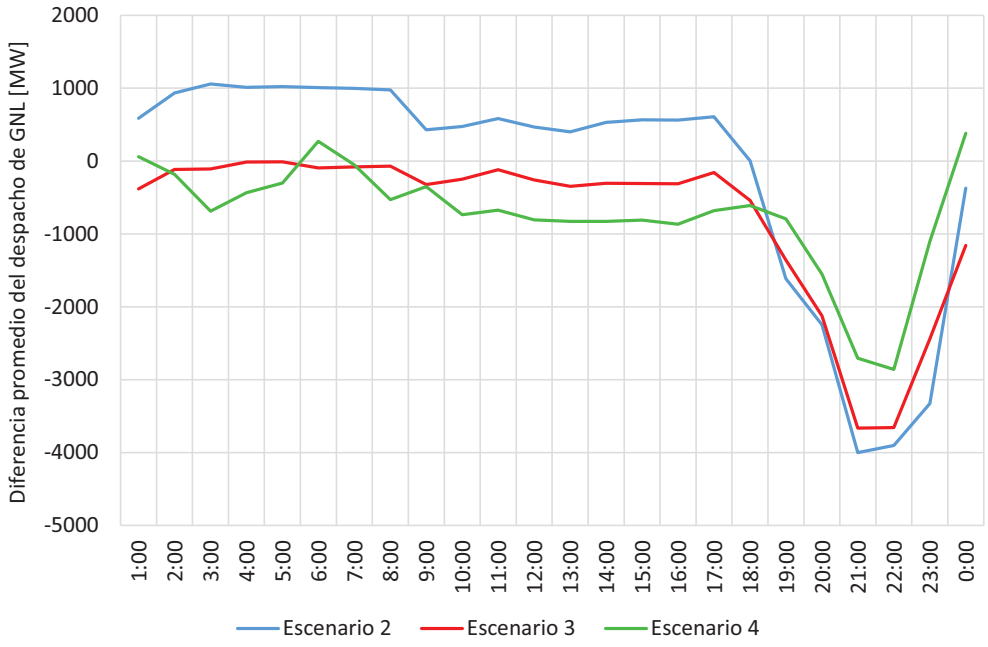
Tabla 6.12: Promedio Ramprate entre 17:00-21:00 hr [GW/h]

Escenario	Promedio Anual
1	1,53
2	1,82
3	1,99
4	1,89

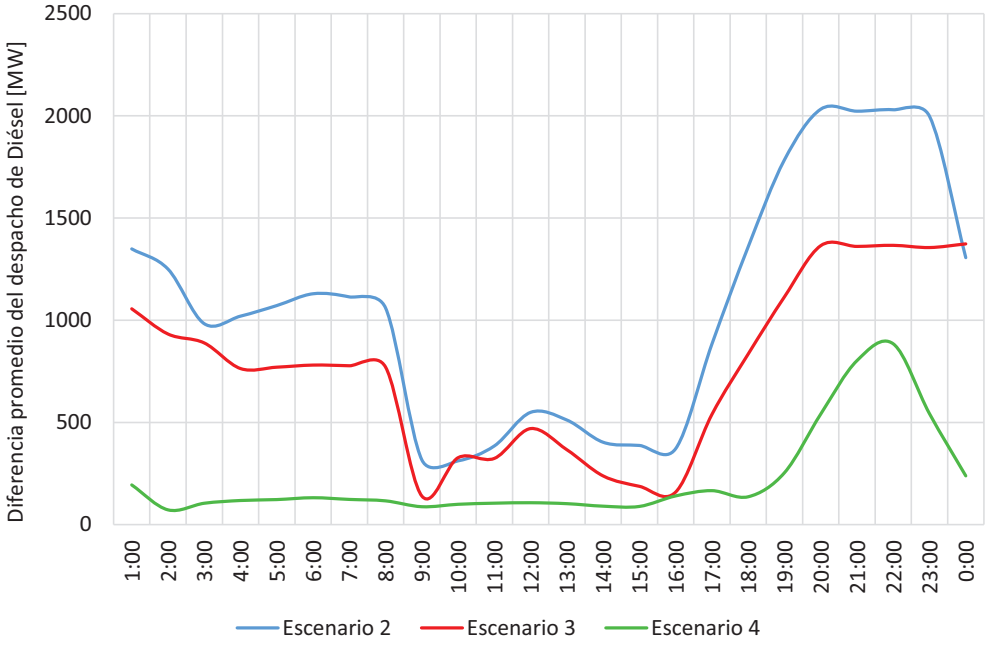
Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar que para los gráficos de generación anteriores, las condiciones hidrológicas se consideraron como media-alta, esto para entregar un análisis únicamente referido a la utilización de las centrales de carga base convencionales (Carbón y Gas) y centrales de carga punta (Diésel y Fuel Oil) en contraste con la generación de tecnologías renovables. Además, en orden ascendente de los escenarios, existe una penetración considerable de energía geotérmica, llegando aproximadamente hasta los 2500 MW hacia el año 2050 para el escenario 4.

En la Figura 6.13 se representa la diferencia de generación promedio entre el escenario base (escenario 1) y los demás. En la 6.13(a) se aprecia que las centrales a gas natural declinan su funcionamiento en horas de mayor demanda, porque al ser en su mayoría centrales de carga base inician su funcionamiento en horas de baja demanda para posteriormente ser desplazadas por centrales renovables, mientras que en horas de alta demanda inician el proceso de generación las centrales diésel y fuel oil, debido a que poseen tiempos de carga más bajos y una mayor flexibilidad en el proceso, lo que se traduce en que estas centrales puedan operar tiempos reducidos para mantener la regularidad de abastecimiento de electricidad, apreciándose aquello en la 6.13(b)



(a) Despacho horario GNL



(b) Despacho horario Diésel

Figura 6.13: ambos gráficos muestran el despacho horario anual medio de un escenario menos el despacho horario anual medio del escenario base, donde los valores negativos indican las horas del día en que la tecnología está siendo utilizada menos que en el escenario base

Fuente: Elaboración Propia

En los tres escenarios comparados, la utilización de GNL es bastante estable, decayendo únicamente en horas de alta demanda. Por otra parte, la generación mediante Diésel o similares permanece siempre activa (producto de la incorporación ERNC) para amortiguar las intermitencias de las centrales solar y eólica, aumentando el envío en horas punta de demanda.

6.4. Emisiones de CO_2

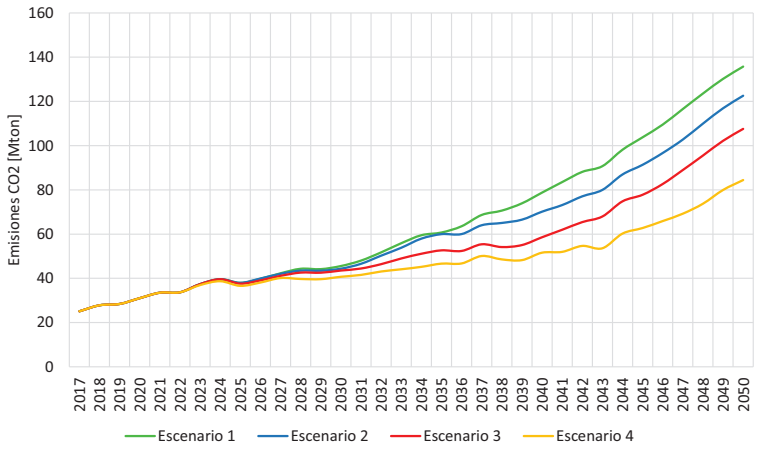
En la presente sección se estimará el efecto que produce cada escenario de penetración de energías renovables en las emisiones de CO_2. Cabe mencionar que las centrales renovables no tienen una huella de carbono nula, dado que en el proceso de construcción si se generan dichas emisiones. Sin embargo, el enfoque será únicamente en las emisiones directas del proceso de generación de electricidad, por lo tanto, se contabilizarán las centrales a carbón, GNL, petróleo diésel y biomasa. Además, el estudio se realizó mediante un factor de emisión en unidades equivalentes de dióxido de carbono y no por cada tipo de gas de efecto invernadero, información dada por Comisión Nacional de Energía (2016b).

La Figura 6.14 muestra la variación de las emisiones de gases de efecto invernadero contrastado por escenarios. En 6.14(a), 6.14(b) y 6.14(c) se evidencia la influencia de la hidrología media, seca y húmeda respectivamente en dichas emisiones. De acuerdo a ello se obtiene la Tabla 6.13 que resume el total de millones de toneladas de gases de efecto invernadero emitidos en todo el horizonte de simulación.

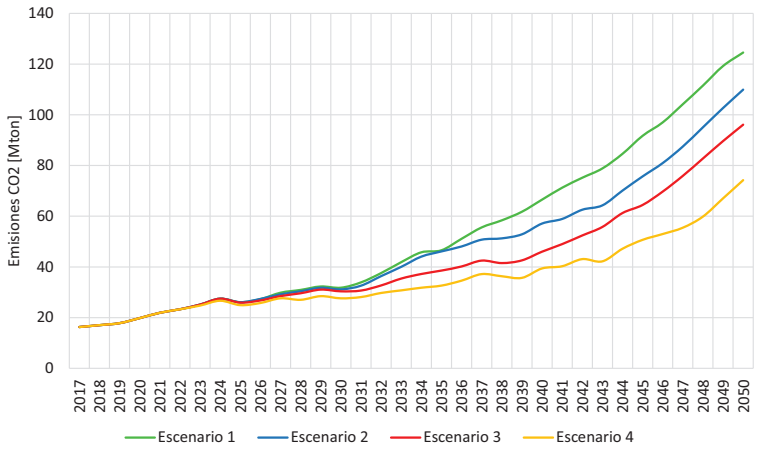
Tabla 6.13: Total de CO_2 emitido en todo el horizonte de simulación [Mton]

Hidrología	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Seca	2704	2549	2328	2075
Media	2222	2059	1847	1612
Húmeda	1804	1612	1425	1198

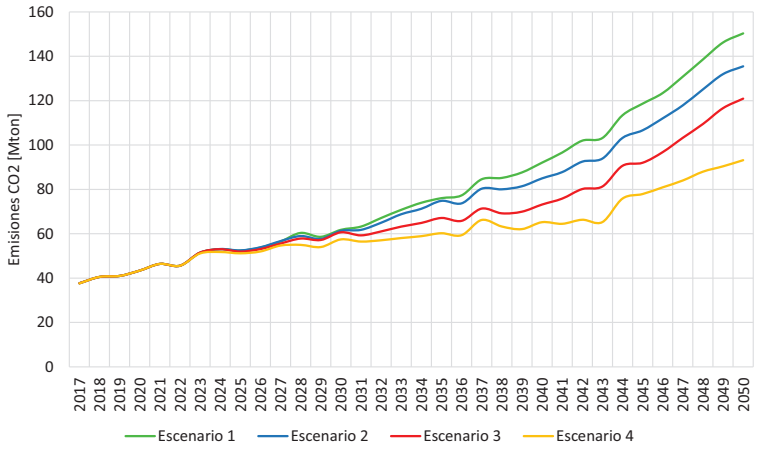
Fuente: Elaboración propia.



(a) Hidrología Media



(b) Hidrología Húmeda



(c) Hidrología Seca

Figura 6.14: Emisiones de gases de efecto invernadero por escenarios e hidrologías.

Fuente: Elaboración Propia

Es evidente que a medida que los años avanzan en el periodo de simulación, las emisiones aumentan producto del ingreso de nuevas centrales térmicas (carbón, GNL y petróleo diésel) lo que también es amortiguado por el ingreso de centrales renovables, ya que a medida que se avanza en los escenarios se observa que las toneladas de gases de efecto invernadero son menores. Sin embargo, el efecto neto es un aumento general para todos los escenarios y contextos hidrológicos.

En cuanto al contexto hidrológico medio, la disminución entre el primer y último escenario es de un 27 %, mientras que los anteriores poseen un ahorro en emisiones de 17 % y 7 %, lo que se resume en la Figura 6.15.

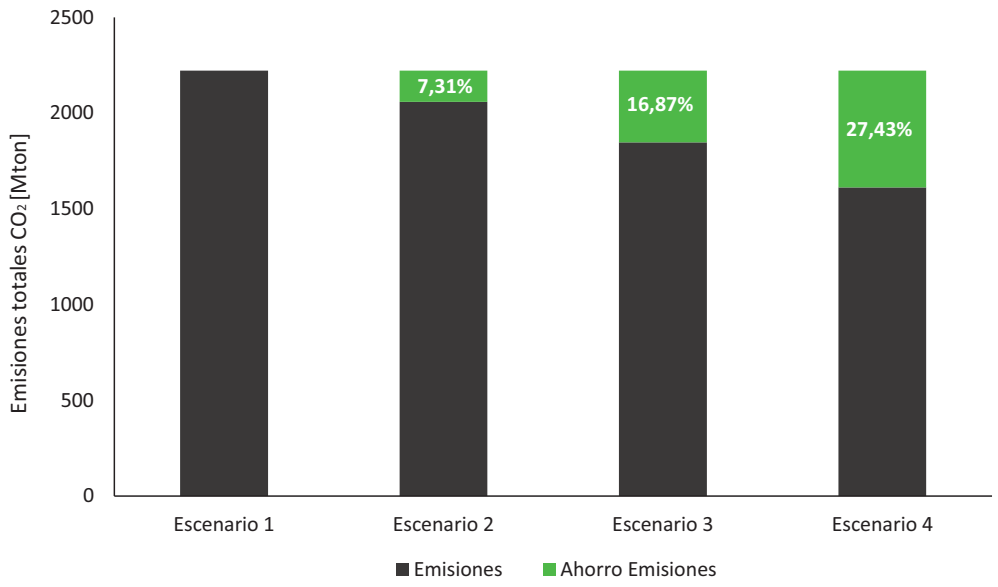


Figura 6.15: Gráfico de barras comparativo de emisiones contaminantes para cada escenario simulado.

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a esta información, se proyecta que a pesar de la incorporación de una alta capacidad renovable, las emisiones de CO_2 aumentarán. Sin embargo, la comparación se debe realizar en función del PIB dado que la propuesta del país en la convención de cambio climático (COP21) se basa en dicha diferencia respecto al año 2007 con el 2030. Cabe mencionar que esta disminución se estimará en función de la matriz eléctrica, no así para toda la matriz primaria de energía. El PIB y emisiones de CO_2 para el año 2007

son: 173.000 millones de dólares y 15 [Mton] de emisiones. Respecto al año 2030 se proyectan los siguientes indicadores: 606.000 millones de dólares en PIB y emisiones entre 40-45 [Mton]. El resultado de esto corresponde a una disminución de 14-24 % para el escenario medio. Por lo tanto, se establece que la incorporación de altas cantidades de energías renovables aportan a reducir las emisiones de carbono. Sin embargo, al no ser una disminución altamente significativa, implica que el país deba enfocar políticas en ámbitos como la gran industria, parque automotriz y minería con el objetivo de alcanzar el compromiso de la COP21 de una reducción de 30 % de emisiones contaminantes al 2030.

A pesar de lo anterior, se establece un mecanismo cuantificable que permita determinar el beneficio monetario de la reducción de GEI. Se plantea un costo de abatimiento similar al costo incremental de integración planetado en la Subsección 6.2.5. El costo de abatimiento se define como el cuociente entre la diferencia del costo total de operaión y la diferencia de emisión de CO_2.

Tabla 6.14: Costo de abatimiento para los escenarios 2, 3 y 4.

Esc.	Costo Adicional [MMUS$]	Reducción Emisiones [Mton]	Costo de Abatimiento [US$ /Ton CO_2]
2	4370	162	26,91
3	9844	375	26,26
4	11412	609	18,72

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, se evidencia en la Tabla 6.14 que el costo de reducción de una tonelada de CO_2 respecto al escenario 1 oscila entre 18 y 27 [US$], apreciándose economías de escala con la incorporación de nueva capacidad de energías renovables no convencionales.

7 | Conclusiones Generales

De acuerdo a los resultados mostrados en la sección anterior, se establece que los costos del SIC, SING e interconexión se muestran impactados por una mayor o menor penetración de energías renovables no convencionales, debido a las características inherentes de un sistema eléctrico como el chileno.

Las simulaciones fueron realizadas para verificar los impactos en el funcionamiento del sistema dado una alta penetración de energías renovables no convencionales hacia el 2050. Para ello se utilizó el modelo PLEXOS, que internaliza una operación de despacho hidro-térmico permitiendo optimizar el uso de embalses y recursos hídricos. Mediante la utilización de cuatro escenarios de penetración se miden los impactos en el SIC, SING y las consecuencias de interconectar los dos principales sistemas eléctricos del país.

Las principales conclusiones de la investigación se detallan a continuación.

1. Al aumentar considerablemente la capacidad de generación renovables no convencional se obtuvo al realizar las simulaciones un impacto positivo en el precio spot de ambos subsistemas eléctricos. Para el SIC, el escenario que mejor respondió a la penetración renovable fue el 2, en el cual se minimizó el costo marginal donde se obtuvo un valor de 34,36 [US$/MWh]. Para el SING, el escenario 3 fue donde se minimizó el precio spot, con un valor de 54,75 [US$/MWh].
   Al unificarlos, la consecuencia neta fue una disminución en los costos marginales de la energía eléctrica para el escenario 2 y en menor medida para el escenario 3. Respecto al SING, el cambio fue significativo, no así para el SIC. El costo marginal obtenido para este contexto es de 35,56 [US$/MWh] y estacionalmente, reduce su magnitud en

verano debido a una mayor generación renovable fotovoltaica coincidiendo además, con los meses de mayor generación hidroeléctrica.

2. El hecho de que una mayor capacidad instalada de energías renovables repercuta positivamente en los costos de los sistemas, implica que una opción viable es enfocar recursos y políticas energética destinada a alcanzar una matriz eléctrica que posea entre 50-60 % de energías renovables (incluyendo hidroeléctricas de embalse), lo que sería un correcto paso para el desarrollo sustentable, ya que obtener un menor precio spot, significa también que las unidades más caras (diésel o fuel oil) ingresan en menor medida al proceso de generación. En adición a aquello, urge el cambio tecnológico de centrales de carbón por centrales de gas natural, debido a que estas últimas poseen una mejor adaptación a los picos de demanda además de ostentar menores tasas de emisión de GEI que sus pares de mineral.

3. La integración de centrales renovables no convencionales propone variados desafíos para el sistema: aumento en la capacidad de transmisión, una capacidad de respaldo considerable dada por centrales convencionales, y aumento de la carga neta en hora punta de demanda, entre otros. Al abordarlos, se obtuvo que una mayor penetración de tecnología limpia implica un aumento en dos categorías de costos (expansión en transmisión e inversión en centrales de generación), mientras que se produce una disminución en los costos de generación, sin embargo, el efecto neto es un aumento en los costos totales del sistema (6-15 %) respecto al escenario base. Esto produce que los costos de integración de las energías renovables sean superiores a lo esperado, donde cada MWh adicional dado un aumento en la capacidad no convencional oscila entre US$78,5-121,4.

4. En la distribución diaria de generación se aprecian dos principales efectos. Primero, la energía solar (eólica también pero en menor medida) tiende a reducir la carga neta en las horas que opera desplazando generadores de mayor costo y por consiguiente, reduciendo el costo total del despacho. La generación hidroeléctrica y las centrales de carga media proporcionan gran parte de la flexibilidad necesaria para adaptarse a esta reducción de carga neta. Segundo, la incorporación mayoritaria de energías

intermitentes requiere una mayor flexibilidad del sistema considerando las horas en las cuales éstas no están en funcionamiento, necesitando generadores despachables rápidamente para apoyar su integración a gran escala, dentro de los cuales se encuentran las centrales de carga punta que incrementan el costo total del envío. Esta dicotomía es una característica inherente de una red eléctrica con una gran penetración de energías intermitentes, la que se presenta con mayor notoriedad en tiempos donde la radiación solar es máxima (verano), generando mayores complicaciones en el despacho de hora punta, ya que deben iniciar la generación una gran cantidad de centrales en muy pocas horas.

5. El funcionamiento de centrales térmicas de base y punta se ve modificado por el ingreso de centrales renovables intermitentes. Para el caso de centrales de GNL (base) su funcionamiento se mantiene prácticamente constante hasta el inicio de la hora punta, instante en el cual su generación decae para dar paso a generadores diésel o fuel oil. Esto ocurre debido a un mayor ingreso de centrales renovables intermitentes. Si éstas poseen una alta volatilidad en su generación entonces durante horas de demanda base deben ingresar centrales térmicas de este tipo (Carbón o GNL), mientras que en hora punta se requiere de una gran cantidad de electricidad en pocas horas, por lo que centrales diésel deben ingresar para complementar rápidamente los picos de demanda.

6. Las emisiones de GEI fueron evaluadas para cada escenario de simulación y por hidrología. De aquello se extrae que a medida que avanza el horizonte temporal se agregan más centrales térmicas de base para satisfacer y complementar las intermitencias solares y eólicas, por lo que las emisiones tienden a aumentar en el tiempo pero a su vez, se ven amortiguadas por una mayor generación renovable. Sin embargo, esto genera un efecto neto de aumento en los GEI. Al estudiar el escenario de mayor capacidad renovable, se aprecia que en él se reduce cerca de un 27 % de contaminantes respecto al escenario 1, generando un beneficio social y ambiental a nivel nacional.

7. Dado que los GEI aumentan en el horizonte temporal, se propuso un indicador de

medida para obtener el costo de reducir una tonelada de carbono en relación a los costos del sistema, así el costo de abatimiento cuantifica monetariamente este ahorro. Se establece que una mayor penetración renovable reduce en gran medida los costos de abatimiento, pasando de 27 (escenario 2 y 3) a 18 (escenario 4) [US$/Ton CO_2].

8. Una buena alternativa para la reducción de las intermitencia es la diversificación de la cartera de proyecto, por lo que el Estado y los entes privados debiesen enfocar recursos para la consecución de aquello y conjuntamente otorgar un mejor escenario para proyectos renovables no convencionales. Esto será posible mediante una regulación en el financiamiento de los proyectos para no recaer en el ciclo contrato-financiamiento que se posee en la actualidad.

9. El trabajo de investigación es un buen acercamiento para derribar y aceptar variadas opiniones respecto a la penetración de energías renovables no convencionales intermitentes, principalmente que su ingreso no presenta problemas para el sistema en cuanto a la red de transmisión o efectos indirectos en las centrales térmicas (como el *cycling*) y el aumento en el costo marginal producto de un gran ingreso de estas tecnologías.

Se establece que la investigación genera un gran potencial para futuros trabajos en el área. Si bien posee supuestos que restringen y/o amplían la operación real del sistema, trabajos posteriores deben incluir una representación más detallada del sistema eléctrico: las líneas de transmisión debiesen ser incorporadas en su totalidad para verificar los traspasos de energías entre zonas y localidad, incorporación de nuevas tecnologías renovables, como la mareomotriz y el potencial de bioenergía disponible. Además, de debe introducir mayor dinamismo en los input de la simulación, como incluir una variabilidad en los costos de combustible, actualizar los costos de inversión y funcionamiento de las tecnologías existentes a medida que avanza el horizonte temporal.

Por otra parte, debiesen agregar a la simulación restricciones como mantenimiento de los equipos y centrales en funcionamiento, desgaste de los generadores producto del *cycling* (efecto producido por una amplia penetración renovable) y pasar de una característica

estática a una estocástica en los perfiles de generación de las ERNC intermitentes, lo que permitirá entregar una mayor confiabilidad y realismo a los resultados. También se recomienda la obtención desagregada de los GEI.

Finalmente, esta investigación es un punto de partida para un trabajo detallado y enfocado en los impactos de las ERNC en el mercado eléctrico chileno y, futuras exploraciones debiesen incorporar las restricciones y parámetros mencionados.

Bibliografía

Ayodele, T. R. y Ogunjuyigbe, A. S O (2015). Mitigation of wind power intermittency: Storage technology approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 447–456.

Benitez, Liliana E.; Benitez, Pablo C.; y van Kooten, G. Cornelis (2008). The economics of wind power with energy storage. *Energy Economics*, 30(4), 1973–1989.

Bigerna, Simona; Bollino, Carlo Andrea; y Micheli, Silvia (2016). Renewable energy scenarios for costs reductions in the European Union. *Renewable Energy*, 96, 80–90.

BP Statistical Review of World Energy (2015).

Caballero, Margarita; Lozano, Socorro; y Ortega, Beatriz (2007). Efecto invernadero , calentamiento global y cambio climático : una perspectiva desde las ciencias de la tierra. *Revista Digital Universitaria*.

Castillo, Gonzalo (2004). *Situación de la Energia en Chile: Desafios para la Sustentabilidad*.

CDEC-SIC, Centro de Despacho Económico de Carga (2016). Operación real del Sistema Interconectado Central. Acceso el 15 de Julio 2016: http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/.

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) (2016a). *Estudio escenario de expansión del parque generador SIC-SING*.

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) (2016b). Licitaciones Troncales. Acceso el 25 Agosto 2016 http://www.cdecsic.cl/informacion-adicional/licitaciones-troncales/.

Centro Nacional de Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (2016). Reporte CIFES Abril.

Chang, Martin K.; Eichman, Joshua D.; Mueller, Fabian; y Samuelsen, Scott (2013). Buffering intermittent renewable power with hydroelectric generation: A case study in California. *Applied Energy*, 112, 1–11.

CIFES, Ministerio de Energía (2016). Reporte Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno.

Cifuentes, Luis A. (2014). Energía termoeléctrica : Impactos ambientales locales y globales.

Comisión Nacional de Energía (2015). Pasos preparatorios para la Interconexión SIC – SING , desde su recomendación hasta su implementación.

Comisión Nacional de Energía (2016a). Energía Abierta. Acceso el 28 de Agosto 2016: http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/.

Comisión Nacional de Energía (2016b). Fijación de Precio de Nudo reporte Abril 2016 (SIC). Descargado de http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/ITD-SIC-ABR16.pdf.

Comisión Nacional de Energía (2016c). Fijación de Precio de Nudo reporte Abril 2016 (SING). Descargado de http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/ITD-SING-ABR16.pdf.

Comisión Nacional de Energía (2016d). Precio Nudo Corto Plazo. Acceso el 10 Julio de 2016: http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/.

Comité Consultivo de Energía (2015). Hoja de Ruta 2050. *Ministerio de Energia, Chile*.

Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013). Escenarios Energéticos Chile 2030: Visiones y temas clave para la matriz eléctrica.

Congreso Nacional (2013). *Ley 20.698, Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales.* Technical report.

De Queiroz, Anderson Rodrigo (2016). Stochastic hydro-thermal scheduling optimization: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 382–395.

Deetjen, Thomas A.; Garrison, Jared B.; Rhodes, Joshua D.; y Webber, Michael E. (2016). Solar PV integration cost variation due to array orientation and geographic location in the Electric Reliability Council of Texas. *Applied Energy*, 180, 607–616.

Energy Exemplar (2016). "PLEXOS® integrated energy model". Acceso el 20 de Mayo 2016 http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/.

English, Jorge (2013). No hay luz verde para el sol.

Foley, Todd; Thornton, Kane; Hinrichs-rahlwes, Rainer; Sawyer, Steve; Sander, Marietta; Taylor, Richard; Teske, Sven; Lehmann, Harry; Alers, Marcel; y Hales, David (2015). *Renewables 2015 Global Status Report*.

Garrison, Jared Brett (2014). *A grid-level unit commitment assessment of high wind penetration and utilization of compressed air energy storage in ERCOT*. PhD thesis.

Generadoras de Chile A.G. (2016a). Boletín del Mercado Eléctrico, Enero 2016.

Generadoras de Chile A.G. (2016b). Boletín del Mercado Eléctrico Sector Generación, Febrero 2016.

Generadoras de Chile A.G. (2016c). Boletín del Mercado Eléctrico, Septiembre.

Graabak, Ingeborg y Korpås, Magnus (2016). Balancing of Variable Wind and Solar Production in Continental Europe with Nordic Hydropower - A Review of Simulation Studies. *Energy Procedia*, 87(1876), 91–99.

Hernando, Andrés (2014). Propuestas de Política Pública - El sector energético en Chile y la Agenda de Energía 2014: Algunos elementos para la discusión. *Centro de Estudios Públicos*.

Herrera, Carolina y Sims, Douglass (2012). El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile : derribando algunos mitos.

Holttinen, Hannele; Meibom, Peter; Orths, Antje; Lange, Bernhard; Mark, O'Malley; Olav, John; Estanqueiro, Ana; Gomez, Emilio; Söder, Lennart; Strbac, Goran; Smith, J Charles; y van Hulle, Frans (2009). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems , results of IEA collaboration. *8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms*, (pp. 14–15).

Huber, Matthias; Dimkova, Desislava; y Hamacher, Thomas (2014). Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69, 236–246.

International Energy Agency (IEA) (2015a). The power of transformation – wind, sun and the economics of flexible power systems.

International Energy Agency (IEA) (2015b). World Energy Outlook 2015.

Katircioglu, Salih Turan; Sertoglu, Kamil; Candemir, Mehmet; y Mercan, Mehmet (2015). Oil price movements and macroeconomic performance: Evidence from twenty-six OECD countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 257–270.

Khan, Syed Abdul Rehman; Zaman, Khalid; y Zhang, Yu (2016). The relationship between energy-resource depletion, climate change, health resources and the environmental Kuznets curve: Evidence from the panel of selected developed countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 468–477.

Kubik, M. L.; Coker, P. J.; y Hunt, C. (2012). The role of conventional generation in managing variability. *Energy Policy*, 50, 253–261.

Lahsen, Alfredo (1988). Origen y potencial de energía geotérmica en los Andes de Chile. Geología y Recursos Minerales de Chile.

Leanez, F y Valdebenito, F (2013). Case Study : Validation of Chilean SIC , hydro-thermal stochastic optimization using scenario-wise-decomposition. *Energy Exemplar*.

Lehr, Jay H; Keeley, Jack W; Lehr, Janet K; y Kingery, Thomas B (2005). *Water encyclopedia*. John Wiley & Sons.

MAPS Chile (2014). Opciones de mitigación para enfrentar el cambio climático.

Matos, Vitor Luiz De y Finardi, Erlon Cristian (2012). A computational study of a stochastic optimization model for long term hydrothermal scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), 1443–1452.

Mena, Diego (2013). Una aproximación al concepto de seguridad energética: su relación con la política energética de chile. *Revista Encrucijada Americana*, 1, 65–77.

Ministerio de Energía Chile (2015). Estrategia Nacional de Energía 2050.

Mosek ApS (2016). Mosek Solver. Acceso el 25 de Septiembre 2016 https://mosek.com/resources/doc.

NRDC, Natural Resources Defense Council y ACERA, Asociación Chilena de Energías Renovables (2013). Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile.

Open Energy Information (2013). Transparent cost database.

Pérez-Arriaga, I. J. y Batlle, C. (2012). Impacts of Intermittent Renewable on Electricity Generation System Operation. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1(January), 1–13.

Quemada, José Mar\'\ia Mar\'\in (2008). Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento. *Información Comercial Española, ICE: Revista de economía*, (842), 65–76.

Santana, Christian; Falvey, Mark; Ibarra, Marcelo; y García, Montserrat (2014). *Energías Renovables en Chile. El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé.*

Spiegel, Der (2013). Germany's Energy Poverty: How electricity became a luxury good.

Sundar, V (2010). *Integration of renewable resources: operational requirements and generation fleet capability at 20 percent RPS*. Technical report, Tech. rep., California Independent System Operator (CAISO).

The Committee of Ministers for Sustainability and Climate Change (2015). Intended Nationally Determined Contribution of Chile Towards the Climate Agreement of Paris 2015. *Gobierno de Chile*.

Troy, Niamh; Denny, Eleanor; y O'Malley, Mark (2010). Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1088–1097.

United Nations/Framework Convention on Climate Change (2015). Paris Agreement. *21st Conference of the Parties*, (pp.3̃).

Urzúa, I. A.; Olmedo, J. C.; y Sauma, E. E. (2016). Impact of intermittent non-conventional renewable generation in the costs of the Chilean main power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 810–821.

A | Anexos

A.1. Tablas

Tabla A.1: Generación Bruta Enero 2016, SIC

Empresa	Generación Bruta [GWh]	Participación
Colbún	997	22 %
Endesa	834	18 %
AES Gener	622	14 %
Guacolda	388	9 %
Pehuenche	237	5 %
San Isidro	227	5 %
Tinguiririca	163	4 %
Pangue	94	2 %
Pacific Hydro	88	2 %
Otros	910	19 %
Total	4560	100 %

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

Tabla A.2: Generación Bruta Enero 2016, SING

Empresa	Generación Bruta [GWh]	Participación
E-CL	572	35 %
Angamos	349	22 %
Norgener	195	12 %
Hornitos	116	7 %
Andina	115	7 %
Otros	270	17 %
Total	1617	100 %

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

Tabla A.3: Total Proyectos en Construcción SING a Febrero 2016

Proyecto	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación
Andes Solar	Fotovoltaico	21	II Región
Jama Etapa II	Fotovoltaico	22,5	II Región
Cochrane U1	Carbón	236	II Región
Pampa Camarones I	Fotovoltaico	6	XV Región
Finis Terrae I	Fotovoltaico	69	II Región
PV Cerro Dominador	Fotovoltaico	100	II Región
Pular	Fotovoltaico	28,9	II Región
Paruma	Fotovoltaico	21,4	II Región
Arica Solar 1 (Etapa I)	Fotovoltaico	18	XV Región
Arica Solar 1 (Etapa II)	Fotovoltaico	22	XV Región
Bolero Etapa I	Fotovoltaico	42	II Región
Cerro Dominador	Termosolar	110	II Región
Kelar	GNL	517	II Región
Cochrane U2	Carbón	236	II Región
Quillagua I	Fotovoltaico	23	II Región
Bolero Etapa II	Fotovoltaico	42	II Región
Finis Terrae II	Fotovoltaico	69	II Región
Lascar Etapa I	Fotovoltaico	30	II Región
Lascar Etapa II	Fotovoltaico	34,6	II Región
Bolero Etapa III	Fotovoltaico	21	II Región
Sierra Gorda	Eólico	112	II Región
Uribe Solar	Fotovoltaico	50	II Región
Bolero Etapa IV	Fotovoltaico	41	II Región
Blue Sky 2	Fotovoltaico	34	II Región
Blue Sky 1	Fotovoltaico	51,6	II Región
Quillagua II	Fotovoltaico	27	II Región
Cerro Pabellón	Geotérmica	48	II Región
Huatacondo	Fotovoltaico	98	I Región
Quillagua III	Fotovoltaico	50	II Región
Energética Mejillones	Carbón	375	II Región
Usya	Fotovoltaico	25	II Región

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.

Tabla A.4: Total Proyectos en Construcción SIC a Febrero 2016

Proyecto	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación
Malalcahuello	Hidro - Pasada	9,2	IX Región
Carilafquén	Hidro - Pasada	19,8	IX Región
Panguipulli	Hidro - Pasada	0,3	XIV Región
Conejo Etapa I	Fotovoltaico	104,5	II Región
La Montaña I	Hidro - Pasada	3	VII Región
La Chapeana	Fotovoltaico	2,8	IV Región
Las Mollacas	Fotovoltaico	2,8	IV Región
Pampa Solar	Fotovoltaico	69	III Región
Renaico	Eólico	88	VIII Región
Solar Cardones	Fotovoltaico	0,44	III Región
Quilapilun	Fotovoltaico	103,2	RM
PFV Olmué	Fotovoltaico	144	V Región
Los Buenos Aires	Eólico	24	VIII Región
La Silla	Fotovoltaico	1,9	IV Región
Valle Solar	Fotovoltaico	74	III Región
Carrera Pinto Etapa II	Fotovoltaico	77	III Región
Río Colorado	Hidro - Pasada	15	VII Región
Los Loros	Fotovoltaico	50	III Región
Ancoa	Hidro - Pasada	27	VII Región
Pelícano	Fotovoltaico	100	III Región
San Juan	Eólico	184,8	III Región
Abasol	Fotovoltaico	61,5	III Región
Chaka Etapa II	Fotovoltaico	27	III Región
Chaka Etapa I	Fotovoltaico	23	III Región
Divisadero	Fotovoltaico	65	III Región
El Romero	Fotovoltaico	196	III Región
La Mina	Hidro - Pasada	34	VII Región
Doña Carmen	Diésel	70	V Región
Valleland	Fotovoltaico	67,4	III Región
Guanaco Solar	Fotovoltaico	50	III Región
Malgarida	Fotovoltaico	28	III Región
Las Nieves	Hidro - Pasada	6,5	IX Región
CTM-3*	Diésel/gas	250,8	II Región
Alto Maipo - Las Lajas	Hidro - Pasada	267	RM
Alto Maipo - Alfalfal II	Hidro - Pasada	264	RM
Ñuble	Hidro - Pasada	136	VIII Región
Los Cóndores	Hidro - Pasada	150	VII Región
San Pedro	Hidro - Pasada	170	XIV Región

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Nacional de Energía.