PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

MEDICIÓN DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES INTERMITENTES EN LOS COSTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

IGNACIO ALEJANDRO URZÚA MANCHEGO

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
ENZO SAUMA SANTIS

Santiago de Chile, Junio 2014

© MMXIV, IGNACIO ALEJANDRO URZÚA M.

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

MEDICIÓN DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES INTERMITENTES EN LOS COSTOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

IGNACIO ALEJANDRO URZÚA MANCHEGO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:
ENZO SAUMA SANTIS
PATRICIO DEL SOL GUZMÁN
JUAN CARLOS OLMEDO HIDALGO
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Junio 2014

© MMXIV, IGNACIO ALEJANDRO URZÚA M.

Life is and will ever remain an equation incapable of solution,

but it contains certain known factors.

NIKOLA TESLA

AGRADECIMIENTOS

Al finalizar mis estudios de Magister, son muchas las personas a las cuales quiero agradecer por su colaboración y apoyo en esta etapa de mi vida. En primer lugar, quiero agradecer al Profesor Juan Carlos Olmedo por guiarme en la búsqueda de temas para esta Tesis y al Profesor Enzo Sauma, por recibirme como alumno y ser mi supervisor una vez que ya iniciado el Magister.

Además, agradezco a Felipe Valdebenito, Power Market Consultant en Energy Exemplar Pty Ltd., por su excelente disposición y comentarios en el uso del modelo PLEXOS®.

Agradezco también el apoyo de CONICYT a través del proyecto FONDECYT/Regular N° 1130781.

El apoyo de mi familia fue muy importante para mí en este proceso. En especial, quiero agradecer a mi papá Álvaro Urzúa Moll, ya que sin su ayuda constante, consejos y experiencia, nunca podría haber terminado este trabajo.

Finalmente, doy las gracias a Camila Hornig por acompañarme en los buenos y malos momentos, durante todo esta etapa.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS IV

ÍNDICE GENERAL V

ÍNDICE DE FIGURAS IX

ÍNDICE DE TABLAS XI

RESUMEN XIV

ABSTRACT XVII

1. Presentación del problema y antecedentes generales 1
   1.1 Las ERNC en la generación de electricidad 1
   1.2 Generación ERNC intermitente: Solar FV y Eólica 4
   1.3 Motivación 10
   1.4 Objetivos 11

2. Marco teórico 12
   2.1 Marco legal 12
      2.1.1 Ley 20.257 12
      2.1.2 Nueva ley sobre ERNC: Ley 20.698 14
   2.2 Radiografía del desarrollo presente y futuro de proyectos ERNC 17
   2.3 Factores que condicionan el impacto de las ERNC intermitentes 19
      2.3.1 Diversificación de matriz de generación 20
      2.3.2 Capacidad de almacenamiento 20
      2.3.3 Sistema de transmisión 21
   2.4 Bibliografía y experiencias internacionales en consecuencias del impacto . 22
      2.4.1 Costos de operación térmica 22
      2.4.2 Capacidad de reserva 27
      2.4.3 Costos de transmisión 28

2.4.4 Costo de desarrollo 29
2.4.5 Otros 29

3. Análisis de estudios nacionales 32
3.1 Estudio Escenarios Energéticos 2030 (EE2030) 32
3.2 Estudio Beneficios Económicos para Chile de las ERNC (BECHL) 37

4. Metodología y desarrollo 40
4.1 Formulación y simulación óptima del problema del despacho eléctrico incorporando ERNC intermitente 40
4.1.1 Problema del despacho hidrotérmico 40
4.1.2 Incorporación de las ERNC intermitentes 41
4.1.3 Modelación de centrales 42
4.2 Metodología de evaluación del impacto 46
4.3 Supuestos y parámetros del Sistema Interconectado Central (SIC) 47
4.3.1 Horizonte de estudio 48
4.3.2 Sistema de transmisión 48
4.3.3 Sistema de generación 50
4.3.4 Etapa de simulación 50
4.3.5 Previsión de demanda 50
4.3.6 Costos futuros de combustibles 51
4.3.7 Estadística hidrológica 52
4.4 Plan de obras de generación 52
4.5 Escenarios de penetración de ERNC 55

5. Presentación y análisis de resultados 56
5.1 Introducción 56
5.2 Costo marginal 57
5.2.1 Efecto en el costo marginal esperado 59
5.3 Costos del sistema 60
5.3.1 Costo de inversión en generación 60

5.3.2 Costo de generación del sistema 63
5.3.3 Costo de inversión en transmisión 65
5.3.4 Costos totales 66
5.4 Capacidad de reserva adicional 69
5.5 Factor de planta 72
5.6 Precio de equilibrio de desarrollo del sistema 75
5.7 Operación de embalses 76
5.8 Emisión de CO_2 79
5.9 Análisis de sensibilidad: aumento en el número de embalses 81
5.9.1 Costo marginal 83
5.9.2 Costo de inversión del sistema 84
5.9.3 Costo de generación del sistema 85
5.9.4 Emisión de CO_2 86

6. Directrices de una política pública, conclusiones y trabajo futuro 88
6.1 Directrices de una política pública para la inclusión de ERNC intermitente 88
6.1.1 Matriz ERNC del sistema 89
6.1.2 Costos y decisiones de inversión 90
6.2 Conclusiones 91
6.3 Desarrollo futuro 94

BIBLIOGRAFÍA 97

ANEXOS 104

A. COSTO DE DESARROLLO DEL SIC 105

B. SOFTWARE Y MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN UTILIZADOS 107
B.1 Motor y algoritmo de optimización: Xpress-MP y punto interior 108
B.2 Algoritmo de punto interior 108

C. RENDIMIENTO TÉRMICO 110

D. CÁLCULO DE CAPACIDAD DE RESERVA 111

E. SISTEMA DE TRANSMISIÓN BASE 113

F. COSTOS MARGINALES ESCENARIO SENSIBILIZADO 115

G. TEST DE SCHEFFE 116

H. PLANES DE OBRAS DE GENERACIÓN 117

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1. Generación ERNC en Chile años 2000-2012 3

1.2. Comparación de generación ERNC con otros medios (Año 2012) 4

1.3. Generación eólica en el SIC año 2012 5

1.4. Generación central Tambo Real (Diciembre 2012 - Octubre 2013) 5

1.5. Partes de un generador eólico 7

1.6. Proceso de generación eléctrica en una celda fotovoltaica 9

1.7. Costo de desarrollo de generación eólica en Estados Unidos (1990-2009) . . 10

2.1. Costo térmico total contra penetración ERNC 23

2.2. Generación renovable anual en Alemania 24

2.3. Aproximación de la emisión total de CO_2 según penetración ERNC intermitente 26

4.1. Función de costo total en base a generación hidráulica 40

4.2. Método de evaluación de impacto 47

5.1. Costo marginal mensual esperado para penetración ERNC total de un 10 %, 15 %, 20 % y 30 % 57

5.2. Costo marginal esperado contra penetración ERNC total 59

5.3. Costo de inversión en centrales por año hidrológico para cada escenario de penetración ERNC 62

5.4. Costo de generación esperado por escenario de penetración ERNC 64

5.5. Costo total por año hidrológico 67

5.6. Factores de planta mensual promedio de centrales a carbón al 2017, ciclos combinados al 2017 y centrales a carbón posteriores al 2017 74

5.7. Generación mensual esperada para los embalses El Toro, Pehuenche y Colbún 77

5.8. Generación por bloque esperada para los embalses Colbún y Pehuenche (Año 2021) 78

5.9. Emisión total de CO_2 esperada 80

5.10. Costo de inversión en centrales por año hidrológico para cada caso de penetración ERNC con más embalses 84

5.11. Costo de generación esperado por caso de penetración ERNC (escenario sensibilizado) 85

F.1. Costo marginal mensual esperado para penetración ERNC total de un 10 %, 15 %, 20 % y 30 % 115

ÍNDICE DE TABLAS

1.1. Generación renovable no convencional mundial 2

2.1. Obligación de generación con medios ERNC para retiros suscritos a la ley 20.257 13

2.2. Actualización de la obligación de generación con medios ERNC para retiros suscritos al proyecto de ley 20.698 15

2.3. Estado de proyectos ERNC en todo Chile 18

2.4. Emisión de CO_2 por MWh de generación 27

3.1. Comparación de costos de inversión y factor de planta EE2030 33

3.2. Nodos simulados EE2030 e Informe de Precio de Nudo del SIC 34

3.3. Costos marginales proyectados en el estudio Escenarios Energéticos 2030 . . 35

3.4. Costo de equilibrio para tecnologías de generación de expansión actuales en Chile 36

3.5. Matriz de generación al año 2030 según estudio EE2030 37

3.6. Comparación de costos de inversión y factor de planta BECHL 38

4.1. Nudos del SIC simulados en los escenarios con sistema de transmisión 49

4.2. Previsión de demanda del Sistema Interconectado Central para los años 2017 a 2027 51

4.3. Costos futuros de combustibles 52

4.4. Generación de tecnologías renovables no convencionales proyectada 53

4.5. Plan de obras de generación en el SIC 54

4.6. Capacidad instalada de ERNC intermitente al año 2024 55

5.1. Resumen costos marginales 58

5.2. Resultados de Test de Scheffe para costos marginales esperados 60

5.3. Costos de inversión de centrales de generación por tipo de tecnología 61
5.4. Costos de inversión promedio 62
5.5. Costo de generación mensual promedio año 2024 63
5.6. Inversión en transmisión necesaria 65
5.7. Variación promedio del costo anual por punto porcentual de aumento de penetración ERNC 67
5.8. Valor presente neto de los costos mensuales totales 68
5.9. Costo incremental de integración de fuentes de ERNC intermitentes 69
5.10. Capacidad de reserva necesaria para la variación de generación ERNC intermitente [MW] por año 71
5.11. Factores de planta esperados 73
5.12. Precio de equilibrio de desarrollo para cada caso de penetración 75
5.13. Emisión de CO_2 total en Miles de Toneladas por año hidrológico 80
5.14. Costo de abatimiento por tonelada de CO_2 81
5.15. Centrales retiradas del plan de obras de generación base 82
5.16. Centrales agregadas al plan de obras de generación en el escenario sensibilizado 82
5.17. Costo marginal esperado para escenario base y sensibilizado 83
5.18. Emisión de CO_2 total en miles de Toneladas por año hidrológico (escenario sensibilizado) 86

A.1. Calculo de precio de equilibrio de energía de central a carbón 106

D.1. Parámetros para el cálculo de capacidad de reserva [MW] 111

E.1. Sistema de Transmisión Base 113
E.2. Plan de Obras de Transmisión Base 114

H.1. Proyectos de generación agregados en el escenario de penetración de 15 % . . 118
H.2. Proyectos de generación retirados en el escenario de penetración de 15 % . . 119

H.3. Proyectos de generación agregados en el escenario de penetración de 20 % . . 119
H.4. Proyectos de generación retirados en el escenario de penetración de 20 % . . 120
H.5. Proyectos de generación agregados en el escenario de penetración de 30 % . . 121
H.6. Proyectos de generación retirados en el escenario de penetración de 30 % . . 122
H.7. Fuente: Elaboración Propia 122

RESUMEN

En Chile se ha aprobado recientemente una meta de generación eléctrica con Energías Renovables no Convencionales (ERNC) para el año 2025 de 20 % (Congreso Nacional, 2013). Se espera que una fracción importante de los aportes de ERNC se realizarán mediante la incorporación a los sistemas eléctricos nacionales con fuentes intermitentes: Eólica y Solar. En efecto, de 8.663 MW en proyectos que cuentan con aprobación ambiental de ERNC un 45,5 % corresponde a generación eólica y un 49,8 % a generación solar (Centro de Energías Renovables,CER, 2013). La incorporación de ERNC intermitentes en los sistemas eléctricos produce una serie de beneficios como, por ejemplo, la reducción de los gases de efecto invernadero y contaminantes locales, la utilización de recursos locales, la producción de energía a costo variable cero y la diversificación de la matriz energética, entre otros. Sin embargo, su incorporación a los sistemas eléctricos convencionales no está exenta de desafíos, debido a su característica de intermitencia. En las condiciones del desarrollo tecnológico actual, estas ERNC intermitentes deben coexistir con energías convencionales.

En Chile la principal generación eléctrica se concentra en dos grandes Sistemas: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), con capacidades de 4.600 y 13.585 MW respectivamente, y que dan cuenta de un 98,47 % del consumo total de energía del país (Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, CDEC-SIC, 2013a). En esta tesis se analizan los efectos de la incorporación de ERNC intermitentes en el SIC, principal sistema eléctrico de Chile; para ello se modela matemáticamente la incorporación de ERNC intermitentes en un período de 9 años a partir del año 2017 hasta el año 2026, considerando cuatro escenarios de penetración de ERNC total al año 2024: 10 %, 15 %, 20 % y 30 %.

Los datos de entrada corresponden a aquellos que normalmente se emplean en el país para modelar los sistemas eléctricos. Se agregan además variables independientes necesarias para este trabajo. Los datos de entrada son: planes de obra de generación y transmisión, precios futuros de combustibles, estadística de hidrologías, previsión de demanda, etapas simuladas, y niveles de penetración de ERNC. Se analiza un escenario sensibilizado en el que se instala capacidad hidroeléctrica de gran tamaño (2.390 MW) en la provincia de Aysén entre el año 2022 y el año 2026. La modelación se realizó con el sistema PLEXOS®, que resuelve utilizando algoritmos de optimización y programación dinámica estocástica. Se incorporaron metodologías novedosas para la modelación de centrales térmicas y de fuentes ERNC. Las simulaciones se realizaron en un equipo Pentium Intel i7-4770k 3.50 GHz con 16 GB de memoria RAM y en promedio tardaron un tiempo de 10 horas. Los resultados producto de las simulaciones y analizados en la tesis son: costos marginales, costos del SIC, emisiones de CO_2, capacidad de reserva necesaria, factores de planta y ciclos de operación de embalses hidroeléctricos

El costo marginal esperado en los cuatro escenarios de penetración es estadísticamente igual y se encuentra en la vecindad de los 90 US$/MWh. Esto implica que la operación de venta y compra spot de energía no se vería significativamente afectada por una mayor penetración de ERNC intermitente, es decir, los ingresos de todas las unidades del SIC (nuevas o existentes) no disminuirían por el efecto del costo marginal. Respecto a los factores de planta de las unidades térmicas, sólo se mantienen constantes los de nuevas unidades térmicas, mientras que las ya instaladas disminuyen con mayor penetración de ERNC intermitente. Los costos totales (inversión en generación y transmisión más costo de generación) aumentan con una mayor penetración de ERNC intermitente. Se calcula un costo incremental de integración (por sobre el costo de desarrollo) promedio igual a 65,8 US$ por cada MWh de generación ERNC intermitente. Al año 2024, por cada 100 MW de generación eólica adicional instalada, la capacidad de reserva necesaria aumenta en 1,7 MW aproximadamente, mientras que por cada 100 MW de generación solar adicional instalada, la capacidad de reserva necesaria aumenta en 4,0 MW. El aumento de 1 % de penetración ERNC produce una disminución promedio de 537.000 Toneladas de emisión

CO_2 en los 9 años estudiados. En base a los resultados del trabajo se proporcionan las directrices que debería incluir una política pública de generación eléctrica con relación a la incorporación de centrales ERNC intermitentes: una matriz de generación ERNC sustentable y diversificada, y un sistema que transparente e incorpore los costos de la penetración de fuentes de ERNC intermitente de tal manera que las decisiones de inversión estén bien orientadas.

Por último, se indica la necesidad de profundizar estos análisis incluyendo otras restricciones que no fue posible incluir, a objeto de afinar con más detalle el efecto de las ERNC intermitentes en el SIC.

Palabras Claves: energía renovable no convencional intermitente, energía solar, energía eólica, mercados eléctricos

ABSTRACT

Chile has recently approved a law aiming a new target for electricity generation with non conventional renewable energy (NCRE) of 20 % by year 2025 (Congreso Nacional, 2013). Most of this NCRE generation will be provided by the incorporation of new intermittent energy sources: wind and solar photo-voltaic. There are 8,663 MW of NCRE projects with environmental approval awaiting construction of which 45.5 % are eolic projects and 49.8 % solar projects (Centro de Energías Renovables,CER, 2013). Incorporating intermittent NCRE into electric power systems produces a lot of benefits: reduction in greenhouse gas emission and local pollutants, the utilization of local resources and no cost energy generation. However, the incorporation of intermittent NCRE has some issues due to its intermittency. In this scenario, NCRE must coexist with conventional electric generation.

The main electric power systems in Chile are the "Interconnected System of the North (SING for its Spanish acronym)" and the "Central Interconnected System (SIC for its Spanish acronym)" with installed capacities of 13,585 and 4,600 MW. Both represent 98,47 % of the national consumption (Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, CDEC-SIC, 2013a). In this thesis the consequences of NCRE penetration in the SIC system are analyzed. The penetration is simulated in a period of 9 years starting from 2017 to 2026 for four scenarios of total NCRE penetration: 10 %, 15 %, 20 % and 30 % of the total generation.

The model input data consists of the normal data used in modeling the Chilean electric power systems: current and future power plants, transmission networks, fuel prices, hydrologic statistics, future demand and simulation steps. NCRE penetration is added as an independent variable tied to the future power plants selection. An additional scenario was added as a sensitivity analysis: some coal power plants were replaced by hydroelectric dams to be developed in Aysén, province in the south of Chile. The total installed capacity of these dams is 2.390 MW and they will start operation between 2022 and 2026. The

modeling tool used is the PLEXOS®software that uses optimization algorithms which include dynamic and stochastic programming. Additional non-typical modeling was used on thermal and NCRE power plants. Simulations were made using a Pentium Intel i7-4700k 3.50 GHz machine with 16 GB RAM with an average solving time of 10 hours. The results of the analysis consist of: marginal costs, SIC total operation costs, CO_2 emissions, system reserve requirements, capacity factor and hydroelectric dams' operation cycles.

Results show the expected marginal cost is statistically equal for all penetration scenarios and its long term value is around 90 US$/MWh. This implies there isn't a significant change both in the spot energy market and power plants returns. Capacity factors of thermal units show modifications for existing units, while new ones are unaffected by a higher intermittent NCRE penetration. Total costs (investment in generation and transmission plus generation cost) rise when the intermittent NCRE penetration increases. The average incremental cost of integration cost(above development cost) is 65.8 US$ per MWh generated of intermittent NCRE energy. The reserve requirement for the year 2024 is 1.7 MW per 100 MW of additional wind capacity installed and 4.0 MW per 100 of additional solar capacity installed. The rise of 1 % of NCRE penetration reduces the total CO_2 emission by an average of 537,000 thousands of tones during the 9 year period. Finally, policy guidance elements aiming the power matrix diversification and the correct incorporation of the costs of intermittent NCRE generation in the power system are discussed.

The study presented should be developed more by including more restrictions that help to see clearer the effects of intermittent NCRE penetration in the SIC.

Keywords: intermittent non conventional renewable energy, solar energy, wind energy, electricity markets

1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA Y ANTECEDENTES GENERALES

1.1 Las ERNC en la generación de electricidad

El crecimiento de la generación de fuentes renovables ha aumentado significativamente los últimos años. De acuerdo a datos de la International Energy Agency, IEA (2012) la generación con energías renovables fue 4.206 TWh el año 2010 lo que corresponde a un 20 % del total de generación eléctrica a nivel global. Dentro de esta generación destacan la hidroeléctrica con un 81,6 %, la eólica con un 8,1 %, y la biomasa con un 7,9 %. En Chile no se utiliza el concepto de energía renovable y se define energía renovable no convencional (ERNC)[1]. Las tasas de incremento más altas han sido las de generación eólica y solar fotovoltaica (fv); entre los años 2000 y 2011 la capacidad instalada de centrales eólicas creció de 18 GW a 240 GW a una tasa promedio anual de 26,5 % y la capacidad instalada solar fv de 1,5 GW a 65 GW a una tasa promedio anual de 40,8 % (International Energy Agency, IEA, 2013). La Tabla 1.1 representa la generación renovable mundial al año 2010 y la esperada al año 2020 y 2035 con las políticas medioambientales actuales, comparada con las tecnologías tradicionales.

[1]La definición de ERNC separa las centrales hidroeléctricas y considera sólo las centrales mini-hidro (Potencia instalada igual o menor a 20 MW) como centrales renovables.

TABLA 1.1. Generación renovable no convencional mundial

Fuente: IEA (2012)

	Generación mundial por año [TWh]			
Tecnología	**2010**	**2020**	**2035**	**Tasa 2010-2035**
Biomasa	331	668	1.212	5,33 %
Hidroeléctrica	3.431	4.390	5.350	1,79 %
Eólica	342	1.148	2.151	7,63 %
Geotérmica	68	118	217	4,75 %
Solar (Fotovoltaica)	32	282	524	11,83 %
Solar (Concentración)	2	39	141	18,56 %
Mareomotriz	1	3	32	14,87 %
Total ERNC	4.207	6.648	9.627	3,37 %
Total No ERNC	16.828	22.256	30.486	2,41 %
Total	21.035	28.904	40.113	2,62 %

La incorporación de este tipo de energías se fundamenta en razones ambientales, económicas y estratégicas. Las ERNC contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, diversifican las matrices energéticas incorporando recursos energéticos (*energy carriers*) diferentes a los combustibles fósiles, y facilitan la independencia energética de los países ya que se emplean recursos locales. La comunidad mundial ha suscrito compromisos para incrementar el uso de las energías renovables con el objetivo de reducir las emisiones de CO_2 a la mitad para el 2050. Para satisfacer esta meta durante el año 2020 se deberá producir el doble de energía eléctrica renovable respecto a la producción actual (IEA, 2013).

Esta tendencia de incrementar la proporción de energías renovables no convencionales en la matriz energética mundial ha influenciado desde luego a Chile. Aunque nuestro país

no ha adquirido compromisos internacionales para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (Dióxido de Carbono, CO_2; Metano, CH_4; Óxidos de nitrógeno, NO_X; Clorofuorcarbonos), estos compromisos están en la perspectiva de las autoridades locales. La estrategia nacional de energía (Ministerio de Energía, 2012) propone incrementos en los porcentajes de generación eléctrica con ERNC, respecto a la ley 20.257 que se comprometió con una generación ERNC de un 10 % para el año 2024. Recientemente, se aprobó la ley "20/25"que aumenta la meta de generación de fuentes renovables no convencionales a un 20 % para el año 2025. Durante el año 2012, en los principales sistemas eléctricos chilenos (Sistema Interconectado Central, SIC; Sistema Interconectado del Norte Grande, SING) se generaron 3.158 GWh con fuentes ERNC, que corresponden a un 4,82 % de la generación total de ambos sistemas superando las necesidades de la ley (CER, 2013b). El crecimiento de la generación con ERNC ha sido sostenido en Chile, con un incremento anual de un 10,2 % para el periodo 2000-2012 creciendo desde 987 a 3.158 GWh (Figura 1.1).

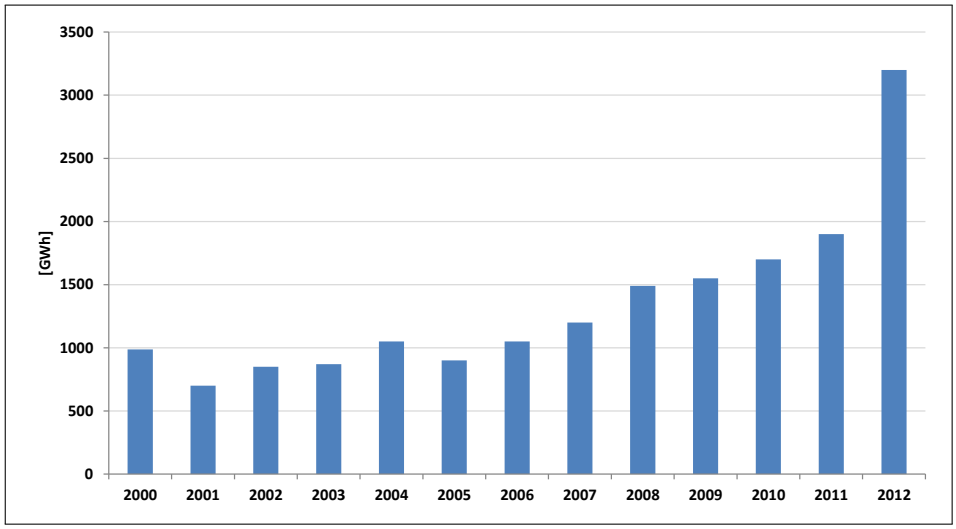


FIGURA 1.1. Generación ERNC en Chile años 2000-2012

Fuente: CER (2013b)

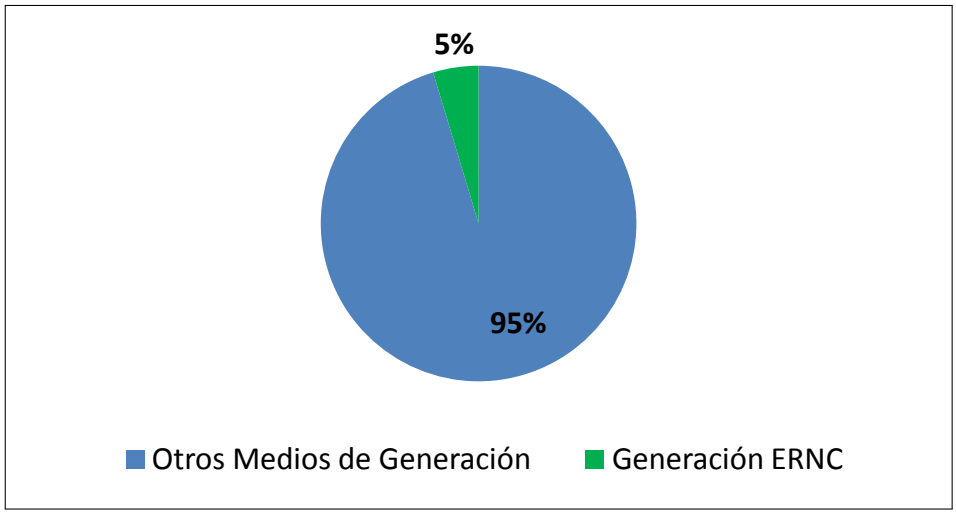


FIGURA 1.2. Comparación de generación ERNC con otros medios (Año 2012)

Fuente: CER (2013b); CNE (2013b)

1.2 Generación ERNC intermitente: Solar FV y Eólica

Es inevitable que las tecnologías de generación eléctrica presenten un grado de incertidumbre en su producción, no obstante, el comportamiento variable en la generación de plantas solares y eólicas es mucho mayor al de cualquier otra tecnología. Una fuente intermitente contiene dos elementos claves: una variabilidad que no puede ser controlada (variabilidad producida por condiciones meteorológicas y estacionalidad), y a la vez una dificultad no menor para predecir su nivel de producción. La generación eólica y solar presentan estas características en tal magnitud que justifica el nombre de fuente intermitentes (Pérez-Arriaga y Battle, 2012).

En Chile la generación ERNC intermitente actual tiene variabilidad como el resto del mundo; para el año 2012 la generación eólica total en el Sistema Interconectado Central (SIC) presentó un coeficiente de variación horario de un 101 % (Figura 1.3), mientras que desde diciembre del 2012 hasta octubre del 2013 la única central solar en operación (Tambo Real, 1 MW de capacidad) tuvo una desviación estándar en su generación instantánea igual a 0,33 MW con un factor de planta de un 22 % (Figura 1.4).

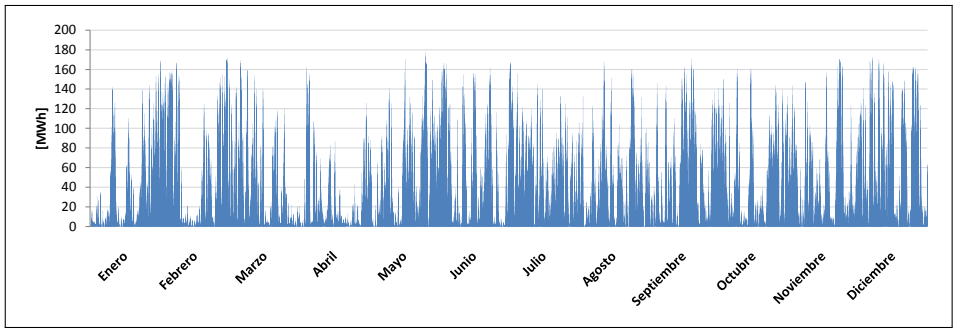


FIGURA 1.3. Generación eólica en el SIC año 2012

Fuente: CDEC-SIC

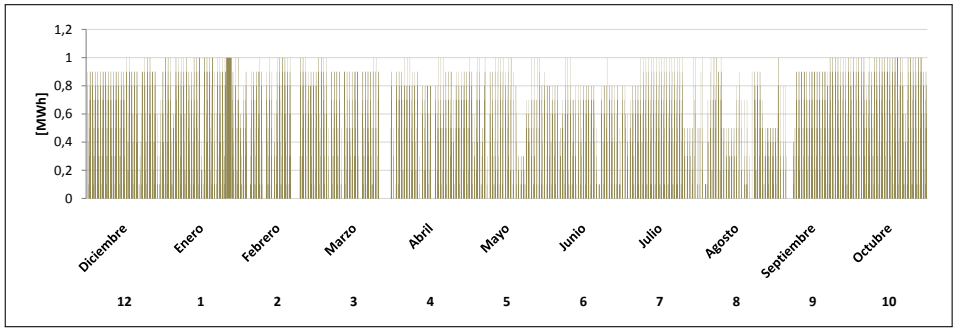


FIGURA 1.4. Generación central Tambo Real (Diciembre 2012 - Octubre 2013)

Fuente: CDEC-SIC

La exactitud en los pronósticos de generación para ambos tipos de centrales (solar y eólica) ha mejorado en el último tiempo, pero en particular para la generación eólica muy pocas predicciones son exactas (Xie et al., 2009) porque existen dependencias inter-temporales que no han podido ser comprendidas del todo, por ejemplo, a las 9:00 AM de un día la generación puede ser igual a X MW, lo cual condicionará la generación de las 10:00 AM según un fenómeno no comprendido. Estas dependencias se tornan más complejas con periodos de tiempo más largos (días, semanas, meses). El error en el pronóstico de la generación eólica es entre 15 % a 20 % de un día para otro (Milligan et al., 2010), pronóstico mayoritariamente utilizado por el CDEC-SIC para la programación diaria de

despacho. La generación solar es más estable en cuanto sigue patrones diarios y estacionales bien definidos. Mills, Ahlstrom, et al. (2009) indican que si bien la posición del sol en un día, y por ende la generación de tipo solar, siguen un proceso uniforme simple de pronosticar, el fenómeno climático que caracteriza a las nubes es diverso, y en consecuencia es el principal componente de intermitencia en las plantas solares. Una misma nube puede posicionarse y moverse de distintas formas sobre una central fotovoltaica afectando de infinitas maneras su generación. En el caso de las centrales eólicas, aunque la velocidad del viento es más impredecible que el comportamiento de las nubes, determinar la generación es más fácil: a mayor o menor viento, mayor o menor generación eólica.

Una descripción breve de los procesos físicos y/o químicos que permiten la generación en plantas eólicas y solares son los siguientes:

a) Generación eólica

El fenómeno climático viento se produce como consecuencia de las gradientes de temperatura en la atmósfera y ocasiona un movimiento de aire (U.S. Energy Information Administration, EIA, 2014c); precisamente este movimiento es utilizado y aprovechado por las centrales de generación eólica para producir energía eléctrica. De manera muy resumida, en un generador eólico se distinguen cuatro secciones: las aspas, el generador, el cable transmisor de energía eléctrica y el sistema computacional que controla la operación. La energía cinética del aire al fluir a través de las aspas se transforma en energía mecánica y mediante un eje se transmite al generador convirtiéndose finalmente en energía eléctrica, la que es transmitida por el cable; el sistema computacional controla y regula el movimiento de rotación, por ejemplo acciona el freno cuando la velocidad del viento es excesivamente alta, y además transmite toda la información a un computador centralizado.

Asumiendo que no existen pérdidas, la potencia instantánea eólica se determina empleando 1.1

$$P_e = \frac{1}{2}\rho A V^3 \tag{1.1}$$

En dónde ρ es igual a la densidad del aire, V es la velocidad del viento, y A es el área total por la cual las aspas giran (Open Energy Information, OpenEI, 2013b). La energía cinética del movimiento del viento es transformada en energía mecánica y finalmente a energía eléctrica. En la Figura 1.5 se ve en más detalle las componentes de una turbina eólica.

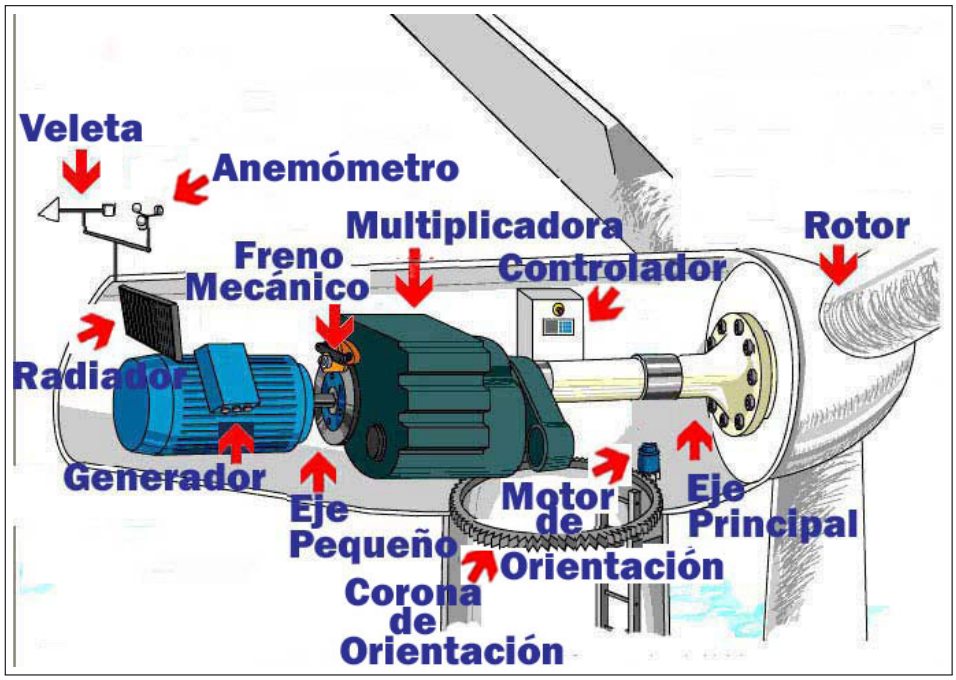


FIGURA 1.5. Partes de un generador eólico

Fuente: Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

b) Generación solar fv

Existen centrales solares de dos tipos: Fotovoltaicas (FV) y de concentración solar. Más del 95 % de los proyectos anunciados en Chile operarán con centrales Fotovoltaicas, de modo que nos referiremos a ellas. La unidad mínima de una central fotovoltaica, es la celda Fotovoltaica, muchas celdas se localizan en un panel y muchos paneles constituyen

una central. Una celda contiene un material semiconductor que transforma la energía solar en electricidad. El proceso de generación de electricidad es el siguiente (U.S. Energy Information Administration, EIA, 2014b):

Los fotones que constituyen la luz y que poseen distintas cantidades de energía según su longitud de onda, al llegar a la celda fotovoltaica pueden ser reflejados, absorbidos o simplemente atravesar la celda. Al ser muchos fotones absorbidos por el material semiconductor, los electrones de ese material se liberan de los átomos y comienzan a movilizarse y se concentran en la parte superior del material, de tal modo que se genera una diferencia de potencial entre ambas superficies de la celda. Al conectarse ambas superficies a una carga se genera un flujo de electrones entre la celda y la carga, es decir, se genera electricidad.

En la Figura 1.6 se visualiza el proceso de generación de electricidad en una celda fotovoltaica. Dos características importantes de las celdas fotovoltaicas son que el voltaje generado es continuo, y la energía por celda es muy poca (1 a 2 Watts) (EIA, 2014b). Es por eso que las granjas solares fotovoltaicas se construyen a partir de muchos paneles, y poseen inversores para poder conectarse a los sistemas eléctricos, pues estos transmiten la electricidad en corriente alterna.

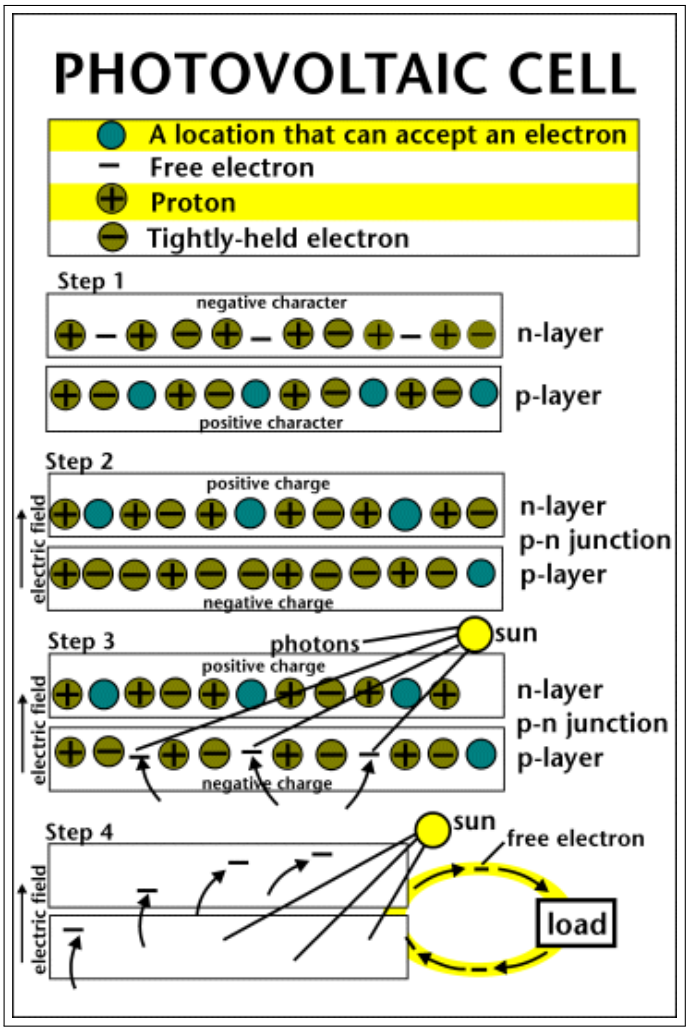


FIGURA 1.6. Proceso de generación eléctrica en una celda fotovoltaica

Fuente: EIA (2013)

El costo de la generación eólica ha caído fuertemente en la última década. El porcentaje mayor del costo proviene del costo de las turbinas mismas (65-84 %) (IRENA, 2012). En la Figura 1.7 se observa la evolución del costo de desarrollo de la generación eólica en Estados Unidos, que en los últimos años ha llegado a niveles en torno a los 90 US$/MWh, dado un costo de inversión entre 2.000 y 2.200 US$/kW (Lantz, Wiser, y Hand, 2012) a una tasa de descuento de un 10 %.

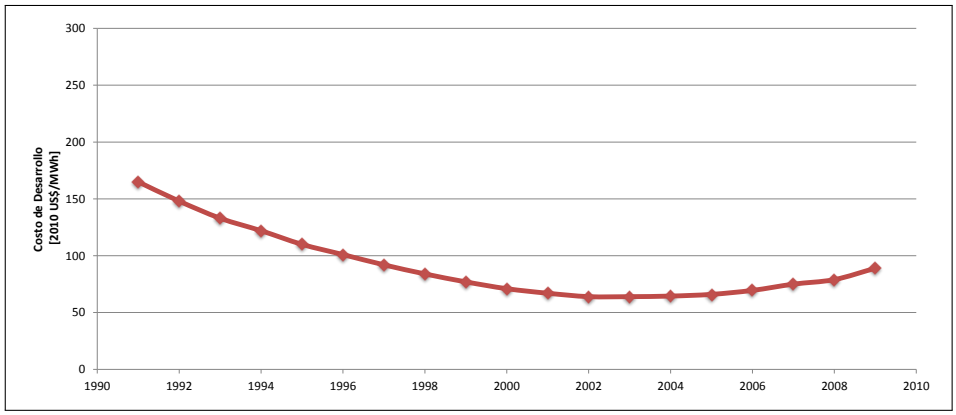


FIGURA 1.7. Costo de desarrollo de generación eólica en Estados Unidos (1990-2009)

Fuente: Lantz et al. (2012)

El costo de inversión de una central solar FV es 2.700 US$/kW instalado según el último reporte de la Comisión Nacional de Energía, CNE (2013), y en Estados Unidos el costo de desarrollo varía entre 140 US$/MWh y 480 US$/MWh (Open Energy Information, OpenEI, 2013a) para los proyectos existentes. La diferencia se ha dado por dos razones:

i. Reducción en los costos de los paneles solares
ii. Ubicación geográfica de los proyectos, existen regiones en donde hay más horas de luz solar y por ende, una mayor generación solar posible.

1.3 Motivación

Esta tesis analiza los posibles efectos en la operación de mercado del SIC con la incorporación de ERNC intermitentes. En Chile se han realizado estudios que consideran y evalúan esta incorporación (Escenarios Energéticos, 2013; Natural Resources Defense Council, NRDC y Asociación Chilena de Energías Renovables, ACERA, 2013). Sin embargo, éstos no estiman en forma precisa los efectos en la operación del sistema, tales como las restricciones de operación de centrales térmicas, la generación real de fuentes intermitentes, necesidades de respaldo, y capacidad de transmisión.

En el año 2008 y con la incorporación de la ley 20.257 se estableció como meta una generación con ERNC de un 10 % para el año 2024; posteriormente y con la formulación de la nueva ley sobre ERNC esta meta se ha fijado en un 20 % para el año 2025, en consecuencia es imperativo contar con una metodología para evaluar la penetración de las fuentes de ERNC intermitentes en los sistemas eléctricos chilenos.

1.4 Objetivos

El objetivo principal de esta tesis es cuantificar el efecto de la incorporación de fuentes ERNC en los costos, capacidad de respaldo y transmisión del SIC a través de una modelación y simulación de éste entre los años 2017 y 2026. La modelación empleada pone énfasis en las centrales cuya operación cambia por el ingreso de centrales ERNC.

Se seleccionó como año inicial el 2017, porque a partir de ese año es posible decidir la entrada de nuevas centrales renovables y/o con periodo de construcción mayores a 3 años. Se observa el efecto de mediano plazo y en la vecindad del año 2024, año en que se debería satisfacer la meta de generación ERNC de la ley 20.257.

Los objetivos específicos de la tesis son:

1. Elaborar una metodología para la representación del problema de simulación y optimización del despacho del SIC con fuentes ERNC intermitentes.
2. Simular el despacho del SIC con distintos niveles de penetración ERNC.
3. Determinar los efectos de la incorporación de energías renovables no convencionales intermitentes en el SIC en los siguientes resultados de la operación del sistema: Costo marginal, costos totales (inversión en generación más transmisión y costo de generación), capacidad de reserva, factor de planta de centrales de base, precio de equilibrio de desarrollo del sistema, operación de embalses hidroeléctricos y emisión de CO_2 total por generación eléctrica.
4. Entregar directrices generales para la elaboración de una política pública que maximice el impacto de la incorporación de las ERNC intermitentes y minimice los impactos negativos.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Marco legal

2.1.1 Ley 20.257

Esta ley establece las obligaciones mínimas de generación con ERNC para los retiros de empresas eléctricas que comercializan a distribudores o clientes finales; sólo aplica a sistemas eléctricos cuya capacidad instalada sea superior a 200 MW (SING y SIC). Las obligaciones establecidas por la ley se refieren a aquellos contratos celebrados después del 31 de Agosto del año 2007, aquellos que fueron celebrados anteriormente vencen en su mayoría antes del año 2020, por lo que las renovaciones de estos estarán suscritos a la ley antes de ese año.

La ley indica que el porcentaje de los retiros de energía al año 2024 provenientes de medios ERNC debe ser igual al 10 % del total. En la Tabla 2.1 se muestran los porcentajes impuestos para cada año desde el 2013 hasta el 2024. La ley es válida por 25 años desde su fecha de publicación (1 de enero del año 2010), en consecuencia, es lógico asumir que el porcentaje de generación obligatoria con medios ERNC para sistemas eléctricos con capacidad instalada mayor a 200 MW en los años posteriores al 2024 será al menos un 10 %.

TABLA 2.1. Obligación de generación con medios ERNC para retiros suscritos a la ley 20.257

Fuente: "Ley Nº 20.257." (2008)

Año	**Obligación de contratos suscritos [%]**
2014	5,00 %
2015	5,50 %
2016	6,00 %
2017	6,50 %
2018	7,00 %
2019	7,50 %
2020	8,00 %
2021	8,50 %
2022	9,00 %
2023	9,50 %
2024	10,00 %

La forma de implementar los medios de generación renovables no convencionales no es tratada en el texto de la ley, se indica solamente que el Centro de Despacho de Carga de cada sistema eléctrico es el ente encargado de velar por el cumplimiento de las obligaciones de cada empresa en todas sus etapas (generación, transferencia de energía, pagos). En caso de haber discrepancias; éstas serán arbitradas por el panel de expertos.

Esta ley incide en los planes de obras de generación ya que obliga a las empresas eléctricas a comprar y/o producir generación por medios de energías renovables no convencionales. Una adecuada incorporación de los medios de generación de ERNC que garantice los objetivos considerados en la ley 20.257 requiere de una metodología de medición de todos los impactos de su aplicación en conjunto con una propuesta orientada a minimizar los que sean negativos a la operación.

2.1.2 Nueva ley sobre ERNC: Ley 20.698

El proyecto de ley sobre ERNC aprobado el 3 de septiembre del 2013 (Congreso Nacional, 2013) aumenta las obligaciones en generación de ERNC en todos los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, y modifica el esquema de estas obligaciones respecto a la ley N°20.257. En circunstancias que el texto definitivo de la ley aún no ha sido discutido, algunas de las consideraciones que aquí se indican podrían cambiar. Ya no es total responsabilidad de las empresas eléctricas generar o adquirir obligatoriamente un porcentaje de energía renovable, sino que el Ministerio de Energía será el encargado de licitar bloques anuales de energía que deben ser suplidos con generación ERNC de acuerdo a los porcentajes necesarios en cada año (proporción de la totalidad de los retiros).

En la Tabla 2.2 se encuentran los valores actualizados de la obligación de generación con medios ERNC para los contratos celebrados posteriormente al 1 de julio del 2013. Los contratos celebrados con anterioridad serán regidos por la obligación de la ley 20.257.

TABLA 2.2. Actualización de la obligación de generación con medios ERNC para retiros suscritos al proyecto de ley 20.698

Fuente: Congreso Nacional (2013)

Año	**Obligación de contratos suscritos [%]**
2014	6,00 %
2015	7,00 %
2016	8,00 %
2017	9,00 %
2018	10,00 %
2019	11,00 %
2020	12,00 %
2021	13,50 %
2022	15,00 %
2023	16,50 %
2024	18,00 %
2025	20,00 %

Con esta ley las empresas eléctricas deberán participar de las licitaciones o conseguir certificados de participación en la licitación por las obligaciones correspondientes. Los requerimientos mínimos que deben tener los proyectos de generación ERNC para participar de la licitación son:

- Al momento de participar en la licitación, no deben estar inyectando energía al sistema eléctrico de potencia
- Tener una resolución de calificación ambiental favorable
- Tener un capital (o compromisos formales) de un 20 % del monto del proyecto.
- Acreditar propiedad y/o concesión de todas las servidumbres necesarias.
- Entregar una caución por seriedad de la oferta.

- Poseer documentos que garanticen la viabilidad del proyecto.

Se hace énfasis también en que las bases de licitación finales serán elaboradas por el Ministerio de Energía cuando sea necesario, en base a la información provista por la Comisión Nacional de Energía.

Lo más importante de la licitación propuesta en la ley es el esquema que se utilizará para pagar a los medios de generación ERNC, que posibilita que las empresas que realicen retiros de energía reciban dinero extra o deban asumir un costo adicional, dependiendo del costo marginal mensual y del precio de licitación.

El precio máximo de licitación será igual al "costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente en el sistema correspondiente, costo que permite que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero"[1](Congreso Nacional, 2013). Es decir, un proyecto que asegure generación base para la demanda del sistema, i.e. una central térmica con suministro de combustible asegurado. Este valor podrá ser aumentado hasta en un 10 %. El costo medio de desarrollo es determinado por la CNE y depende fuertemente del plan de obras de generación proyectado, que varía con cada Informe de precio de nudo, por lo que el precio máximo de licitación puede variar licitación tras licitación.

La determinación de pagos o cargos mensuales para un proyecto ERNC que participa en la licitación se calculará a partir del costo marginal promedio en el punto de inyección del proyecto. Sea CMg el costo marginal promedio mensual y PL el precio licitado, el precio final de la energía vendida en US$/MWh por el proyecto será:

$$\text{Precio} = \begin{cases} CMg + 0,4UTM & \text{si } CMg < PL - 0,4UTM \\ CMg - 0,4UTM & \text{si } CMg > PL + 0,4UTM \\ PL & \text{En otro caso} \end{cases} \tag{2.1}$$

[1]Con una tasa de descuento de un 10 %

Los beneficios o costos adicionales generados por la aplicación de la formula de precios 2.1 serán imputados a las empresas eléctricas que realicen retiros de acuerdo a la formula 2.2 por MWh retirado. Si el cargo es negativo es un ingreso para la empresa.

$$\text{Cargo} = \begin{cases} \text{mín}\,(PL - CMg, 0, 4UTM) & \text{si } CMg < PL \\ \text{máx}\,(PL - CMg, -0, 4UTM) & \text{si } CMg \geq PL \end{cases} \tag{2.2}$$

La aplicación de esta ley impulsará fuertemente el desarrollo de proyectos ERNC, pero el proyecto no se hace cargo directamente de la forma en que las fuentes ERNC influirán en la operación de los sistemas eléctricos. Estudiar cómo variará la operación con la introducción de estos medios de generación se vuelve más importante con el aumento de generación renovable no convencional necesaria, sobre todo cuando la gran mayoría de los proyectos factibles técnica y económicamente son los que utilizan fuentes intermitentes.

2.2 Radiografía del desarrollo presente y futuro de proyectos ERNC

Existe una dicotomía en el desarrollo de los proyectos ERNC en Chile, por una parte el número de proyectos que han ingresado 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 agosto del 2013 el Centro de Energías Renovables,CER (2013) reportó 1.056 MW y 527 MW de ERNC en operación y construcción respectivamente, en cambio, los MW con resolución de calificación ambiental aprobada (RCA) eran 8.663 MW y había 4.221 MW en calificación. En otras palabras, sólo un 15,4 % de los proyectos que han obtenido un permiso ambiental han iniciado la fase de construcción. Como se deduce de la Tabla 2.3 sólo un 29 % de los proyectos ERNC en operación corresponden a ERNC intermitente.

TABLA 2.3. Estado de proyectos ERNC en todo Chile

Fuente: Centro de Energías Renovables,CER (2013)

Tecnología	**Operación + Construcción[MW]**	**RCA aprobada [MW]**	**RCA aprobada [%]**	**En calificación para RCA [MW]**	**En calificación para RCA [%]**
Bioenergía	452	106	1	26	1
Eólica	693	3.939	45	1.657	39
M-hidro	361	282	3	141	3
Solar FV	78,5	4.316	49	2.397	57
Geotermia	0	120	1	0	0
Total	**1.584**	**8.663**	**100**	**4.221**	**100**

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 centrales en funcionamiento o en construcción como sucede con la energía solar en el norte (English G., 2013).

Según proyecciones internacionales los costos de inversión para centrales de generación ERNC no descenderán más de un 10-20 % en los próximos años (OpenEI, 2013a), en consecuencia el desarrollo de proyectos requerirá de otras medidas. El Estado ha postulado en su Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 cinco medidas para incentivar el desarrollo:

1. Mecanismo de licitación para el desarrollo de ERNC: este mecanismo ya se vislumbra en el proyecto de ley.
2. Plataforma geo-referenciada. Potencial económico para proyectos de ERNC: se busca informar a inversionistas y empresas las localidades donde desarrollar proyectos ERNC.
3. Fomento y financiamiento: es necesario que se creen nuevas fuentes de financiamiento y ayuda desde instituciones públicas.
4. Nueva institucionalidad dedicada a las ERNC: el gobierno propone crear una nueva institucionalidad dedicada a promover la generación ERNC, el proyecto de ley 20.698 avanza en esa dirección.
5. Estrategias por tecnología: se hace énfasis en que la investigación y desarrollo deben ser fomentadas a nivel local, y que ciertas tecnologías deben ser subsidiadas en mayor grado que otras, ya sea a través de marcos regulatorios adecuados o de incentivos económicos.

Adicional a las medidas estatales, se agregan iniciativas privadas para fomentar la generación ERNC en Chile, como por ejemplo, el plan de un fondo de estabilización de precios propuesta por las empresas BCI Asset Management y Antuko Comercialización SpA. (Renovable, 2013).

2.3 Factores que condicionan el impacto de las ERNC intermitentes

Antes de analizar los impactos en un sistema eléctrico ocasionado por la inclusión de ERNC intermitentes es pertinente revisar los factores que condicionan la magnitud de esos. Los tres factores que influyen en la magnitud de los impactos son: la diversificación de la matriz de generación eléctrica, la capacidad de almacenamiento del sistema eléctrico, y el sistema de transmisión. Estos factores inciden en los impactos, puesto que los tres determinan la holgura y flexibilidad en la capacidad de respuesta del sistema eléctrico ante las inevitables variaciones en la generación de energías renovables intermitentes.

2.3.1 Diversificación de matriz de generación

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, 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. Pérez-Arriaga y Battle (2012) constataron que en España durante el 2010 el costo marginal del sistema no se vio afectado por la generación eólica porque 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*"[2] . El *cycling* aumenta enormemente los costos de operación y mantenimiento, costos de reinversión por deterioro y costos de combustible de dichas centrales (Troy, Denny, y O'Malley, 2010).

2.3.2 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

[2]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 (Pérez-Arriaga y Battle, 2012).

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 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.

2.3.3 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., 2011). La mayor capacidad de transmisión no sólo 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, i.e. 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.

2.4 Bibliografía y experiencias internacionales en consecuencias del impacto

2.4.1 Costos de operación térmica

El costo de operación térmica es un reflejo del costo marginal spot, es directo que un menor costo marginal significa un menor costo de operación térmica. Es importante notar que el efecto de las ERNC intermitentes en los costos de operación térmica son mucho mayores en sistemas eléctricos que tienen su matriz basada en tecnologías térmicas. Para entender el efecto se distinguen 2 situaciones distintas: penetración ERNC intermitente baja y penetración ERNC intermitente alta en relación a la generación térmica total. Si la generación ERNC intermitente es baja y poco significativa el costo térmico comienza a disminuir en ciertas horas, ya que la generación térmica necesaria en esas horas es menor. Este comportamiento se da hasta cierto nivel de penetración ERNC intermitente, en un nivel alto se comienza a ver otro fenómeno. Dado que el respaldo seguro lo dan las centrales térmicas, aunque hayan muchas centrales ERNC intermitentes en operación, se deben mantener centrales térmicas encendidas que, finalmente, dejan el costo térmico total prácticamente constante. Este comportamiento se visualiza en la Figura 2.1. En el SIC, la generación ERNC intermitente a la fecha es de un nivel muy bajo para afectar la operación de la generación térmica; el 2012 la variación máxima de generación eólica fue igual a 78 MW de una hora a otra, variación fácilmente regulada por un embalse y/o la central de reserva de turno (CDEC-SIC, 2006-2013).

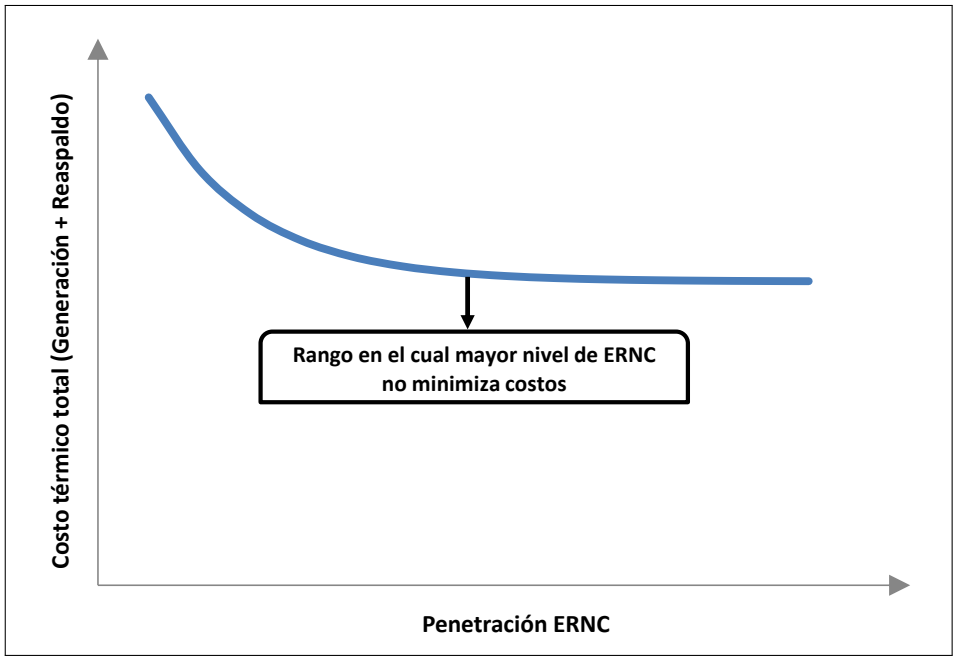


FIGURA 2.1. Costo térmico total contra penetración ERNC

Fuente: Elaboración Propia

Precisamente por lo anterior, para esta tesis se ha considerado analizar lo que ha ocurrido en sistemas eléctricos en los cuales las ERNC intermitentes tienen una magnitud relevante. Por ejemplo, en el caso de Alemania las energías renovables (incluyendo hidroeléctricas) participaron en un 23,5 % (Figura 2.2) de la generación total durante el año 2012, de ese total un 4,4 % y 8,4 % fueron solar y eólicos respectivamente (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, BMU, 2013). Sensfuß, Ragwitz, y Genoese (2008) estudiaron el efecto de la penetración ERNC en Alemania para el año 2006 concluyendo que la penetración a esa fecha tuvo una reducción en el costo medio ponderado igual a 7.8 €/MWh. Sin embargo, la Agencia de Red Federal Alemana ha informado que la energía generada con carbón será virtualmente estable, 148 TWh, hasta 2022, aún cumpliendo las metas de generación ERNC impuestas por el gobierno alemán, 35 % y 50 % para el 2020 y 2030 respectivamente (Der Spiegel, 2013). Es decir, por cada MW de energía renovable intermitente extra instalado hasta el 2022, el

costo total de generación a carbón no disminuirá de manera notoria. Esto comprueba que en un cierto rango de penetración de ERNC intermitente (dependiendo del sistema eléctrico), la operación térmica no se desplaza, esta presente manteniendo los costos térmicos totales.

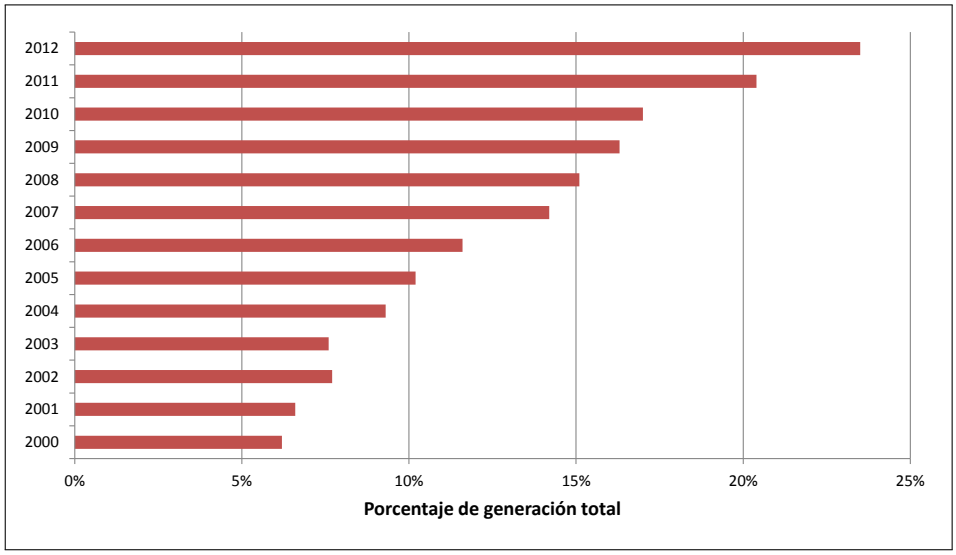


FIGURA 2.2. Generación renovable anual en Alemania

Fuente: BMU (2013)

A continuación se detallan los principales costos en que incurren las centrales térmicas producto de una penetración de ERNC intermitente considerable.

a) Costos de mantención

El hecho que una planta térmica realice *cycling* produce que el deterioro de sus partes sea más rápido que el que ocurriese en una operación normal (Berte, Moelling, y Udy, 2003). En consecuencia, los ciclos de mantención aumentan y el reemplazo de piezas claves se debe realizar de manera preventiva. Es difícil estimar el costo de mantención exacto por la operación estresada de centrales térmicas pues dependerá del número de ciclos de operación que esta tenga. Como se cita en Troy et al. (2010), recién después de siete años se puede observar una gran falla producto de la operación en modo *cycling*.

b) Costos de combustible

Los costos de combustible aumentarán consecuencia de un aumento en el número de veces que la unidad es encendida y apagada. Una disminución en la eficiencia de la planta sumado a un rendimiento térmico variable (por no tener una carga constante), y al gasto adicional en combustible y químicos adicionales por el encendido y apagado continúo aumenta el costo de combustible final (Pérez-Arriaga y Battle, 2012; Troy et al., 2010).

Los dueños de los generadores térmicos generalmente no incluyen estos costos extras de combustible en su costo total de encendido. Hillestad (2000) indica que la suma de todos estos costos (más los de mantención) están en un rango muy grande (US$1.000-100.000) dependiendo de la planta y que el despacho es muy sensible al agregar estos costos.

Por el otro lado, una mayor penetración de ERNC intermitente si o si causará una menor utilización de combustibles fósiles, y esa disminución de demanda disminuiría el costo de los combustibles (EURELECTRIC, The Union of the Electricity Industry, 2010). Chile es un mercado pequeño en cuanto a su demanda por combustibles fósiles, por lo que ese efecto es pequeño.

c) Costos ambientales

En Chile no existen impuestos por contaminación de CO_2, sin embargo, Chile se ha comprometido voluntariamente a una reducción de un 20 % de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al año 2020. La operación de respaldo que ejercen centrales térmicas por la penetración ERNC intermitente aumenta la emisión de CO_2 y otros gases (principalmente gases NO_X) (Berte et al., 2003), pero al mismo tiempo la misma operación de centrales ERNC intermitentes limita la operación base de centrales térmicas disminuyendo el nivel de emisión de CO_2. La Figura 2.3 muestra que hay un punto óptimo de penetración ERNC que minimiza la emisión de CO_2.

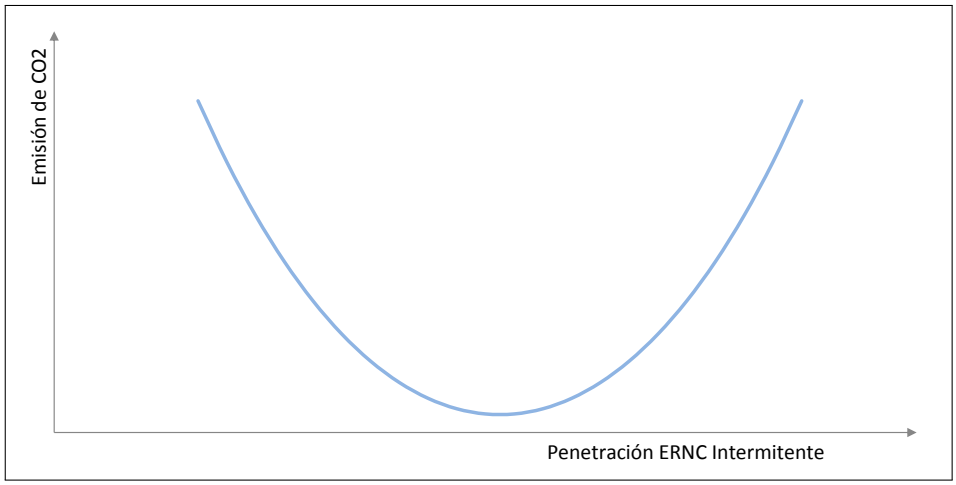


FIGURA 2.3. Aproximación de la emisión total de CO_2 según penetración ERNC intermitente

Fuente: Elaboración Propia

En esta tesis no se analizará el costo medioambiental como un gasto, sino como la emisión de CO_2 directa por la generación eléctrica. Esto quiere decir que no se computarán las emisiones producidas por el seguimiento de carga y operación a mínimos técnicos. La emisión de CO_2 para diferentes combustibles fósiles se indica en la Tabla 2.4, la mayor parte de las centrales de ERNC, así como las centrales hidroeléctricas no emiten CO_2 cuando generan, puesto que no hay quema de combustible, o se combustionan combustibles carbono neutral.

TABLA 2.4. Emisión de CO_2 por MWh de generación

Fuente: Barnaby y Kemp (2007); EIA (2014a)

Combustible	**Kilogramos de CO_2 por MWh de generación**
Petróleo Diesel	0,762
Carbón	0,971
Gas Natural	0,553
Biomasa (promedio)	0,046

2.4.2 Capacidad de reserva

La capacidad de reserva necesaria está condicionada por la variabilidad inherente a la operación de un sistema eléctrico, ya sea por la variabilidad de generación producto de uno o varios recursos (agua, viento, sol, combustible), o contingencias en cualquiera de sus partes (fallas de centrales, cortes de líneas, regulación de frecuencia, entre otros). Por lo tanto, es importante notar que la capacidad de reserva necesaria depende de cada sistema. Milligan et al. (2010) mencionan las definiciones utilizadas en Estados Unidos y en Europa remarcando que las diferencias se dan en los nombres utilizados para cada categoría de reserva y los tiempos y porcentajes de reserva necesario. En esta tesis sólo se considera el tema de la reserva en cuanto a lo relacionado con las diferencias entre generación y demanda pronosticadas, y no en regulación de frecuencia.

En Chile (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2010) se definen la reserva primaria y reserva secundaria de la siguiente forma:

- Reserva primaria: reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de generación respecto de la demanda real del sistema interconectado.
- Reserva secundaria: reserva destinada a las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema interconectad para periodos de actuación menores a 15 minutos.

Las definiciones no especifican la causa de las desviaciones, surgen las preguntas si es que toda contingencia relacionada con la generación tiene el mismo peso, y si todos los miembros del sistema deben financiar de igual manera esta reserva.

De los estudios sobre penetración eólica analizados por Holttinen et al. (2011) se concluye que el requerimiento de reserva es entre 4-5 % de la capacidad eólica instalada para un periodo de 4 horas si es que la penetración eólica es entre un 5 % a 10 % de la demanda total del sistema (en energía). Cuando la penetración eólica aumenta (más del 15 %), el requerimiento de capacidad puede incrementarse a niveles entre el 15 % y 20 % de la capacidad eólica instalada.

2.4.3 Costos de transmisión

De acuerdo a lo mencionado en la sección 2.3.3, la transmisión es una componente importante en determinar los costos de la integración de ERNC intermitente. En Europa, se reporta que el costo de transmisión por generación eólica puede variar desde 0 €/kW hasta 270 €/kW (Holttinen et al., 2011) dependiendo de la región y el nivel de penetración. Algunos autores sostienen que los aumentos en la capacidad de transmisión relajan las restricciones entre nodos de la oferta y demanda y sus costos son menores al 25 % del costo de inversión en ERNC intermitente (Schaber, Steinke, Mühlich, y Hamacher, 2012). Las redes europeas generalmente son enmalladas, lo que implica que un aumento de capacidad de generación generalmente conlleva una inversión en transmisión menor que en un sistema lineal. En Estados Unidos, los estudios indican costos de inversión en transmisión para la incorporación de energía eólica del orden de 500 US$/kW adicional, y este valor se mantiene constante con niveles altos de penetración producto de las economías de escalas existentes (Mills, Wiser, y Porter, 2009). En Chile, el estudio Escenarios Energéticos (2013) determinó que la inversión necesaria para una capacidad instalada de ERNC de un 42 % al 2030 (con 4 % y 7 % Solar - PV y Eólico respectivamente) es igual a 123 Millones US$, es decir un costo de aproximadamente de 50 US$/kW de capacidad instalada.

2.4.4 Costo de desarrollo

El costo de desarrollo de un sistema eléctrico es el costo al cual las centrales que ingresan al sistema recuperan su inversión a una tasa y número de años dado.

La disponibilidad efectiva (disponibilidad de generar) de la central es la que se afecta por la mayor penetración de ERNC intermitente. Cuando la disponibilidad es menor, el precio de equilibrio de la energía aumenta (Troy et al., 2010). Las centrales a carbón verán dificultada su capacidad de recuperar sus costos fijos por un menor factor de planta y, en consecuencia, ciertas centrales dejaran de funcionar antes de tiempo y al mismo tiempo, no se realizarán nuevas inversiones en tecnologías de base por la incertidumbre asociada al factor de planta real (EURELECTRIC, 2010).

Esto ocasiona un problema en las decisiones de inversión en el mercado por las siguientes razones:

i. Una mayor cantidad de ERNC intermitente necesita centrales de base para un respaldo de capacidad.
ii. Una mayor generación ERNC intermitente minimiza el costo marginal porque desplaza generación térmica.
iii. Una mayor generación ERNC intermitente aumenta el costo de desarrollo según lo descrito arriba.

En consecuencia, la conveniencia de invertir o no invertir en centrales de base no queda absolutamente clara ya que si bien son necesarias por razones de respaldo, no siempre estarán generando. El reporte de EURELECTRIC (2010) propone ingresos por servicios complementarios a centrales que actúen como base al igual que la opción de igualar las reglas de despacho para todas las centrales permitiendo estabilidad en la generación esperada.

2.4.5 Otros

Es importante analizar otros efectos que no son tan intuitivos, como los subsidios a las ERNC y los costos asociados de éstos; impuestos y consecuencias en el costo final de

la energía para los consumidores debido a la inclusión de las ERNC intermitentes. Existen pocos países en los cuales la penetración ERNC ha alcanzado niveles cercanos a las metas impuestas para el SIC el 2025. Los dos países en los cuales el crecimiento de generación ERNC ha sido notorio en el último tiempo, cuya generación ERNC actual supera el 20 %, y que han visto más efectos producto de la generación ERNC intermitente, son Alemania y España.

a) Subsidios

A comienzos del año 2004, en un esfuerzo por aumentar la capacidad de ERNC instalada, el estado español definió subsidios de 5,6 y 1,4 veces la tarifa normal para la generación solar y eólica respectivamente. Precios que serían revisados cada cuatro años y para cada tipo de tecnología en el caso que se superase cierta capacidad (Cembrano P., 2013). Independientemente de los reajustes de los precios para las nuevas centrales, el incremento de la capacidad de generación de ERNC fue explosivo produciendo altísimos costos en subsidios para el estado (The Economist, 2013). Consecuencia del enorme incremento en los costos que ha significado para España el crecimiento de las ERNC, el estado español ha decidido eliminar los subsidios (The Economist, 2013). Cembrano P. (2013) solicitó la información de capacidad instalada de ERNC al 2012 encontrando que los objetivos fueron superados en un 6 %, 1009 %, y 290 % para la generación eólica, fotovoltaica y termosolar respectivamente. Hoy no está claro como se avanzará en la mantención de la generación actual con los recortes hechos y propuestos. España es un ejemplo en el cual se impulsó el desarrollo ERNC solo a través de incentivos monetarios sin un plan de mercado claro.

b) Impuestos y precio final al consumidor

Los subsidios no necesariamente conllevan mayores cargas impositivas, pero para cancelar los subsidios de la generación ERNC se requerirá de una mayor cantidad de recursos del Estado. En el caso alemán, el costo de la energía incluye los costos de subsidios en forma de sub-cargo al precio final siendo una forma de impuesto. Las grandes empresas consumidoras de electricidad han logrado eliminar este cobro argumentando que un mayor costo de la energía disminuye su competitividad internacional (Der Spiegel, 2013),

transformando el cargo en un impuesto energético regresivo que debe ser pagado por la población afectando mayoritariamente a las clases de menores ingresos.

Finalmente, todos los costos que se ven afectados (ya por aumentos o disminuciones) por la penetración ERNC intermitente inciden directamente en los consumidores finales teniendo en cuenta que todos los miembros del sistema eléctrico cargan estos costos en sus clientes, y el cliente final son los consumidores. En España el gobierno ha impedido que los consumidores corran con estos costos disminuyendo la utilidad del sistema enormemente (The Economist, 2013), mientras que en Alemania se da el caso contrario (Der Spiegel, 2013).

En consecuencia, es de suma importancia valorizar estos costos e incluirlos en el debate de la penetración ERNC. La pregunta a responder no sólo debe ser maximizar la generación renovable, sino determinar cuánto va a costar y quién pagará ese costo. En este trabajo no se responde la pregunta de quién paga, pero si se otorgan los valores que inician esta discusión.

3. ANÁLISIS DE ESTUDIOS NACIONALES

Las exigencias sobre sobre generación con ERNC para el mediano plazo impuestas por el Estado chileno han marcado parte importante de la agenda política de energía en Chile. Debido a esto se han realizado varios estudios que tienen como objetivo estimar los efectos de la generación eléctrica renovable no convencional en el SIC y en el SING. En esta tesis se analizan los dos estudios más recientes sobre el efecto de las ERNC en el SIC. Estos estudios se caracterizan por su impacto mediático, ya que fueron elaborados por instituciones públicas (Escenarios Energéticos, 2013) e instituciones gremiales cuya opinión es clave en el rubro de la generación ERNC (NRDC y ACERA, 2013). El análisis de esta tesis se enfoca en los aspectos metodológicos y supuestos más importantes de tal manera de establecer comparaciones válidas con este trabajo. No se analizan supuestos o metodologías que no tengan un equivalente en esta tesis. Por ejemplo, en el estudio "Escenarios Energéticos 2030" se examina una proyección en el SING, tema que este trabajo no analiza.

Un supuesto importante que se hace en ambos estudios es que en ningún momento se habla de las consecuencias de que una central térmica realice regulación de carga, o *cycling*. Una mayor penetración de ERNC no implica necesariamente este efecto, sin embargo, es un efecto relevante el cual debe ser referenciado.

3.1 Estudio Escenarios Energéticos 2030 (EE2030)

Este estudio incorpora la entrada en operación de centrales de todo tipo por lo que incluye supuestos sobre las características de las centrales en cuanto a sus costos y capacidades de generación. Para obtener los resultados, 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.

El Estudio EE2030 le asigna a las ERNC intermitentes costos de inversión muy bajos respecto a fuentes nacionales e internacionales y también le asigna a la energía eólica un factor de planta excesivamente alto. No se modela adecuadamente la estacionalidad de estas fuentes. Estos supuestos, establecen una posición excesiva y arbitrariamente favorable para las ERNC intermitentes, lo que no se condice con la realidad. El mayor porcentaje en la proyección de la generación de una central subestima el requerimiento de instalación de reservas. (Ver Tabla 3.1)

TABLA 3.1. Comparación de costos de inversión y factor de planta EE2030

Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE (2013); Escenarios Energéticos (2013); OpenEI (2013a)

Costo de inversión [US$/kW]				
Tipo de energía	EE2030 (2013)	EE2030 (2020)	CNE (2013)	OpenEi (2013)
Solar FV	2.110	1.316	2.700	2.670
Eólica	1.945	1.669	2.300	2.400

Factor de Planta [%]			
Tipo de energía	EE2030	Promedio Estados Unidos	Proyección OpenEi (2013)
Solar FV	24	21	22-25
Eólica	30-35	22	25-30

Se pondera de manera excesiva la generación de electricidad geotérmica considerando 5000 MW en el SIC para el año 2030 . Esa potencia actúa como generación de base en reemplazo de centrales térmicas tradicionales . Sin embargo, en Chile no se han concretado proyectos geotérmicos y tampoco se han anunciado proyectos que podrían entrar en operación a mediano plazo, ni siquiera 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, al 2010 habían sólo 11.000 MW de energía geotérmica en todo el mundo y recién se esperan 40.000 MW al año 2035 concentrados en Estados Unidos, Japon, Indonesia y Las Filipinas (IEA, 2012). Bajo esas circunstancias, es poco probable que en Chile exista una generación geotérmica de 5.000 MW al año 2030.

El sistema de transmisión usado para el SIC solo incluye 5 nodos, lo que si bien marca zonas importantes, esconde límites de transmisión en ciertas zonas del norte y sur (donde hay un potencial de energía renovable solar y/o eólica no menor). En la Tabla 3.2 se compara el número de nodos simulados entre el estudio de EE2030 y el Informe de Precio de Nudo del SIC. Para cada central instalada el EE2030 incluye costos de transmisión, el costo de la línea desde la central al sistema troncal, sin embargo, al agrupar el sistema troncal en tan pocos nodos se eliminan costos adicionales de transmisión.

TABLA 3.2. Nodos simulados EE2030 e Informe de Precio de Nudo del SIC

Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE (2013); Escenarios Energéticos (2013)

	EE2030	Informe de Precio de Nudo del SIC
Nodos Simulados	5	203
% del Total	0,59 %	23,97 %

Por último, relacionado 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 hidro-térmico, especificamente las relacionadas con los equilibrios intertemporales (almacenaje de agua para una etapa futura); es un modelo que sólo permite armar un plan de obras inicial (Generadoras de Chile, 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 (no es rentable instalar ciertos proyectos), esto sucede porque se optimiza con una lista seleccionada de proyectos según criterios no necesariamente económicos, 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 (Der Spiegel, 2013; The Economist, 2013), 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 3.3 están los costos marginales proyectados en el estudio EE2030 y en la Tabla 3.4 se presentan los costos de equilibrio calculados para distintas tecnologías de generación en Chile.

TABLA 3.3. Costos marginales proyectados en el estudio Escenarios Energéticos 2030

Fuente: Escenarios Energéticos (2013)

Escenario	**Costo marginal proyectado 2013-2030 [US$/MWh]**
Mercado-SIC	79,5
ERNC-SIC	70,8

TABLA 3.4. Costo de equilibrio para tecnologías de generación de expansión actuales en Chile

Fuente: Elaboración Propia con datos de Comisión Nacional de Energía, CNE (2013); OpenEI (2013a)

Tecnología	**Costo de equilibrio [US$/MWh]**
Carbón	88,6
Ciclo Combinado Gas Natural	115,8
Pasada	80,6
Embalse (Sur)	35,7
Eólica	162,5
Solar	119,5
Geotérmica	79,6

Finalmente, en la Tabla 3.5 está la capacidad instalada al 2030 en cada uno de los dos escenarios estudiados en el estudio, se observa que el escenario ERNC-SIC tiene una orientación fuerte al desarrollo de energía geotérmica.

TABLA 3.5. Matriz de generación al año 2030 según estudio EE2030

Fuente: Escenarios Energéticos (2013)

	Mercado - SIC		**ERNC - SIC**	
Tecnología	**MW**	**%**	**MW**	**%**
Eólica	487	2	1.634	7
Solar	973	4	934	4
Geotermia	730	3	4.901	21
Biomasa	487	2	1.167	5
Mini-hidro	973	4	1.167	5
Hidraúlica	12.410	51	6.768	29
Carbón	2.190	9	2.100	9
Diesel	2.920	12	3.034	13
GNL	3.163	13	1.634	7
Total	24.334	100	23.338	100

3.2 Estudio Beneficios Económicos para Chile de las ERNC (BECHL)

El objetivo del estudio fue "determinar si un escenario de mayor penetración de capacidad renovable no convencional (ERNC), contribuye a un mayor bienestar social y económico del país, en comparación con un escenario que mantiene las disposiciones de la ley 20.257". Para cumplir dicho objetivo, se realiza un análisis sistémico orientado a la operación, y un análisis macroeconómico de los efectos esperados. En este trabajo se comenta parte del análisis sistémico.

Para la simulación del SIC se menciona que 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 el LEAP no es un software 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, etc...). Los costos de transmisión no son evaluados por lo que se puede inferir que se trata de una simulación uninodal. Un sistema uninodal supone que los proyectos de transmisión se acoplan a los proyectos de generación, lo cual es correcto, i.e. una central no será construida si no puede inyectar energía al sistema. Los factores de planta para las centrales fotovoltaicas y eólicas son más altos que lo observado en Estados Unidos, mientras que los costos de inversión son similares a los reportados en otros trabajos (Ver Tabla 3.6).

TABLA 3.6. Comparación de costos de inversión y factor de planta BECHL

Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE (2013); NRDC y ACERA (2013); OpenEI (2013a)

Costo de inversión [US$/kW]			
Tipo de energía	BECHL	CNE (2013)	OpenEi (2013)
Solar FV	2.500	2.700	2.670
Eólica	2.300	2.300	2.400
Factor de Planta [%]			
Tipo de energía	BECHL	Promedio Estados Unidos	Proyección OpenEi (2013)
Solar FV	31	21	22-25
Eólica	30	22	25-30

El estudio incluye un beneficio no cuantificable llamado Seguridad de Suministro que asume que las fuentes ERNC disminuyen el riesgo de falta de suministro al no depender de costos de combustible. No existe ninguna mención al efecto volátil de las tecnologías ERNC y sus consecuencias (EURELECTRIC, 2010; Holttinen et al., 2011; Milligan et al.,

2010; Troy et al., 2010) y de los riesgos de suministros que han existido en otros países como Alemania (Der Spiegel, 2013). Se pretende dar una visión del efecto de las ERNC como en el estudio de Escenarios Energéticos, pero no se mencionan varios comportamientos que pueden ser perjudiciales de las ERNC. Respecto a resultados cuantificables, no se especifican los costos marginales, pero si los costos de inversión, los costos operacionales, y los correspondientes al consumo de combustible.

También se valoriza el aporte al PIB de Chile. Esta valorización es de 2.246 Millones de US$ y se realizó utilizando el método de insumo-producto; este método es utilizado solo para cambios marginales de alguna actividad respecto de un punto de referencia ya que un supuesto es que todas las actividades relacionadas permanecen constante, comportamiento que no sucedería con una mayor penetración ERNC en las magnitudes referidas en el estudio. El mismo autor menciona la limitación de la metodología empleada indicando que los resultados podrían cambiar usando otra técnica. La conclusión del estudio es que el beneficio de las ERNC es igual a 1.600 Millones de US$ en valor presente neto para el periodo entre los años 2013 y 2028.

En conclusión, si bien ambos estudios entregan algunas herramientas y visión de un posible futuro, carecen de metodologías y supuestos apropiados para la medición del impacto de la generación ERNC intermitente.

4. METODOLOGÍA Y DESARROLLO

4.1 Formulación y simulación óptima del problema del despacho eléctrico incorporando ERNC intermitente

4.1.1 Problema del despacho hidrotérmico

El despacho hidrotérmico óptimo del SIC se determina utilizando modelos de programación matemática estocástica que minimizan el costo total de operación del sistema en el periodo de simulación. El costo total es la suma del costo de operación presente más el costo futuro de operación. En el SIC, dada la cantidad de embalses existentes el problema es decidir el volumen de agua a embalsar para generar en el futuro estableciendo un equilibrio en la generación que minimice el costo. La decisión de generar a costo cero en el presente utilizando los embalses, tiene implicancias en el costo futuro de generación al agotar o reducir los recursos hídricos. La función de costo se ve reflejada en la Figura 4.1.

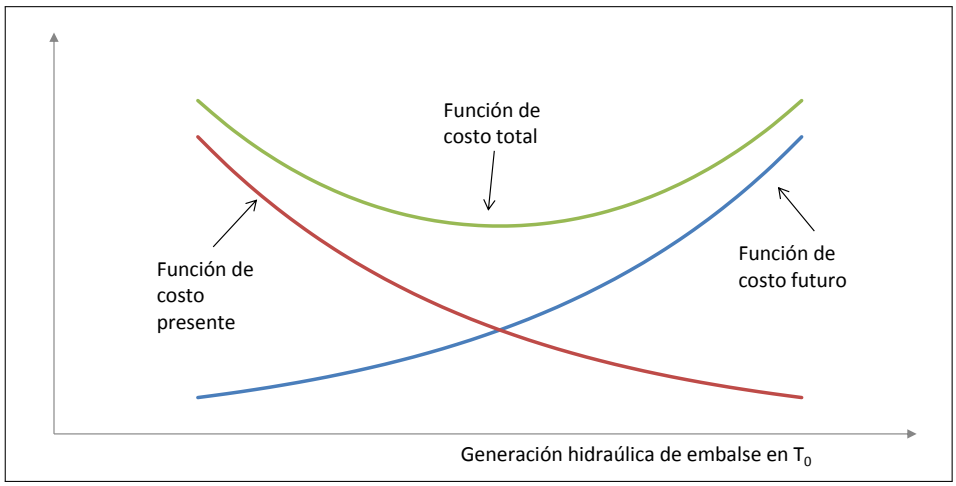


FIGURA 4.1. Función de costo total en base a generación hidráulica

Fuente: Elaboración propia en base a Raby (2008)

Las principales restricciones y condiciones del problema que son incluidas en la simulación del SIC son:

- Parque de generación existente en cada fecha
- Líneas de transmisión (topología, leyes de Kirchhoff y restricciones de capacidad)
- Costo de generación de cada central (asociado al costo de combustible en el caso de las centrales térmicas)
- Demanda del sistema
- Condición hidrológica 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 de generación de cada central en cada etapa
- Número de etapas a usar y duración de éstas

Se pueden incorporar más restricciones tales como disponibilidad de combustibles, o contingencias en las líneas de transmisión, sin embargo estas raramente son consideradas porque el problema matemático ya es suficientemente grande y complejo con las restricciones hidrológicas. Los principales modelos utilizados son el modelo ”Programación Largo Plazo” o PLP (Colbún S.A.) y el modelo ”Operación del Sistema Eléctrico” o OSE2000 (KAS Profesionales S.A.). Una profundización del detalle matemático de estos modelos se encuentra en Raby (2008).

4.1.2 Incorporación de las ERNC intermitentes

La modelación de la intermitencia de una central ERNC tiene dos aristas, por una parte se debe representar la intermitencia adecuadamente, en lo posible utilizando una unidad de tiempo que permita capturar la variabilidad de la generación; y por otra parte, se necesita modelar todos los efectos en el sistema producidos por la incorporación de más generación intermitente; en Holttinen et al. (2011) se dan estas recomendaciones para la realización de un estudio de integración de generación eólica, recomendación que aplica también para la generación solar.

Es importante tener en cuenta esta forma de ajustar la intermitencia. Por ejemplo, si se realiza una simulación con un bloque de demanda por mes, esta simulación tendrá un nivel constante de generación máxima para cada central ERNC intermitente, supuesto

que podría sobredimensionar o subdimensionar la verdadera capacidad de generación de esas centrales. De igual forma, no tiene sentido simular con etapas por hora la generación ERNC si todas las otras centrales simuladas serán modeladas como centrales sin ninguna restricción, en este caso se podrían dar situaciones donde una central térmica pase de operar con máxima carga a carga cero, operación imposible en la realidad.

El SIC no es un sistema pequeño, y como fue descrito en la sección anterior, la principal restricción para resolver su despacho óptimo es el conjunto de las restricciones hidrológicas del sistema. Por esta razón, no es computacionalmente posible agregar la modelación de la intermitencia completa. Se ha optado por construir perfiles anuales para las centrales ERNC intermitentes y se han agregado restricciones a la operación de las centrales térmicas de base, las cuales serán desplazadas por la generación ERNC. En cuanto a la duración de cada etapa, se ha decidido usar 5 niveles de demanda por mes que representan de forma certera las variaciones diarias de la demanda y la generación ERNC. El software utilizado es el programa PLEXOS® cuya descripción se encuentra en el Anexo B. El optimizador elegido es Xpress® desarrollado por FICO (Fair Isaac Corporation).

A continuación se describe la modelación de cada tecnología de generación usada para valorizar correctamente el impacto de la penetración de generación ERNC intermitente.

4.1.3 Modelación de centrales

a) Modelación de centrales hidroeléctricas

Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas: centrales de pasada y embalses. Los afluentes utilizados para cada central provienen de la información de estadística hidrológica tal como se aclara en la sección 4.3.7. La información de esta estadística entrega la potencia media máxima por mes o semana.

En términos generales, para una central de pasada la potencia generable en la etapa t, P_t en la hidrología h es igual a:

$$0 \leq P_t \leq P^h_{Max,t} \leq P_{Max} \tag{4.1}$$

donde $P^{h}_{Max,t}$ es la potencia máxima generable por la central en la hidrología h del mes en el cual está la etapa t, y P_{Max} es la potencia máxima generable física de la central.

En el caso de los embalses, los afluentes ingresan a estos y la potencia generable en la etapa t, P_t es:

$$0 \leq P_t \leq P_{Max} \tag{4.2}$$

donde P_{Max} es la potencia máxima generable por el embalse siempre y cuando la energía embalsada lo permita.

Dado que muchas de las centrales hidroeléctricas se encuentran en cuencas donde la generación de una depende de la central y/o embalse aguas arriba, la potencia generable de estas va a depender de las decisiones de despacho determinadas por el modelo PLEXOS. Las dos cuencas principales del sistema, la cuenca del Laja y la cuenca del Maule han sido modeladas de acuerdo a la descripción otorgada por la CNE en el Informe de Precio de Nudo SIC de Octubre del 2013 (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013).

b) Modelación de centrales ERNC intermitentes

En esta categoría se incluyen las centrales de generación eólica y solar. La potencia máxima generable se determinó a partir de la estadística disponible de generación real de centrales de este tipo en el SIC.

El procedimiento para determinar la generación eólica se hizo de la siguiente forma:

i. Para cada central eólica existente en el SIC se construyó un perfil horario de generación promedio para cada hora del año.
ii. Se escaló cada perfil de tal manera que la potencia máxima fuera 1 MW.
iii. Finalmente se promediaron todos los perfiles y se obtuvo un perfil eólico en una base unitaria o por unidad (p.u.).
iv. Para cada central eólica en el sistema (futura y existente) se multiplica el perfil por su potencia máxima.
v. Así, cada central posee un perfil eólico anual.

De esta forma, en cada etapa t, la potencia generable por una central eólica corresponde a la expresión 4.3.

$$0 \leq P_t \leq P_{Max,t} \tag{4.3}$$

donde $P_{Max,t}$ es igual al promedio de las potencias máximas de todas las horas que se encuentran en la etapa t.

El procedimiento para determinar el perfil de generación solar fue exactamente igual, solo que se utilizaron las centrales solares existentes en el SIC. La base de datos para ambos procedimientos proviene de la información de operación real entregada por el CDEC-SIC (CDEC-SIC, 2006-2013). El perfil de cada central se simplificó estableciéndose constante en el período de simulación, es decir, se le asignó un comportamiento no estocástico; la inclusión de tal variabilidad, adicionada a la variabilidad hídrica, habría implicado un alto tiempo de proceso computacional y su aporte a los alcances de este estudio no lo habrían justificado, sin embargo, en trabajos futuros el comportamiento estocástico de la generación eólica y solar debería incluirse.

Esta aproximación determina factores reales para las plantas eólicas y solares, los que pueden variar respecto a los factores teóricos que se utilizan en los planes de obra convencionales. De hecho, el factor real para las plantas eólicas entrega un valor de 0,196 versus un valor de 0,200 teórico. Para el caso de la energía solar el factor real determinado fue de 0,23[1] versus un valor teórico de 0,30. En las simulaciones se utilizaron como variables de entrada los factores teóricos ya que este procedimiento se asimila a lo que se aplica en los planes de obra en Chile (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013).

c) Modelación de centrales térmicas

En un sistema de generación de electricidad como el SIC, hidrotérmico, la variación en la generación de las centrales térmicas explica en más de un 90 % la variabilidad en los costos de operación del sistema dado que las otras centrales tienen costos variables

[1]Este valor se fundamenta en la operación de la central Tambo Real

muy bajos o iguales a 0. Precisamente por esta razón es que para estimar el impacto de la penetración de las ERNC intermitentes en el funcionamiento del sistema eléctrico, se enfatiza el modelamiento de las centrales térmicas.

Se separaran las centrales térmicas en dos grupos:

i. Centrales térmicas de base: son aquellas centrales térmicas que ven fuertemente variada su generación por el efecto de las condiciones hidrológicas y/o generación ERNC, a causa de un costo variable bajo que oscila entre los 50 y 150 USD/MWh. Las características que tienen en común son los tiempos de toma de carga, potencia mínima de generación y tiempo mínimo de operación. En este grupo se consideran las plantas a carbón y plantas de ciclo combinado.
ii. Centrales térmicas de punta: son aquellas centrales que operan en horas de alta demanda o en condiciones hidrológicas de tipo medio-seca y seca. Los costos marginales de estas centrales están sobre los 200 USD/MWh. Las centrales de este grupo pueden ser encendidas y apagadas rápidamente (tiempo de carga bajo), y funcionan en base a diesel, fuel oil o productos similares.

Las centrales térmicas de punta son modeladas como centrales con un costo variable constante y con una potencia generable en la etapa t, P_t dada por 4.4

$$0 \leq P_t \leq P_{Max} \tag{4.4}$$

donde P_{Max} es la potencia máxima generable por la central.

Las centrales térmicas de base son modeladas con un costo variable que depende del nivel de generación de la central (la función del rendimiento térmico se encuentra en el anexo C), además, se les agrega dos restricciones respecto de las centrales de punta. En primer lugar la potencia generable en etapa la etapa t, P_t dada por 4.5 es

$$P_t = \begin{cases} 0 & \\ x & \text{con } P_{Min} \leq x \leq P_{Max} \end{cases} \tag{4.5}$$

donde P_{Min} y P_{Max} son la potencia mínima y máxima generable por la central. En segundo lugar, se ha agregado una restricción de operación mínima; una vez que la central comienza a operar debe operar por al menos T horas. Si se define como hora k la hora inicial en que comienza a operar el generador estando apagado se debe respetar 4.6.

$$P_t > 0, \forall t = k..k + T \tag{4.6}$$

La inclusión de estas restricciones obedece al hecho de que estas centrales son las que se verán afectadas por el aumento de la generación ERNC, ya sea no generando cuando haya generación ERNC disponible o, siendo las primeras en comenzar a generar si es que la generación ERNC decrece y no existe generación hidroeléctrica de respaldo.

4.2 Metodología de evaluación del impacto

La evaluación del impacto en los costos totales del Sistema Interconectado Central (SIC) por la penetración de ERNC intermitente se inicia con una optimización y simulación del despacho del sistema completo con la inclusión de centrales ERNC intermitentes.

El SIC es representado en el software PLEXOS utilizando supuestos que se indican más adelante, que permiten disminuir el tiempo de resolución del problema y, a la vez, incorporar de manera correcta los efectos de la generación intermitente. La optimización y simulación del despacho entrega resultados relacionados a la operación del sistema para todos los períodos y condiciones hidrológicas posibles. Específicamente, importan los datos relacionados a los costos de operación total y costos marginales del sistema, al igual que los factores de planta de las centrales afectadas por la penetración de ERNC (centrales térmicas a carbón y centrales térmicas de ciclo combinado).

El output de la simulación es procesado y analizado en conjunto con los costos de inversión en centrales y transmisión con el objetivo de observar los efectos en los costos totales del sistema para así calcular el costo de integración de las fuentes de ERNC intermitentes. También, se analizan las consecuencias en los otros aspectos que se ven

afectados: capacidad de reserva, factor de planta de centrales térmicas, operación de embalses hidroeléctricos, precio de equilibrio de desarrollo, y emisión de CO_2. En la Figura 4.2 se observa el método de evaluación empleado.

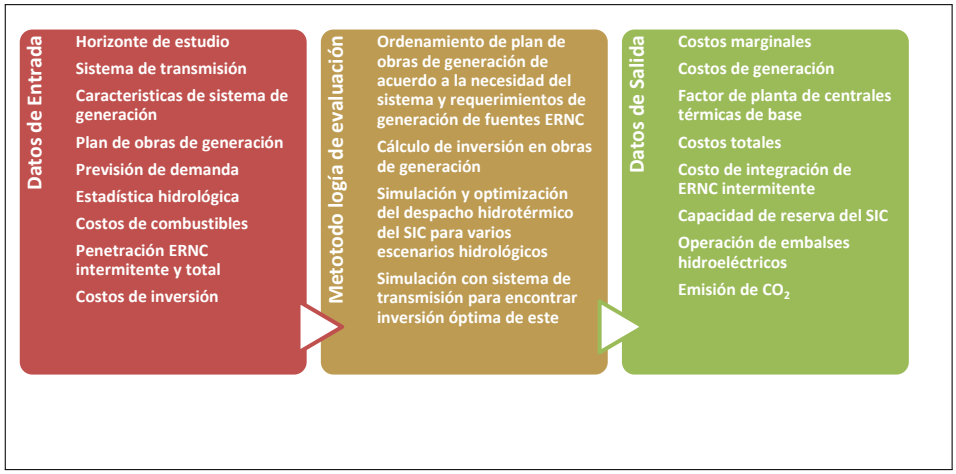


FIGURA 4.2. Método de evaluación de impacto

Fuente: Elaboración Propia

Se busca medir el impacto en la operación general del sistema producido por la penetración de ERNC intermitente en el SIC, por lo que la variable independiente del sistema es esa: penetración de ERNC intermitente. Para modificarla se han definido cuatro escenarios en los cuales el porcentaje de generación de tecnologías renovables reconocidas por la ley 20.257 al 2024 respecto de la demanda del sistema cambia. Si bien el aumento de generación ERNC se hace sólo con fuentes intermitentes, el plan base ya cuenta con algunas centrales ERNC no intermitentes que son reconocidas por la ley 20.257.

4.3 Supuestos y parámetros del Sistema Interconectado Central (SIC)

El Sistema Interconectado Central es un sistema eléctrico que se caracteriza por estar balanceado entre generación térmica e hídrica, en dónde gran parte de la generación se encuentra ubicada en nodos distintos a los que poseen la concentración de demanda. En

esta sección se describen los supuestos y parámetros de modelación utilizados para el escenario base.

4.3.1 Horizonte de estudio

Se simula la operación del SIC para un período de 10 años hidrológicos, él que comienza el 01 de Abril del 2017 y finaliza en Marzo del 2027, sin embargo el último año (Abril 2026 a Marzo 2027) se agrega sólo como año de relleno para evitar que la optimización agote los embalses el último año de operación importante (Marzo 2025 a Abril 2026).

4.3.2 Sistema de transmisión

Para todos los escenarios se han realizado dos simulaciones, una en la cual el sistema de transmisión no ha sido modelado pues incrementa la complejidad del problema matemático a resolver, y una segunda en donde se optimiza un sistema de transmisión con un modelo más simplificado para obtener los mismos costos marginales que en el escenario uninodal. El modelo simplificado contiene las mismas características que el modelo base, sólo que las restricciones de operación de centrales térmicas han sido relajadas, esto no es incoherente con el cálculo del sistema de transmisión necesario, ya que la generación ERNC intermitente sigue modelada en su totalidad. De esta manera, se logra calcular una aproximación de la inversión necesaria en obras de transmisión producida por la penetración de las ERNC intermitentes. El sistema de transmisión utilizado en la segunda simulación es una simplificación del SIC; los nodos seleccionados y líneas de transmisión se basan en los reportados en el Informe de Precio de Nudo SIC de Octubre del 2013 (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013). Los nodos seleccionados se observan en la Tabla 4.1. El sistema de transmisión junto al plan de obras de transmisión se encuentran en el Anexo E.

TABLA 4.1. Nudos del SIC simulados en los escenarios con sistema de transmisión

Fuente: Elaboración Propia en base a Comisión Nacional de Energía, CNE (2013)

Nombre	**Tensión [kV]**
D. DE ALMAGRO	220
CARRERA PINTO	220
CARDONES	220
MAITENCILLO	220
PAN DE AZUCAR	220
LOS VILOS	220
NOGALES	220
QUILLOTA	220
POLPAICO	220
LAMPA	220
CERRO NAVIA	220
CHENA	220
CANDELARIA	220
COLBUN	220
ALTO JAHUEL	220
MELIPILLA	220
RAPEL	220
ITAHUE	220
ANCOA	220
CHARRUA	220
LAGUNILLAS	220
HUALPEN	220
TEMUCO	220
LOS CIRUELOS	220
VALDIVIA	220
BARRO BLANCO	220
PUERTO MONTT	220

4.3.3 Sistema de generación

La matriz de generación base utilizada corresponde a la reportada en el programa semanal del CDEC-SIC al 18 de octubre del 2013 (Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, CDEC-SIC, 2013b). Sin perjuicio de lo anterior, el sistema de generación está adaptado según el plan de obras de generación explicado en el punto 4.4.

4.3.4 Etapa de simulación

Se ha separado la operación del SIC en etapas mensuales con 5 bloques de demanda en cada una. La duración y demanda de los bloques es determinada por el programa PLEXOS utilizando un algoritmo de optimización que minimiza la suma de las diferencias entre las magnitudes reales de demanda y la magnitud de los bloques resultantes.

4.3.5 Previsión de demanda

La previsión de demanda utilizada para el horizonte del estudio es la reportada en el Informe de Precio de Nudo SIC de Abril del 2013 (CNE, 2013a). Para los años 2024 a 2027 se mantuvo la tasa de crecimiento de la demanda pronosticada por la CNE para el año 2023.

TABLA 4.2. Previsión de demanda del Sistema Interconectado Central para los años 2017 a 2027

Fuente: Elaboración Propia en base a CNE (2013a)

Año	Demanda [GWh]	Tasa de Crecimiento [%]
2017	61.019	5,80 %
2018	63.927	4,77 %
2019	67.034	4,86 %
2020	70.264	4,82 %
2021	73.893	5,16 %
2022	77.279	4,58 %
2023	80.478	4,14 %
2024	83.778	4,10 %
2025	87.212	4,10 %
2026	90.788	4,10 %
2027	94.511	4,10 %

4.3.6 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 en la Tabla 4.3 . El diesel y fuel oil ha sido indexado al petróleo WTI (West Texas Intermediate) siguiendo la metodología de la Comisión Nacional de Energía en el Informe de Precio de Nudo SIC de Octubre del 2013 (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013).

TABLA 4.3. Costos futuros de combustibles

Fuente: Elaboración Propia

Carbón Térmico (6.350 Kcal/kg) [US$/TON]	Petróleo WTI [US$/BBL]	Gas Natural Licuado [US$/MMBTU]
90	100	13,5

4.3.7 Estadística hidrológica

La estadística hidrológica de los afluentes de las centrales hidroeléctricas es reconstruida a partir de la estadística reportada por la CNE en el Informe de Precio Nudo SIC de Octubre 2013 (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013). La estadística de dicho informe incluye 54 años hidrológicos: los años hidrológicos históricos 1960 a 2010 sumado a 3 hidrologías artificiales. La estadística construida solo considera 50 de estas hidrologías; los años hidrológicos 1960 a 2009.

4.4 Plan de obras de generación

El plan de obras de generación se basa en el programa de obras del CDEC-SIC en construcción con obras recomendada por la CNE (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013); no obstante este ha sido modificado para cumplir cuatro restricciones:

i. El desarrollo tecnológico del parque es en base a carbón , por lo que el costo marginal de largo plazo es cercano al costo de desarrollo del carbón. Este costo se encuentra calculado en el Anexo C y es igual a 90,4 US$/MWh.
ii. Porcentaje de generación de tecnologías renovables reconocidas por la ley 20.257 igual al 10 % de la demanda total al año 2024. A partir del 2024 se mantiene en 10 % y para el resto de los años el porcentaje es el indicado en la Tabla 4.4. Se utiliza 10 % para el escenario base y luego se simulan otros escenarios en los cuales si se incluye el porcentaje ya aprobado de la ley ”20/25”(20 % al 2025).

iii. La expansión de energía renovable se basa en los proyectos de generación eólica y solar fv reportados por el Centro de Energías Renovables en su reporte "Estado de Proyectos ERNC en SEIA"de Agosto 2013 (CER, 2013a), en los escenarios en los cuales fue necesario agregar más proyectos se incorporaron proyectos teóricos distribuidos geográficamente de manera uniforme entre las localidades posibles para generación solar fv y eólica.

iv. La selección de proyectos eólicos y solares fv responde a un crecimiento equilibrado entre ambas tecnologías. Los factores de planta usados para calcular la generación anual son 20 %[2] para la central eólica y 30 %[3] para la central solar.

El proceso de determinación de las fechas de entrada de operación de las centrales se realizó de manera exógena respetando las restricciones impuestas. En la Tabla 4.5 se muestra el plan de obras de generación del escenario base a analizar.

TABLA 4.4. Generación de tecnologías renovables no convencionales proyectada

Fuente: Elaboración Propia

Año	Generación renovable [GWh]	Proporción de demanda total [%]
2017	4.175	7,00 %
2018	4.634	7,40 %
2019	5.126	7,90 %
2020	5.646	8,30 %
2021	6.195	8,70 %
2022	6.772	9,10 %
2023	7.380	9,60 %
2024	8.025	10,00 %
2025	8.354	10,00 %
2026	8.697	10,00 %

[2]Calculo en base a generación eólica histórica en el SIC (CDEC-SIC, 2006-2013)

[3]Factor de planta típico esperado para una planta solar en el SIC norte que genera 8 horas del día (NRDC y ACERA, 2013; OpenEI, 2013a).

TABLA 4.5. Plan de obras de generación en el SIC

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	Fecha de Entrada	Potencia Máxima Neta [MW]	Tipo de Generación
Lautaro II	feb-2014	21,3	Biomasa
Guacolda 05	oct-2015	152	Carbón
Carbon VIII Region 01	feb-2019	342	Carbón
Carbon Maitencillo 02	dic-2019	342	Carbón
Carbon Maitencillo 01	oct-2020	342	Carbón
Carbon Modulo 01 1	oct-2021	342	Carbón
Carbon Modulo 01 2	oct-2022	342	Carbón
Carbon Modulo 02 1	dic-2023	342	Carbón
Carbon V Region 01	ene-2024	342	Carbón
Carbon Modulo 02 2	jun-2025	342	Carbón
Carbon Modulo 04 1	sep-2026	342	Carbón
Carbon Pan de Azucar 01	oct-2026	342	Carbón
Carbon Modulo 04 2	ene-2027	342	Carbón
Carbon Modulo 04 3	abr-2027	342	Carbón
Carbon Pan de Azucar 02	oct-2027	342	Carbón
Eolica El Arrayan	abr-2014	115	Eólico
Eolico Punta Palmeras	jul-2014	66	Eólico
Eolica El Pacifico	oct-2014	19,4	Eólico
Eolica La Cebada	ene-2015	11,3	Eólico
Eolico Cabo Los Leones	jun-2016	170	Eólico
Eolica Lebu Sur	dic-2016	108	Eólico
Eolico Cabo Los Leones II	ene-2017	204	Eólico
Eolico San Juan de Chanaral	ene-2018	186	Eólico
Eolico Arauco	jun-2018	100	Eólico
Eolico Lebu II	dic-2018	158	Eólico
Eolico Ancud	jun-2020	120	Eólico
Eolico Llanquihue	jun-2021	74	Eólico
Eolico Renaico	abr-2022	106	Eólico
Eolico Talinay	dic-2023	400	Eólico
Eolico La Gorgonia	jun-2024	76	Eólico
Eolica Las Dichas	oct-2024	16	Eólico
Eolico Hacienda Quijote	dic-2024	26	Eólico
Eolico Chañaral 2	jul-2025	190	Eólico
Taltal CC GNL	abr-2016	360	GNL
Los Hierros	nov-2013	20	Pasada
Pulelfu	dic-2013	9,4	Pasada
Angostura	ene-2014	316	Pasada
San Andres	ene-2014	40	Pasada
El Paso	ene-2015	60	Pasada
Hidroelectrica RM 02	abr-2017	275	Pasada
Hidroelectrica RM 01	dic-2017	256	Pasada
San Pedro	ene-2018	144	Pasada
Hidroelectrica VIII Region 02	mar-2021	136	Pasada
Til Til	nov-2013	2,5	Solar
Llano Llampos	ene-2014	93	Solar
Solar San Andres	ene-2014	47,2	Solar
Parque PV Diego de Almagro	jul-2014	52	Solar
Canto del Agua	jun-2015	21	Solar
Parque Solar Diego de Almagro	ene-2016	162	Solar
Denersol	feb-2021	30	Solar
PV Salvador	abr-2022	40	Solar
DAS	dic-2022	10	Solar
Fotovoltaica Huasco	jun-2023	7,5	Solar
GENPAC	dic-2023	14	Solar
Parque Solar Cardones	jun-2026	130	Solar

4.5 Escenarios de penetración de ERNC

Se consideran cuatro escenarios de estudios referidos a la penetración de ERNC total en el SIC al año 2024: 10 %, 15 %, 20 % y 30 %. A la generación ERNC al 2013, solo se agregan centrales de ERNC intermitente. El escenario con penetración de un 10 % de ERNC corresponde al descrito en las secciones 4.3 y 4.4.

La Tabla 4.6 resume los escenarios analizados en esta tesis, la incorporación de mayores cantidades de ERNC implica una menor necesidad de centrales de generación base de tal manera que para los escenarios 2 al 4 se retiran algunas centrales consideradas en el escenario base. El detalle de los planes de obra de generacion de los escenarios de un 15 %, 20 % y 30 % se encuentra en el Anexo H.

TABLA 4.6. Capacidad instalada de ERNC intermitente al año 2024

Fuente: Elaboración Propia

Caso	Generación ERNC total [%]	Capacidad Solar [MW]	Capacidad Eólica [MW]	Capacidad Total Instalada [MW]	Capacidad retirada [MW]
1 (Base)	10	466	1.850	20.837	-
2	15	1.449	2.669	22.161	478
3	20	2.449	3.484	23.320	1.162
4	30	3.924	5.937	26.353	1.990

5. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Introducción

En esta sección se presentan y analizan los resultados de la simulación de la operación del SIC para los distintos escenarios de penetración de ERNC intermitente. Todos los resultados excepto el cálculo de los costos de transmisión provienen de las simulaciones sin sistema de transmisión (simulaciones uninodales). Las simulaciones fueron realizadas en un equipo Pentium Intel i7-4770k 3.50 GHz con 16 gb de memoria RAM. Cada escenario fue dividido en dos sub-simulaciones de 5 años cada una (Abril 2017 a Marzo 2022 y Abril 2022 a Marzo 2027) cuyo tiempo de resolución varió entre 8 y 12 horas.

Los resultados permiten determinar, evaluar y analizar el comportamiento de diferentes variables del SIC, consecuencia de la incorporación de ERNC intermitentes:

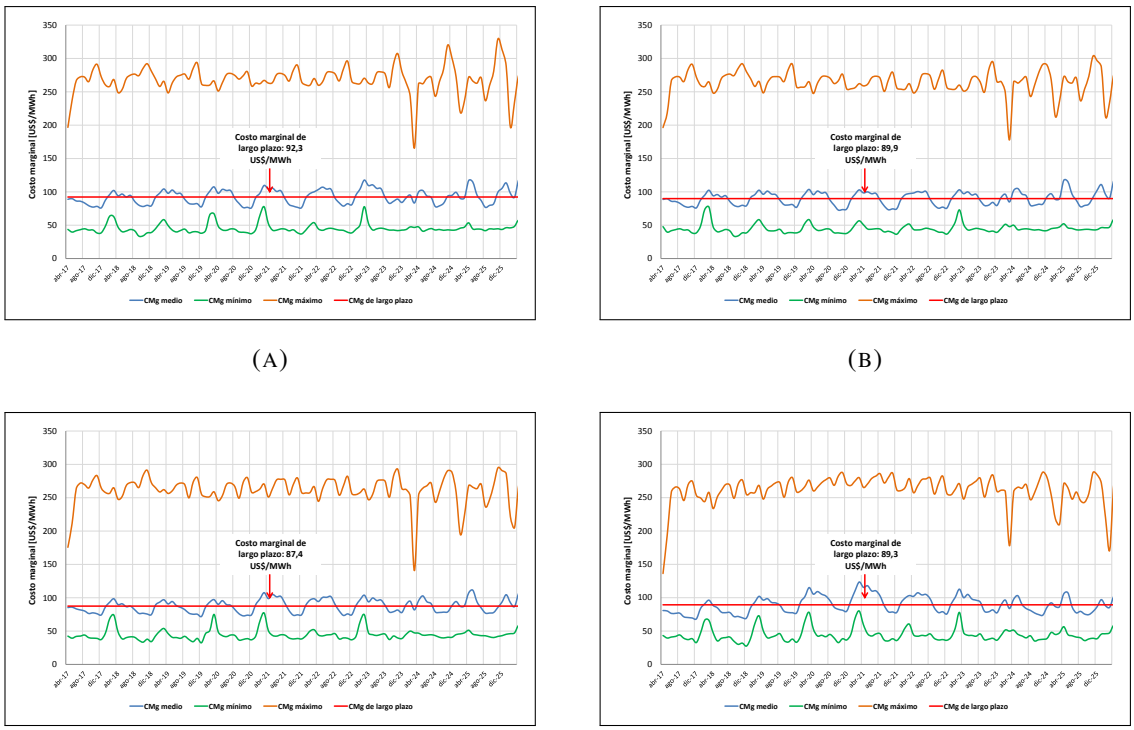
i. Costo marginal resultante para el período de simulación, lo que permite evaluar la variación de los ingresos por venta de energía de las centrales en el SIC en el período de simulación y bajo diferentes condiciones de hidrología.
ii. Costos totales del SIC: costos de inversión en generación, costo de operación térmica y costos de inversión en transmisión. Estos costos permiten calcular el costo de integración de fuentes de ERNC intermitente.
iii. Otros efectos indirectos en la operación: capacidad de reserva para la intermitencia eólica y solar fv, factores de planta y ciclos de operación de embalses hidroeléctricos.
iv. Emisión de CO_2 producido por generación eléctrica.
iv. Análisis de sensibilidad al considerar el ingreso de centrales de embalse en la región de Aysén. Estos embalses mejoran la regulación de carga en el SIC, ya que pueden variar su generación con mayor facilidad comparado con centrales térmicas.

Tomando como base la influencia de las ERNC intermitentes en el comportamiento de las variables anteriores, que dan cuenta de su efecto en el funcionamiento del sistema en su

totalidad, se esbozan algunas ideas muy generales respecto a ciertos elementos que debería considerar una política pública orientada al fomento de las ERNC y particularmente de las ERNC intermitentes.

5.2 Costo marginal

La Figura 5.1 representa la variación de los costos marginales mensuales esperados para el período de simulación y para los cuatro escenarios de penetración de ERNC intermitentes considerados en esta tesis, los valores promedios correspondientes a la simulación para la variable costo marginal mensual se representan en la Tabla 5.1.



(A) (B)

(C) (D)

FIGURA 5.1. Costo marginal mensual esperado para penetración ERNC total de un 10 %, 15 %, 20 % y 30 %

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.1. Resumen costos marginales

Fuente: Elaboración Propia

Caso	**Costo Marginal Promedio [US$/MWh]**			**Costo Marginal Máximo [US$/MWh]**			**Costo Marginal Mínimo [US$/MWh]**		
	Medio	**Máx**	**Min**	**Medio**	**Máx**	**Min**	**Medio**	**Máx**	**Min**
10 % ERNC	92,3	118,0	73,0	266,8	328,9	158,3	45,1	77,8	33,6
15 % ERNC	89,9	117,2	72,0	262,2	303,3	128,3	44,8	77,3	33,6
20 % ERNC	87,5	112,5	72,0	261,0	294,7	140,7	44,5	77,1	32,5
30 % ERNC	89,3	123,5	68,3	260,5	288,4	136,3	44,3	80,1	27,5

Los resultados más importantes respecto a los costos marginales promedios son los siguientes:

- Los valores numéricos de los costos marginales promedios para los cuatro escenarios analizados son prácticamente iguales y pivotean en torno a los $75 - 120$ US$/MWh. Aún con mayor penetración de ERNC las centrales térmicas siguen marginando.
- En hidrologías húmedas se dan los costos marginales mínimos que varían entre 27,5 US$/MWh y 80,1 US$/MWh con una media aproximada de 44,5 US$/MWh.
- Para hidrologías secas los costos marginales se maximizan alcanzando valores que oscilan entre 250 US$/MWh y 300 US$/MWh aproximadamente hasta fines del año 2023. En los escenarios de mayor penetración de ERNC y a partir del año 2024 se mantiene la estabilidad, pero en los escenarios de menor participación de las ERNC se genera inestabilidad pues debe ingresar más energía térmica de mayor costo en reemplazo de la energía hidroeléctrica faltante.

5.2.1 Efecto en el costo marginal esperado

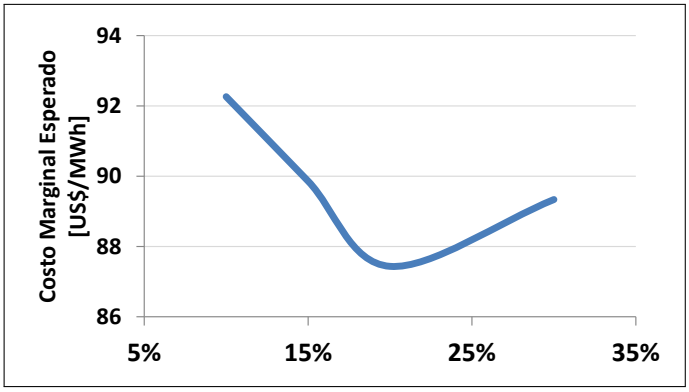


FIGURA 5.2. Costo marginal esperado contra penetración ERNC total

Fuente: Elaboración Propia

El costo marginal esperado disminuye aproximadamente 0,48US$/MWh por 1 % de aumento de penetración ERNC al 2024 hasta 20 %. Luego, aumenta alrededor de 0,19US$/MWh por 1 % de aumento de penetración ERNC hasta una penetración de 30 %. El sistema se ve beneficiado por el aumento de generación renovable, aunque después de cierto punto el desplazamiento de generación térmica de base por generación renovable es perjudicial. En teoría, la generación ERNC debería reemplazar a la generación térmica barata desplazada a toda hora, sin embargo, en las horas en que la generación ERNC no está presente el costo marginal aumenta producto de un despacho de unidades térmicas más caras (ciclos combinados caros o motores diesel).

El incremento en la penetración de ERNC intermitentes desde un 10 % a un 30 % para el año 2024, tiene un efecto mínimo en el comportamiento del costo marginal esperado. Con el objeto de estimar si las diferencias entre los costos marginales medios para los cuatro escenarios de penetración de ERNC intermitentes son estadísticamente diferentes, se realizó el test de comparación de medias de Scheffe (Rafter, Abell, y Braselton, 2002), los cálculos correspondientes y las características del test se detallan en el Anexo G. Se definen $\bar{y}_1, \bar{y}_2, \bar{y}_3$ y $\bar{y}_4$ los costos marginales de esperados calculados del escenario 10 %,

15 %, 20 %, 30 % de penetración ERNC y μ_1, μ_2, μ_3 y μ_4 los costos marginales esperados teóricos de los mismos escenarios.

TABLA 5.2. Resultados de Test de Scheffe para costos marginales esperados

Fuente: Elaboración Propia

i	j	$\bar{y}_i - \bar{y}_j$	**Intervalo**	**Diferencia significativa**
1	2	2,40	$-3,17 \leq \mu_1 - \mu_2 \leq 7,98$	No
1	3	4,83	$-0,75 \leq \mu_1 - \mu_2 \leq 10,4$	No
1	4	2,93	$-2,65 \leq \mu_1 - \mu_4 \leq 8,50$	No
2	3	2,43	$-3,15 \leq \mu_2 - \mu_3 \leq 8,00$	No
2	4	0,52	$-5,05 \leq \mu_2 - \mu_4 \leq 6,10$	No
3	4	-1,90	$-7,48 \leq \mu_3 - \mu_4 \leq 3,68$	No

Los resultados del test indican que con un 95 % de confidencia y un grado de significancia de un 5 % no existen diferencias significativas entre ninguno de los costos marginales esperados, es decir, la operación óptima de despacho hidrotérmico es igual para los cuatro escenarios de penetración de ERNC. El plan de obras de generación en cada uno de los escenarios provee una oferta de energía de magnitud similar, por lo tanto, el costo marginal resultante es igual independiente de las tecnologías utilizadas en cada plan.

5.3 Costos del sistema

Como se ha indicado interesa en esta sección analizar los costos del SIC, que en esta tesis corresponden a la sumatoria de costos de generación más inversiones en centrales y transmisión.

5.3.1 Costo de inversión en generación

El costo de inversión en generación se puede expresar como costo por kW instalado o costo por kWh generado. Se ha asumido que el costo de inversión ocurre una vez:

cuando la central entra en operación. En la Tabla 5.3 se indican los costos para distintas tecnologías.

TABLA 5.3. Costos de inversión de centrales de generación por tipo de tecnología

Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE (2013); OpenEI (2013a)

Tecnología	**Costo unitario de inversión [US$/kW]**	**Factor de Planta [%]**	**Costo unitario de inversión [US$/kWh]**
Carbón	2.500	88	2.841
GNL	1.000	85	1.176
Hidro - Pasada	3.500	60	5.833
Hidro - Embalse	2.100	75	2.800
Eólico	2.300	22	10.455
Solar Fotovoltaico	3.500	30	11.667
Geotérmica	3.550	85	4.176

En la Tabla 5.4 se indican los costos de inversión promedio del periodo para los 4 escenarios analizados.

TABLA 5.4. Costos de inversión promedio

Fuente: Elaboración Propia

Caso	Inversiones Anuales Promedio [MM US$]				
	Solar	**Eólico**	**Hídrica**	**Térmica**	**Total**
ERNC 10 %	39	371	315	760	1.486
ERNC 15 %	422	603	263	665	1.953
ERNC 20 %	857	789	263	570	2.479
ERNC 30 %	1.421	1.224	263	570	3.477

Como es evidente los escenarios con una mayor penetración de ERNC intermitente tienen una mayor inversión dado que esas tecnologías son más costosas debido al mayor costo unitario de inversión y a un menor factor de planta respecto a tecnologías tradicionales. También, al existir un mayor número de centrales ERNC, la inversión se distribuye uniformemente en todos los años (Ver Figura 5.3).

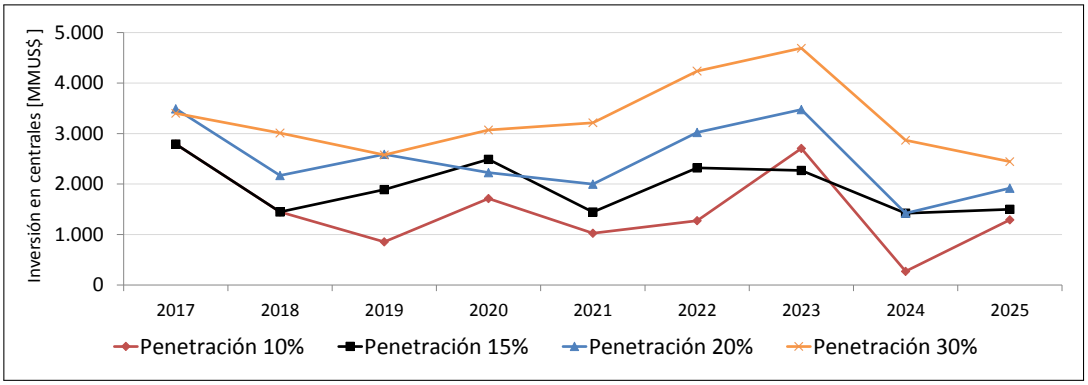


FIGURA 5.3. Costo de inversión en centrales por año hidrológico para cada escenario de penetración ERNC

Fuente: Elaboración Propia

5.3.2 Costo de generación del sistema

El costo de generación de una central es igual a su generación multiplicada por su costo variable; el costo de generación del sistema es la suma de los costos de generación de toda las centrales. Este costo aumenta con el tiempo debido a que más centrales térmicas entran en operación. A mayor penetración ERNC el costo es menor, no obstante, la diferencia comienza a ser considerable recién a partir del año 2022 (Ver Figura 5.4). El costo de generación disminuye alrededor de 1,91 MM US$ mensuales el año 2024 por cada 1 % de aumento de penetración ERNC (Ver Tabla 5.5).

TABLA 5.5. Costo de generación mensual promedio año 2024

Fuente: Elaboración Propia

Penetración de ERNC al 2024 [%]	**Costo de generación promedio [MM US$/mes]**
10	208
15	201
20	189
30	170

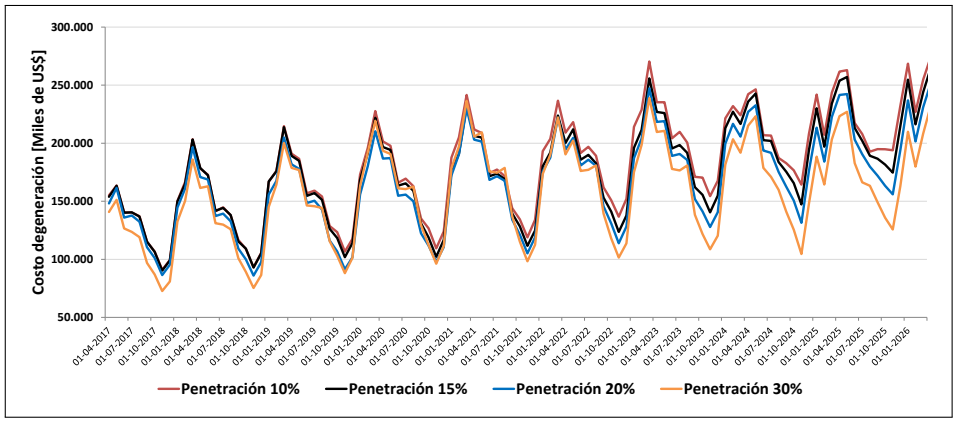


FIGURA 5.4. Costo de generación esperado por escenario de penetración ERNC

Fuente: Elaboración Propia

La variación de los costos de generación puede ser dividida en dos categorías:

a. La variación que se produce por el intercambio de generación térmica de base por generación ERNC intermitente, y
b. la variación que se produce por las restricciones impuestas en la operación térmica.

Se realizaron corridas simplificadas en las que se relajaron las restricciones de operación térmica (es decir las centrales térmicas podían operar con total libertad) y se determinó que, en promedio, el 90 % de los costos de generación son explicados por la variabilidad inherente de la generación ERNC intermitente (costos tipo a.).

Dado que la generación esta acoplada al requerimiento de la demanda, las restricciones térmicas (costos tipo b.) corresponden sólo a un 10 % de los costos de generación, en otras palabras, el comportamiento restrictivo de las centrales térmicas aumenta el costo de generación en aproximadamente un 11 %. Hay que notar que en los costos de tipo (tipo b.) no han sido sumado los costos provenientes de mantenimientos y desgaste de equipo de centrales térmicas a causa del comportamiento *cycling* antes descrito, por lo que estos costos son una cota inferior.

5.3.3 Costo de inversión en transmisión

Los costos de transmisión fueron modelados incluyendo los sistemas de transmisión. A través de un proceso iterativo se determinaron los aumentos de capacidad de transmisión adicionales para que no hubiesen desacoples en el sistema, es decir, se replican los costos marginales obtenidos en la modelación uninodal. En la Tabla 5.6 se indican la información de las líneas de transmisión requeridas para los distintos escenarios de penetración ERNC: puntos de conexión, voltaje, fecha de entrada, distancia, aumento de capacidad y costo. El costo de transmisión en US$/(MVA-km) es un promedio de los valores de inversión de las licitaciones del sistema troncal del SIC (CDEC-SIC, 2013a), que corresponde a 450,3 US$/(MVA-km) para las líneas de 500 kV y 1512,0 US$/(MVA-km) para las líneas de 220 kV.

TABLA 5.6. Inversión en transmisión necesaria

Fuente Elaboración Propia

Obra de transmisión	**Voltaje [kV]**	**Fecha de Entrada**	**Distancia [km]**	**Aumento Capacidad [MVA]**	**Costo [MM US$]**	**Caso**			
						10 %	**15 %**	**20 %**	**30 %**
Pan de Azucar 500 -> Maitencillo 500	500	sep-22	209,2	750	70,65				✓
Pichirropulli 220 -> Puerto Montt 220	220	ene-23	76,9	166	19,29				✓
Línea P. Azucar 500 - > Maitencillo 500	500	ene-24	209,2	750	70,65	✓	✓	✓	✓
Línea P. de Azucar 220 - > Maitencillo 220	220	ene-24	196,6	130	38,64	✓	✓	✓	✓
Pan de Azucar 500 -> Polpaico 500	500	ene-24	401,8	750	135,70		✓	✓	✓
Los Vilos 220 -> Nogales 220	220	jun-24	97,1	160	23,49		✓	✓	✓
Línea Pan de Azucar 500 - > Polpaico 500	500	ene-26	401,8	750	135,70	✓	✓	✓	✓
Pan de Azucar 500 -> Maitencillo 500	500	jun-26	209,2	750	70,65		✓	✓	✓
Cardones 220 -> Diego de Almagro 220	220	jun-26	72,2	210	22,91				✓
Carrera Pinto 220 -> Cardones 220	220	jun-26	75,3	280	31,88				✓

Los costos totales de inversión en transmisión son 245 MM US$, 404 MM US$, y 494 MM US$ para los escenarios de penetración ERNC total de 10 %, 15 % y 20 %, y 30 %,

y los aumentos de capacidad total son 1.630 MVA, 3.290 MVA, y 4.969 MVA para los mismos escenarios. El aumento de capacidad se da principalmente en el norte producto del aumento de generación solar en ese sector. Sólo en el escenario de penetración de 30 % se debe invertir en un aumento de capacidad en la zona sur del SIC por el aumento de generación eólica en esa región. La nueva capacidad responde al requisito de poder transmitir la energía ERNC barata a los nodos principales de demanda del SIC (zona centro).

5.3.4 Costos totales

La Figura 5.5 representa la evolución temporal los costos totales durante el periodo de simulación para los cuatro escenarios de penetración de ERNC total considerados. Los costos aumentan con mayores niveles de penetración de ERNC intermitentes, a excepción del año 2020 en donde el escenario con 15 % de penetración muestra un costo superior al escenario con un 20 % de penetración, esto es debido a que en este último no ingresa una central a carbón de 345 MW (Carbón Maitencillo 1). Hasta el año 2022 la variación interanual es baja con pequeñas diferencias entre los escenarios, sin embargo, a partir del año 2022 las diferencias incrementan, particularmente en el escenario de un 30 %. Estas últimas diferencias se explican por la inclusión de más centrales de ERNC intermitentes que requieren más capacidad de transmisión. Es importante recordar que los valores calculados son una cota inferior porque no se ha considerado variabilidad estocástica de la generación ERNC intermitente y no se han modelado varias restricciones en la operación de las centrales térmicas de base.

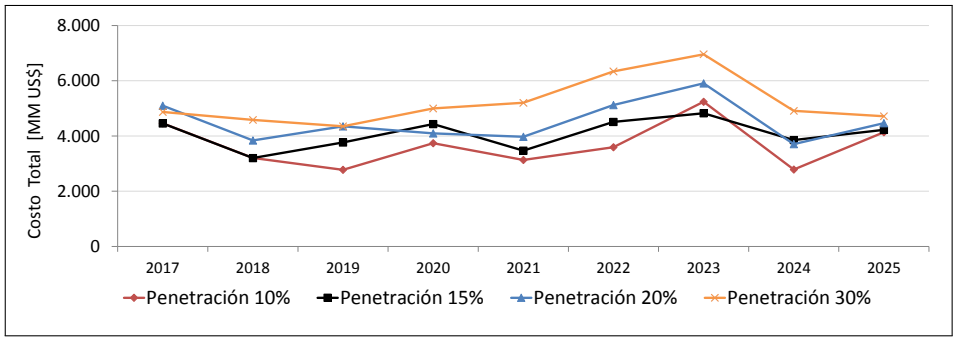


FIGURA 5.5. Costo total por año hidrológico

Fuente: Elaboración Propia

La incorporación de ERNC intermitentes en el SIC implica un mayor costo para el sistema; en efecto el menor costo en generación por la incorporación de las ERNC no compensa los costos de inversión en centrales y en líneas de transmisión. En la Tabla 5.7 se resumen las variaciones en millones de US$ por cada punto porcentual de penetración ERNC para todo el periodo. Las variaciones muestran el aumento (o disminución) para cada costo producidas por un aumento de la penetración ERNC.

TABLA 5.7. Variación promedio del costo anual por punto porcentual de aumento de penetración ERNC

Fuente: Elaboración Propia

Ítem	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Promedio
Costo de generación	-10,59	-9,93	-7,69	-4,50	-5,28	-14,85	-20,17	-24,89	-29,14	-14,11
Inversión en generación	35,41	84,51	80,73	59,46	110,83	144,36	114,00	120,31	59,28	89,88
Inversión en transmisión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,63	5,43	0,94	0,00	1,22
Costo total	24,82	74,58	73,04	54,96	105,55	134,14	99,26	96,36	30,14	76,98

Los costos en la actualidad son asumidos por los miembros del CDEC-SIC, ya sea a través de inversiones propias o por otros medios, por ejemplo, a través de peajes en el caso de la transmisión. Los miembros del CDEC-SIC transfieren estos costos a sus

clientes con metodologías que dependen de cada empresa, en consecuencia el mayor costo lo cancelarán los usuarios. Sin embargo, como los contratos de compra y venta de energía son suscritos con periodos de duración mayores a 10 años en la mayoría de los casos, puede ocurrir que parte de estos costos provenientes de una mayor penetración de ERNC intermitente no sean presupuestados por determinadas empresas, las que, en consecuencia, no podrían adecuarse económicamente a dicho escenario.

Con el objeto de tener una idea del costo para el sistema de la inclusión de ERNC intermitentes en la Tabla 5.8 se representa el valor presente neto (a marzo de 2017) de los costos mensuales totales esperados con una tasa de un 6 % anual para los cuatro escenarios.

TABLA 5.8. Valor presente neto de los costos mensuales totales

Fuente: Elaboración Propia

	Valor Presente Neto [MMUS$]
Penetración ERNC 10 %	**$ 25.538**
Penetración ERNC 15 %	**$ 28.379**
Penetración ERNC 20 %	**$ 31.536**
Penetración ERNC 30 %	**$ 36.363**

Finalmente, el costo incremental de integración de las ERNC intermitentes se define como el aumento en el costo total dividido por el aumento en la generación ERNC intermitente (US$/MWh). Este costo es adicional al Costo Marginal de Largo Plazo que refleja al costo de la energía provista por el sistema, en otras palabras, el costo incremental de integración sólo considera los efectos de una mayor generación ERNC intermitente. Se define el escenario de un 10 % como el escenario base y el calculo se realiza de la siguiente forma:

i. El periodo de operación supuesto es desde el año hidrológico 2017 hasta el año hidrológico 2040.

ii. La generación ERNC intermitente y costos de generación del último año hidrológico (2025) se replican hasta el año 2040. De esta forma, se considera la generación total esperada de estos medios de generación.

iii. Se calcula el valor presente neto del aumento de los costos y el valor presente neto de la generación con una tasa de un 6 % anual.

En la Tabla 5.9 se encuentran los costos de integración para cada uno de los escenarios.

TABLA 5.9. Costo incremental de integración de fuentes de ERNC intermitentes

Fuente: Elaboración Propia

Caso	Costo de integración [US$/MWh]
Caso 15 %	73,0
Caso 20 %	68,2
Caso 30 %	56,2

Al igual que en todos los sistemas eléctricos en donde se han incorporado generación ERNC intermitente (Deutsche Energie-Agentur GmbH, DENA, 2012; Gross et al., 2006; Massachusetts Institute of Technology, MIT, 2011), el costo de integración no es menor, en el caso del SIC es entre un 63 y 81,2 % del costo marginal de largo plazo. No obstante, es importante notar que se da una disminución a mayor penetración de ERNC ya que se dan economías de escala en la inversión en transmisión y en la reducción de inversiones en centrales térmicas.

5.4 Capacidad de reserva adicional

La capacidad de reserva corresponde a la potencia instalada para satisfacer posibles variaciones entre la generación y demanda real, respecto a la demanda proyectada. Para establecer la capacidad de reserva en esta tesis se utilizó una variación de la dada en (5.1),

formulada y propuesta en un estudio de penetración eólica en el estado de Minnesota el año 2006 (Ela et al., 2011).

$$\text{Reserva necesaria} = k\sqrt{\sigma_{load}^2 + N(\sigma_{W100}^2)} \tag{5.1}$$

Dónde:

k es un factor que relaciona la capacidad de reserva con la desviación estándar de las desviaciones de los pronósticos de generación

σ_{load} es la desviación estándar de las variaciones de regulación de la carga del sistema[1]

σ_{W100} es la desviación estándar de las variaciones de la regulación de una planta eólica de 100 MW

N es la potencia eólica instalada dividida por 100.

Basado en (5.1) se formuló una nueva ecuación que considera la intermitencia de la energía solar además de la energía eólica (5.2).

$$\text{Reserva necesaria} = k\sqrt{\sigma_{load}^2 + N(\sigma_{W100}^2) + M(\sigma_{S100}^2)} \tag{5.2}$$

Dónde:

σ_{S100} es la desviación estándar de las variaciones de la regulación de una planta solar de 100 MW

M es la potencia solar dividida por 100.

La capacidad de reserva necesaria por efecto de la generación de ERNC se representa en la Tabla 5.10 y los parámetros se indican en el anexo D. Se definió k igual a 5 en función del estudio original (Ela et al., 2011).

[1]En el SIC, las variación de regulación de carga se conoce como error de previsión de generación horaria y su cálculo se encuentra en el Anexo D

TABLA 5.10. Capacidad de reserva necesaria para la variación de generación ERNC intermitente [MW] por año

Fuente: Elaboración Propia

	Caso de penetración ERNC			
Año	**10 %**	**15 %**	**20 %**	**30 %**
2017	386	386	398	433
2018	392	392	414	456
2019	392	403	434	484
2020	394	426	460	516
2021	398	434	472	537
2022	402	449	494	566
2023	411	462	513	593
2024	416	475	529	617
2025	418	479	536	628
2026	424	487	543	639

Se deduce que el aumento de la capacidad de reserva necesaria no es lineal con el crecimiento de penetración de ERNC intermitente y además que la reserva requerida con una mayor penetración es considerable. A medida que aumenta la capacidad instalada de ERNC intermitente la reserva adicional también lo hace. Para el año 2024 (año principal del análisis de esta Tesis) se calculó en cuanto aumentaría la reserva adicional con una mayor capacidad instalada de centrales eólicas y solares. Para esto, se agregaron 100 MW de generación eólica (o solar) en cada escenario de penetración y se calculó un promedio del aumento de la reserva. Si se agregan 100 MW de generación eólica instalada, la capacidad de reserva necesaria aumenta en 1,7 MW aproximadamente, mientras que por cada 100 MW de generación solar adicional instalada, la capacidad de reserva necesaria aumenta

en 4,0 MW, lo que hace sentido pues la generación solar varía con gran magnitud en un día durante todo el año.

La entrada en operación de un número importante de fuentes de ERNC intermitentes impone un aumento en la reserva primaria del SIC para mantener la estabilidad del sistema. La reserva adicional promedio necesaria producto de la incorporación es del orden de 198 MW (Tabla 5.10), lo que representa alrededor de un 10 % de la potencia de centrales a Diesel (CDEC-SIC, 2006-2013), centrales que son usadas como reserva principalmente. Este porcentaje es considerable y podría provocar un stress adicional en el sistema, sin embargo las variaciones más imprevistas alcanzan a ser reguladas por los embalses del SIC. Es entonces la regulación hidroeléctrica de los embalses la que favorece al desarrollo de fuentes ERNC intermitentes en lo referido a capacidad de reserva. Este análisis se sustenta en la idea que la capacidad de transmisión será la adecuada, y que las centrales que funcionen como reserva podrán actuar como esta para cualquier central del sistema.

5.5 Factor de planta

En esta sección se presentan los factores de planta para las centrales de base térmicas (Carbón y Ciclos Combinado) esperados para cada uno de los escenarios.

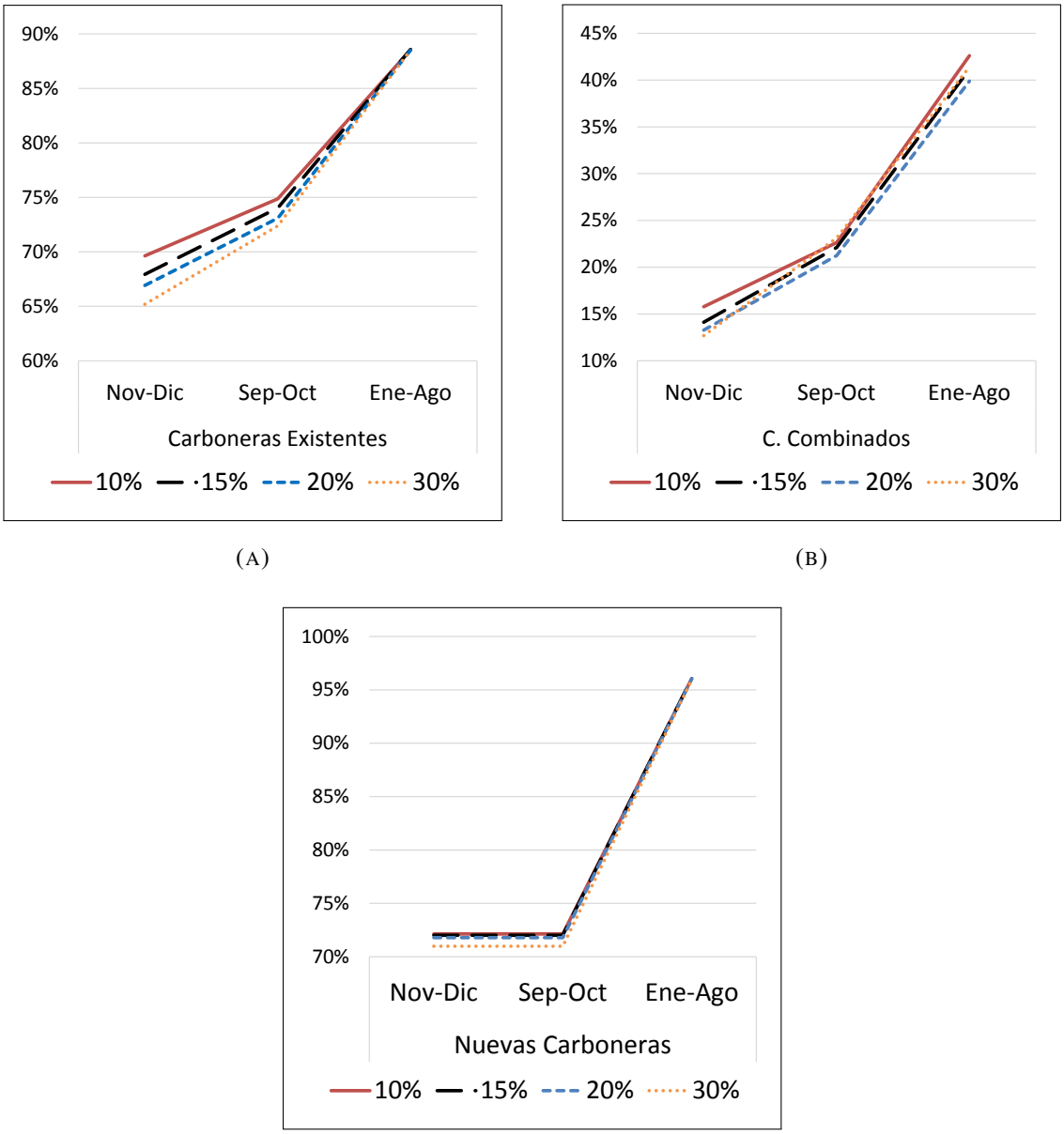
La Tabla 5.11 representa los factores de planta mensuales promedios para las plantas térmicas a base de Carbón y a base de Gas Natural existentes al año 2017 y para las plantas a base de carbón instaladas después del año 2017, de acuerdo a los cuatro escenarios de penetración de ERNC intermitentes.

TABLA 5.11. Factores de planta esperados

Fuente: Elaboración Propia

Termoeléctrica	Estadígrafo	ERNC 10 %	ERNC 15 %	ERNC 20 %	ERNC 30 %
Carbón existentes al 2017	V. Mínimo (nov-dic)	69,63 %	67,94 %	66,93 %	65,20 %
	V. Medio (sep-oct)	74,86 %	74,03 %	73,08 %	72,38 %
	V. Máximo (ene-ago)	88,55 %	88,57 %	88,51 %	88,51 %
C. Combinado Existente al 2017	V. Mínimo (nov-dic)	15,78 %	14,12 %	13,28 %	12,69 %
	V. Medio (sep-oct)	22,64 %	22,10 %	21,24 %	23,12 %
	V. Máximo (ene-ago)	42,61 %	41,18 %	39,89 %	41,42 %
Carbón Posterior al 2017	V. Mínimo (nov)	72,14 %	72,02 %	71,79 %	70,99 %
	V. Medio (sep-oct)	72,14 %	72,02 %	71,79 %	70,99 %
	V. Máximo (ene-ago)	96,07 %	96,07 %	96,05 %	95,98 %

La Figura 5.6 muestra la variación del factor de planta de manera gráfica.



(A)

(B)

(C)

FIGURA 5.6. Factores de planta mensual promedio de centrales a carbón al 2017, ciclos combinados al 2017 y centrales a carbón posteriores al 2017

Fuente: Elaboración Propia

Se deduce que los factores de planta instalados para centrales a base de carbón existentes al año 2017 se ven afectadas por la mayor penetración de ERNC, en los periodos en que la generación hidroeléctrica es baja los factores de planta disminuyen alrededor de 2,5-5 %. Análogamente, el factor de planta de las centrales de ciclo combinado experimenta cambios significativos por la mayor penetración de ERNC, incluso, en el escenario de una penetración de un 30 % la generación con GNL aumenta en ciertos escenarios hidrológicos por la falta de generación de base. Para las nuevas centrales carboneras, una mayor penetración de ERNC no afecta su factor de planta considerablemente (disminuye alrededor de 1,15 % en el escenario de 30 %) ya que el plan de obras de generación se adapta a ese crecimiento; en la medida que la oferta de ERNC aumenta se retiran centrales térmicas del plan expansión.

5.6 Precio de equilibrio de desarrollo del sistema

El factor de planta de las centrales térmicas de desarrollo (plantas a carbón) establece el costo de desarrollo del sistema. Como se observa en la Tabla 5.12 el costo de desarrollo varía entre 88,2 US$/MWh y 88,6 US$/MWh, y en todos los casos es menor al costo marginal de largo plazo exceptuando el caso de penetración de 20 %.

TABLA 5.12. Precio de equilibrio de desarrollo para cada caso de penetración

Fuente: Elaboración Propia

Escenario	**Factor de planta promedio [%]**	**Precio de Equilibrio [US$/MWh]**	**Costo Marginal de Largo Plazo [US$/MWh]**
Penetración 10 %	89,35 %	88,2	92,3
Penetración 15 %	89,12 %	88,4	89,9
Penetración 20 %	88,65 %	88,6	87,4
Penetración 30 %	89,24 %	88,3	89,3

La estabilidad del sistema no se compromete ya que los costos marginales para los cuatros casos son iguales o superiores a los precios de equilibrio a excepción del caso de penetración de un 20 %; sin embargo, la diferencia entre el precio de equilibrio y costo marginal de largo plazo es muy baja (menos de 1,5 %), además de no ser estadisticamente distinta a los otros casos. Por lo tanto, la incorporación de más generación ERNC intermitente no inhibe el desarrollo de oferta base del SIC siempre y cuando el plan de obras se adapte a la mayor generación renovable intermitente.

5.7 Operación de embalses

Los embalses no poseen un costo de operación directo ya que su costo variable de operación es cero. El valor económico está dado por el agua que almacenan; una menor generación con embalses incrementa la generación térmica en el período y la reduce a futuro, y viceversa, i.e, la operación de embalses impacta en los costos de operación actuales y futuros de un sistema eléctrico. En nuestro caso, se busca estimar como la penetración de ERNC intermitentes afecta la operación de los embalses y determinar si éstos están regulando carga. Se seleccionan los embalses Colbún, Pehuenche y El Toro por ser los más representativos de la operación de regulación del SIC.

La variación en la generación anual de los tres embalses es nula, y a nivel mensual el único embalse que muestra diferencias es Colbún principalmente para los meses de abril, mayo, agosto y septiembre. Dependiendo del nivel de penetración, hay un *trade-off* de generación entre los meses de abril y mayo con agosto y septiembre. Las variaciones son bajas en promedio (aproximadamente 6,55 GWh/mes). El cambio en el parque de generación entre los diferentes casos de penetración de ERNC conduce a que el embalse Colbún regule su almacenamiento de manera distinta, a diferencia de los embalses El Toro y Pehuenche que no muestran variación en su forma de regular.

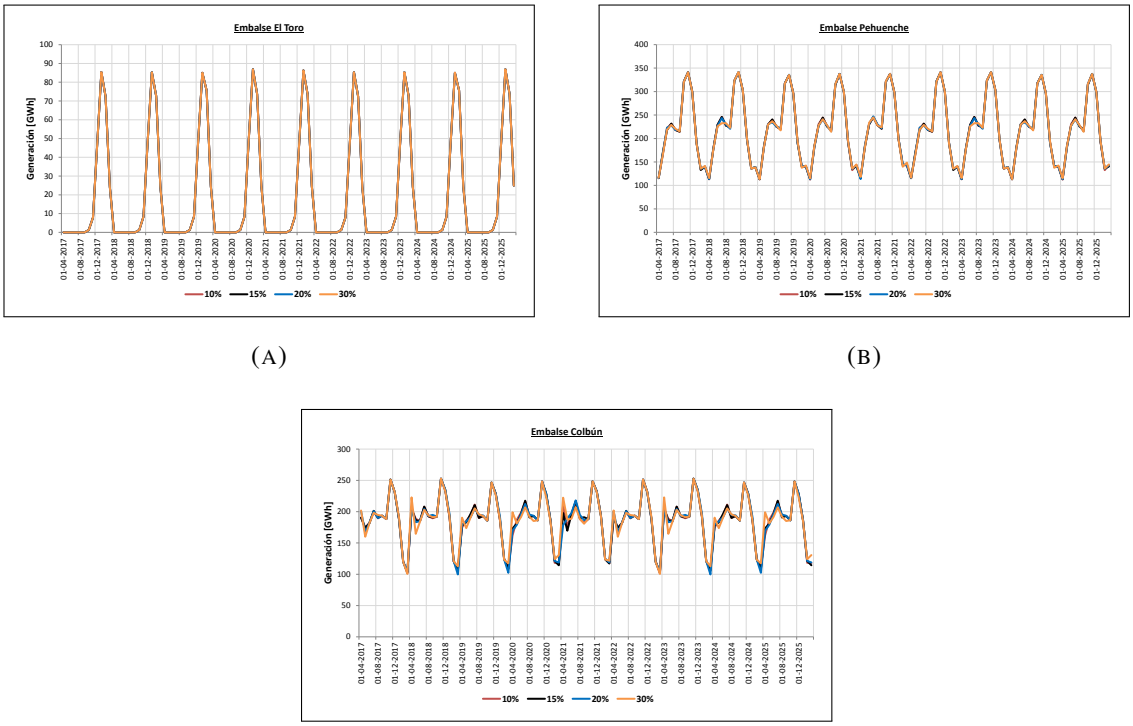
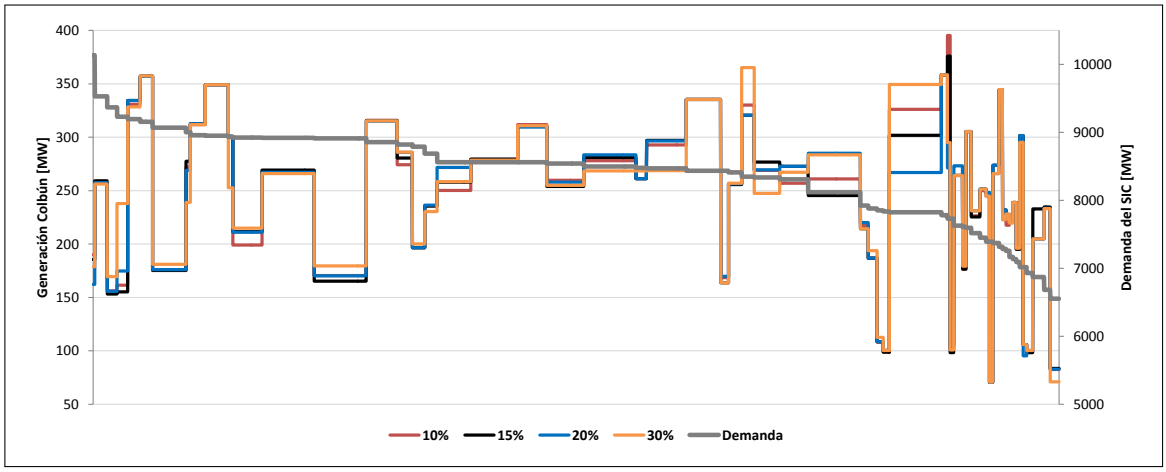


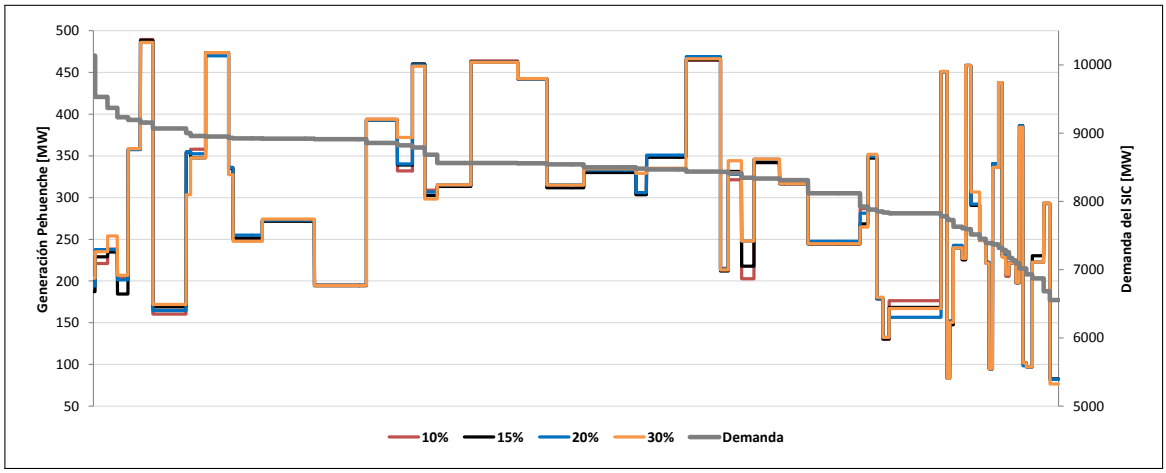
FIGURA 5.7. Generación mensual esperada para los embalses El Toro, Pehuenche y Colbún

Fuente: Elaboración Propia

El año 2021 es donde la generación muestra mayor variación, en la Figura 5.8 se representa la generación de los embalses Colbún y Pehuenche por bloque de demanda ordenados de mayor a menor (en forma de curva de duración).



(A)



(B)

FIGURA 5.8. Generación por bloque esperada para los embalses Colbún y Pehuenche (Año 2021)

Fuente: Elaboración Propia

Se observa que, con una mayor penetración ERNC intermitente, la generación del embalse Colbún aumenta en todos los bloques, pero principalmente en los bloques de baja demanda para suplir la falta de generación de medios ERNC intermitentes; los bloques de baja demanda ocurren en horarios nocturnos y de madrugada donde efectivamente la

generación eólica y solar disminuye (CDEC-SIC, 2006-2013). En el embalse Pehuenche se origina un efecto similar, pero en menor grado. Esta variación de la generación de los embalses en los bloques antes descrita, que es directamente proporcional a la penetración ERNC intermitente, se equilibra con una disminución de la generación en los bloques de demanda media.

5.8 Emisión de CO_2

Las centrales ERNC intermitentes no producen CO_2 en su proceso directo de generación, sin embargo no poseen una huella de carbono neutra, ya que en el proceso de construcción y operación indirecta si se produce CO_2. La discusión en esta sección se centra sólo en el impacto medioambiental del proceso directo de generación considerando la emisión de CO_2 total equivalente y no desglosada por cada gas de efecto invernadero. No se computaron las emisiones producidas por las variaciones de carga ("cycling") de centrales térmicas. En la Tabla 5.8 se resumen los valores de emisiones máxima, media y mínima en cada caso de penetración de ERNC. Las diferencias de emisión son consecuencia de las condiciones hidrológicas del sistema y de la participación de las ERNC. Los factores de emisión se señalaron en la Tabla 2.4. Como se puede deducir de la Tabla 5.8 para todos los casos hay un incremento en las emisiones producto del ingreso de nuevas centrales a Carbón y en la medida que la penetración de ERNC aumenta éstas decrecen. Durante los tres últimos años de la simulación las emisiones medias de CO_2 anuales son de 40.678, 38.423, 35.403 y 29.857 miles de toneladas de CO_2, para los casos de 10 %, 15 %, 20 % y 30 % de penetración de ERNC respectivamente. El aumento de 1 % de penetración ERNC produce una disminución promedio de 537.000 Toneladas de CO_2, cantidad que equivale a lo producido por una central a carbón de 70 MW al año.

TABLA 5.13. Emisión de CO_2 total en Miles de Toneladas por año hidrológico

Fuente: Elaboración Propia

Penetración ERNC		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Máxima	33.800	35.049	38.013	41.018	43.762	47.060	49.532	52.739	55.564
10 %	**Media**	22.367	23.117	26.282	29.157	31.390	34.593	37.621	40.884	43.530
	Mínima	15.045	12.623	15.391	18.222	19.973	23.172	25.994	28.579	31.647
	Máxima	33.770	35.018	37.716	40.340	42.773	45.674	47.774	49.675	52.406
15 %	**Media**	22.343	23.086	25.990	28.557	30.877	33.755	36.261	38.230	40.799
	Mínima	15.027	12.641	15.114	17.594	19.565	22.447	24.747	26.251	29.187
	Máxima	33.342	34.361	36.799	38.787	40.448	43.126	44.922	46.612	49.185
20 %	**Media**	21.965	22.478	25.127	26.939	28.572	31.156	33.416	35.188	37.606
	Mínima	14.509	11.859	13.945	15.985	17.563	19.989	21.993	23.088	25.886
	Máxima	32.003	32.811	33.999	35.050	36.302	38.237	39.499	40.587	42.951
30 %	**Media**	20.761	21.269	22.551	23.431	24.625	26.605	28.320	29.553	31.699
	Mínima	13.022	10.702	11.967	13.128	14.240	15.905	17.186	17.472	19.890

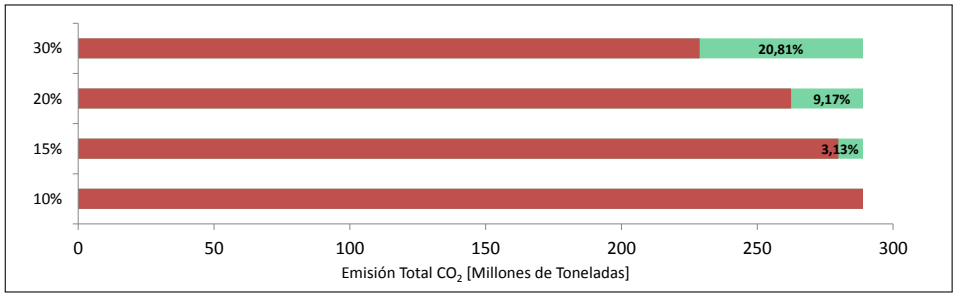


FIGURA 5.9. Emisión total de CO_2 esperada

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 5.9 se distingue el efecto que tienen las centrales de ERNC intermitentes en la emisión de CO_2 para los nueve años de operación.

En el año 2009 en Copenhagen; Chile propuso una meta aspiracional de reducir la emisión de sus GEI en un 20 % al año 2020. Las diferencias de emisión de CO_2 pueden

ser valorizadas como un costo de abatimiento que se calcula como el cuociente entre la diferencia del costo total de operación y la diferencia de emisión de CO_2. Se utiliza una metodología análoga a la usada para calcular el costo incremental de integración y se calcula un costo de abatimiento por tonelada de CO_2 emitida. Nuevamente se dan economías de escala y el costo calculado varía entre 71,7 US$/Ton y 103,9 US$/Ton (Ver Tabla 5.14).

TABLA 5.14. Costo de abatimiento por tonelada de CO_2

Fuente: Elaboración Propia

Caso	Costo de abatimiento [US$/Ton]
Caso 15 %	103,9
Caso 20 %	86,2
Caso 30 %	71,7

5.9 Análisis de sensibilidad: aumento en el número de embalses

Se realizó un análisis de sensibilidad en el cual se modificó el plan de obras de generación base retirando un grupo de centrales térmicas, que fueron reemplazadas con centrales hidroeléctricas de embalse que serían instaladas en la provincia de Aysén y conectadas directamente a los nodos centrales del SIC. Se evalúa el efecto de estas nuevas centrales en cuatro resultados: costo marginal resultante, costo de inversión del sistema, costo de generación del sistema, y emisión de CO_2. Las otras características son invariantes a esta modificación del plan de obras. Las centrales que son retiradas se muestran en la Tabla 5.15 y las que son agregadas en la Tabla 5.16.

TABLA 5.15. Centrales retiradas del plan de obras de generación base

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	Fecha de Entrada	Potencia Máxima Neta [MW]	Tipo de Generación
Carbón Módulo 01 1	oct-2021	342	Carbón
Carbón Módulo 01 2	oct-2022	342	Carbón
Carbón Módulo 02 1	dic-2023	342	Carbón
Carbón Módulo 02 2	jun-2025	342	Carbón
Carbón Módulo 04 1	sep-2026	342	Carbón
Carbón Módulo 04 2	ene-2027	342	Carbón
Carbón Módulo 04 3	abr-2027	342	Carbón

TABLA 5.16. Centrales agregadas al plan de obras de generación en el escenario sensibilizado

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	Fecha de Entrada	Potencia Máxima Neta [MW]	Tipo de Generación
Módulo 01	ene-2022	660	Embalse
Módulo 02	jul-2023	500	Embalse
Módulo 04	jun-2025	770	Embalse
Módulo 03	oct-2026	460	Embalse

5.9.1 Costo marginal

TABLA 5.17. Costo marginal esperado para escenario base y sensibilizado

Fuente: Elaboración Propia

Penetración ERNC Total	**Costo Marginal Esperado [US$/MWh]**	**Costo Marginal Esperado con más embalses [US$/MWh]**	**Variación [%]**
Penetración 10 %	92,26	90,86	1,52 %
Penetración 15 %	89,86	88,38	1,64 %
Penetración 20 %	87,43	86,65	0,89 %
Penetración 30 %	89,34	87,75	1,77 %

Los costos marginales en el escenario sensibilizado se comportan de manera similar que en el escenario base, el detalle se puede observar en el Anexo F. La Tabla 5.17 constata que la variación del costo marginal (y en consecuencia del costo marginal esperado) es muy baja. En promedio solo cae un 1,46 %. Esto es lógico dado que el reemplazo de centrales se hace de tal forma de minimizar el efecto en el costo marginal del SIC: se busca mantener un costo marginal en el mismo nivel para que el desarrollo de centrales a carbón se vea inafectado.

5.9.2 Costo de inversión del sistema

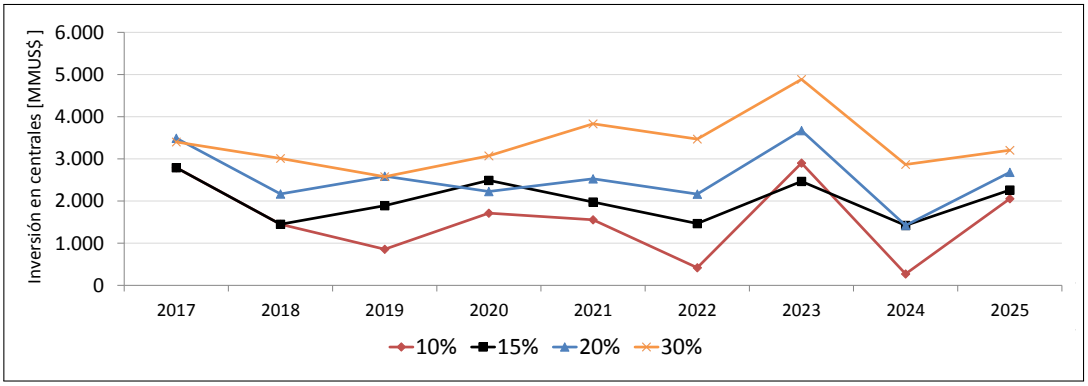


FIGURA 5.10. Costo de inversión en centrales por año hidrológico para cada caso de penetración ERNC con más embalses

Fuente: Elaboración Propia

En los primeros años el costo de inversión no cambia ya que el cambio de centrales se hace a partir del año 2022. Si bien las centrales hidroeléctricas de embalse son más baratas que las centrales a carbón (Tabla 5.3), para el mismo nivel de generación la capacidad total de embalses debe ser mayor que la capacidad de centrales térmicas logrando un costo de inversión total similar. En promedio las inversiones anuales son 1.486 MM US$, 1.953 MM US$, 2.479 MM US$, y 3.279 MM US$ para una penetración ERNC total de 10 %, 15 %, 20 %, y 30 % respectivamente, lo que significa un aumento promedio de 3,48 %.

5.9.3 Costo de generación del sistema

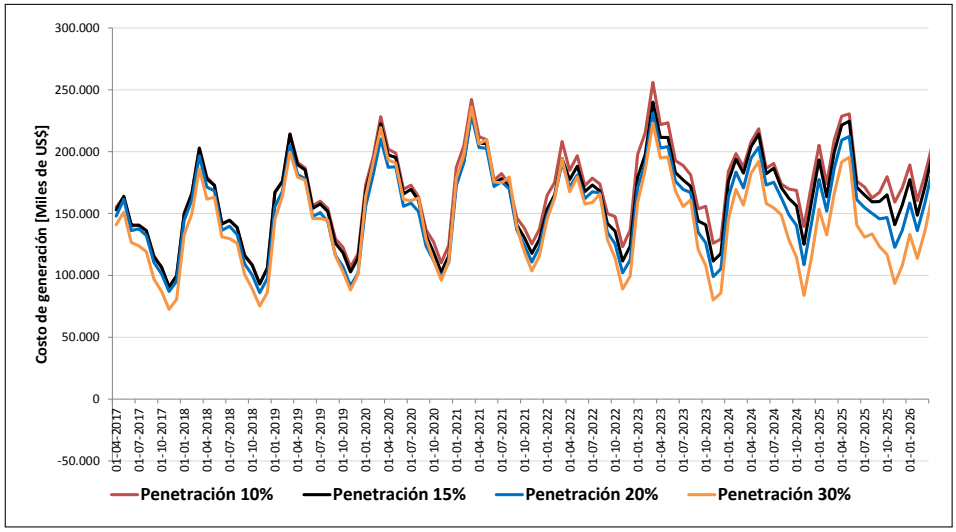


FIGURA 5.11. Costo de generación esperado por caso de penetración ERNC (escenario sensibilizado)

Fuente: Elaboración Propia

La Figura 5.11 representa los costos de generación esperados en el escenario sensibilizado. Aquí se destacan dos fenómenos: la diferencia de costos de generación entre casos de penetración sigue siendo similar (las centrales que varían entre caso son las mismas) y el costo se mantiene invariante a partir del año 2022. Aún ingresan nuevas centrales térmicas al SIC, pero los nuevos embalses ayudan a regular el costo; primero porque poseen un costo variable igual a 0 US$/MWh y, en segundo lugar, porque aumenta la capacidad del almacenamiento de todo el sistema. La disminución promedio del costo de generación es igual a un 12,9 % respecto del escenario base para todos los casos de penetración ERNC.

5.9.4 Emisión de CO_2

TABLA 5.18. Emisión de CO_2 total en miles de Toneladas por año hidrológico (escenario sensibilizado)

Fuente: Elaboración Propia

Penetración ERNC		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
10 %	Máxima	33.801	35.051	38.015	41.014	42.630	43.451	43.745	45.661	45.659
	Media	22.366	23.121	26.284	29.154	30.220	30.589	31.371	33.274	32.926
	Mínima	15.055	12.624	15.392	18.220	18.468	18.755	18.963	20.588	19.676
15 %	Máxima	33.769	35.017	37.716	40.340	41.672	42.135	41.992	42.612	42.501
	Media	22.341	23.088	25.990	28.559	29.711	29.771	29.983	30.624	30.206
	Mínima	14.973	12.615	15.113	17.594	18.020	18.020	17.834	18.301	17.108
20 %	Máxima	33.339	34.357	36.798	38.787	39.377	39.554	39.141	39.535	39.302
	Media	21.963	22.477	25.121	26.940	27.419	27.171	27.140	27.584	27.037
	Mínima	14.497	11.925	13.941	15.981	16.079	15.597	15.050	15.195	13.909
30 %	Máxima	32.002	32.808	33.992	35.060	35.209	34.757	33.699	33.548	32.974
	Media	20.759	21.262	22.554	23.428	23.458	22.651	22.071	21.989	21.135
	Mínima	13.056	10.701	11.967	13.039	12.904	11.725	10.541	9.800	8.086

Al igual que los costos de generación del sistema, las emisiones de CO_2 también se ven reducidas por el aumento de embalses. Incluso, en el caso de penetración de un 30 % no entran ninguna central térmica nueva en el periodo analizado dejando las emisiones constantes los nueve años. Para el periodo entre los años 2023 y 2025 la disminución media de emisión de CO_2 es del orden de un 16 %.

Tomando en cuenta este resultado y los anteriores, se desprende que la mayoría de los efectos en el escenario sensibilizado se dan por el reemplazo de centrales térmicas con embalses hidroeléctricos. El aporte principal en cuanto a la penetración ERNC es la capacidad de regulación y almacenamiento de los embalses que permite que no hayan altas fluctuaciones en el costo marginal entre bloques (por la alta variabilidad de la generación

ERNC), logrando así un costo marginal esperado más bajo al escenario base teniendo una oferta de generación similar.

6. DIRECTRICES DE UNA POLÍTICA PÚBLICA, CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

6.1 Directrices de una política pública para la inclusión de ERNC intermitente

Como se ha mencionado los sistemas eléctricos no son indiferentes al nivel de penetración a gran escala de las ERNC intermitentes. Los impactos de esta penetración son de carácter económico y ambiental, pero también pueden afectar radicalmente funcionamiento, los costos de abastecimiento e inversión, la seguridad y calidad de servicio del sistema en su totalidad, pudiendo fallar en lo más esencial que es proveer energía eléctrica en todo momento al menor costo posible a los usuarios del sistema eléctrico, de forma de asegurar la competitividd y crecimiento del país.

Debido a que se plantea que las ERNC desplazan emisiones de CO_2, estas se consideran en los planes y compromisos de reducción de GEI que han adquirido algunas de las naciones con mayor PIB del mundo. Se ha mencionado que Chile no está ajeno a esta tendencia mundial, promulgándose recientemente una ley que establece una meta de ERNC de 20 % para el año 2025. La incorporación de estas normas apuntan a reducir emisiones GEI, dejan de lado, entre otros, elementos técnico-económicos a considerar para lograr el objetivo de establecer una matriz de generación eléctrica que garantice un desarrollo sustentable, a mínimo costos para el país y con un adecuado estándar de calidad y seguridad de servicio, que lleve a materializar tarifas eléctricas competitivas que aporten al desarrollo y crecimiento del país.

Cabe mencionar que las políticas públicas respecto a energías renovables son muy extensas y complejas, en ellas convergen una serie de *driving forces*, elementos coyunturales y consideraciones sociales, así, en el libro “Renewable Energy Policy and Politics” editado por Mallon (2006) se indican diez características que debe tener una política de energías renovables para ser exitosa: transparencia, definición de objetivos, definición de tecnologías y recursos, incentivos apropiados, adecuación, estabilidad, marco contextual

de referencia, reformas al mercado energético, reformas al uso de la tierra y consideraciones sociales; cada uno de estos elementos se debe considerar en extenso en la formulación de una política de energías renovables, en particular generación eléctrica renovable no convencional. Un análisis de esa naturaleza escapa a los alcances de esta tesis, en consecuencia, en esta sección se enumeran las directrices que debería tener una política pública para la implementación de la ley "20/25" basado en los resultados obtenidos en esta tesis.

Los elementos de una política pública deben ir acompañados de estudios que permanentemente evalúen los impactos presentes y futuros en el sistema y que comparen los impactos teóricos con los efectivamente observados, de tal manera que haya un monitoreo y *feedback* de los objetivos y alcances de la política.

6.1.1 Matriz ERNC del sistema

Los resultados de esta Tesis muestran que el desarrollo ERNC basado fundamentalmente con centrales intermitentes, que corresponden a mas del 95 % de los permisos ambientales otorgados, tiene consecuencias en los costos de operación e inversión, y en la calidad y seguridad de servicio del sistema. La matriz ERNC debe ser orientada y construida con centrales de todas las tecnologías de tal manera que este acoplada a la curva de demanda del sistema eléctrico. Así, el costo que imponen al sistema por requerimientos de respaldo de generación y transmisión se minimizaría, redundando en menores tarifas para los usuarios finales. Es por esto que se debe implementar mecanismos (a través de una política pública) mediante los cuales se asigne a dichas fuentes de generación intermitentes perciban los costos de integración que imponen, de forma tal que compitan en igualdad de condiciones con las demás renovables no convencionales como mini-hidroelectricidad, biomasa y geotermia. Así, se recomienda implementar las siguientes acciones:

- El Ministerio de Energía debe diseñar las licitaciones de ERNC establecidas en la ley, de forma tal que las ERNC perciban los costos totales que imponen al sistema y que promueva la formación de consorcios ERNC que oferten portafolios acoplados con la curva de demanda del sistema.

- Implementar las comercializadores de ERNC, de forma que arbitren los riesgos y costos que imponen las distintas tecnologías ERNC, para estructurar soluciones de suministro a los distintos tipos de clientes libres y regulados.
- Implementar el *retail* de energía, de forma de incentivar a los consumidores a revelar sus preferencias por ERNC y a gestionar su demanda para acoplarla a los patrones de generación ERNC.

6.1.2 Costos y decisiones de inversión

Se ha mostrado en este estudio que a mayor penetración de generación de ERNC intermitente el costo total del sistema aumenta; algunos de estos costos no provienen de la inversión directa en esto tipo de generación sino de las consecuencias de su incorporación al sistema, es decir, de costos de generación térmica e inversiones en transmisión. Los costos identificados son relevantes, implicando que el costo medio de incorporar al sistema dichas fuentes intermitentes alcanza a 1,7 veces el costo de desarrollo. Es por esto que se propone agregar a la política pública antes descrita un mecanismo que transparente los costos efectivos de la instalación e integración de centrales ERNC intermitentes adicionando los costos directos de inversión y operación de estas centrales los costos de integración, por respaldo en generación y transmisión. Así, las decisiones de inversión que adopten los agentes generadores estarán alineadas para minimizar los costos totales del sistema.

No es lógico ni conveniente que todos los participantes del sistema deban costear los costos integración que imponen las ERNC intermitentes. Es más, a medida que vaya creciendo la generación solar o eólica, los costos "escondidos" adicionales incrementarán de forma exponencial. Una manera simple y directa para hacer reconocer estos costos a las ERNC solar fv y eólica es la creación de servicios complementarios de respaldo. El operador del sistema (CDEC) debe definir este servicio de respaldo para ERNC intermitentes, de tal manera que su valor sea representativo de los costos de respaldo descritos.

Con esto, se alinean los intereses privados de los propietarios de proyectos ERNC solares fv y eólicos con los intereses del país, para lograr disponer de un abastecimiento confiable y seguro a mínimo costo para el país.

6.2 Conclusiones

Esta tesis simula la penetración de ERNC en el Sistema Interconectado Central en niveles de penetración de un 10 % a un 30 %, para el período 2017 a 2026. Para ello se desarrolló una metodología de despacho hidro-térmico óptimo utilizando el modelo PLEXOS que considera una forma particular para simular la operación de centrales térmicas. Las principales conclusiones del estudio son las siguientes:

1. Los costos marginales esperados están entre 87,4 US$/MWh y 92,3 US$/MWh y son estadísticamente similares para los cuatro escenarios. En consecuencia, los ingresos de las centrales existentes y el costo de desarrollo del SIC para nuevas centrales no varía en los cuatro escenarios simulados. Las señales de mercado de ingresos e inversión en generación son invariantes a una mayor penetración ERNC.
2. Los factores de planta de centrales existentes (Carbón y Ciclos Combinados) cambian por una mayor penetración de ERNC intermitente. En el caso de las carboneras disminuye un 5 % en los periodos con menor generación hidroeléctrica. Para los ciclos combinados la disminución es menor, sin embargo, a mayor penetración el factor de planta aumenta por falta de generación de base. El factor de planta de las centrales carboneras de expansión (aproximadamente 90 %) no dista de su valor teórico, y disminuye solo por los mantenimientos realizados y tasas de fallas promedio. Por lo tanto, las centrales térmicas existentes verán su operación económica afectada con una mayor penetración, ya que obtendrán menos ingresos por una menor generación.
3. La capacidad de reserva necesaria, producto de la variabilidad de la generación ERNC intermitente, aumenta a medida que crece la penetración ERNC total. La capacidad de reserva que entregan los embalses hidroeléctricos podría suplir este aumento sólo en condiciones hidrológicas de mucha lluvia, en otros escenarios la reserva tendría que ser entregada por centrales térmicas.

4. La mayor generación proveniente de fuentes de ERNC intermitentes impacta en la emisión total de CO_2 del SIC. Si la generación ERNC aumenta en 1 %, la emisión anual promedio disminuye en 537.000 toneladas. Se optó por no introducir la emisión de CO_2 como un costo de operación ya que no fueron ponderados los efectos del *cycling* de unidades térmicas y emisiones de otros gases como NO_X.

5. Al igual que en otros estudios, los costos del sistema son mayores a medida que la penetración ERNC intermitente aumenta, aunque por separado no todos aumentan:

   - El costo de generación disminuye,
   - El costo de inversión en generación aumenta,
   - El costo de inversión en transmisión aumenta.

   Hay una disminución en el costo de generación del SIC con más centrales ERNC intermitentes, pero esta no alcanza a ser significativa para los incrementos en la inversión en generación y transmisión. Que exista una cartera de proyectos con más presencia de centrales eólicas y solares fv, lleva a una mayor inversión porque si bien el costo de instalación de éstas podría ser menor al de una central a carbón, el bajo factor de planta que poseen lleva a instalar más centrales. La inversión en capacidad de transmisión aumenta por una mayor capacidad (en MVA) instalados aunque no sea usada en su totalidad el 100 % del tiempo. En valor presente neto, el costo de operación para el escenario de penetración de 20 % (más probable de ocurrir a raíz de la nueva ley sobre las ERNC) es un 23,5 % mayor al escenario base con penetración igual a 10 %. De la diferencia de costos, se encontró que el costo incremental de integración de ERNC intermitentes es en promedio 65,8 US$/MWh de generación ERNC intermitente.

6. Los resultados del escenario sensibilizado, que incluyen las plantas hidroeléctricas de Aysén, son similares al escenario base. El costo marginal es un poco menor y la operación de todas las centrales tiene el mismo comportamiento. Hay una disminución en la inversión en generación (porque los embalses son más baratos que las centrales a carbón), y un evidente costo menor de generación al igual que una

menor emisión total de CO_2. El efecto macro de la penetración se explica por los reemplazos que ocurren en el parque de generación y no por la relación entre las centrales de ERNC intermitentes y los nuevos embalses.

7. Todos los resultados se sustentan en que el crecimiento de generación ERNC sea gradual y cercano a los porcentajes sugeridos por la Ley 20.257 y la nueva Ley 20.698. Si el aumento de la generación ERNC carece de orden y/o es excesivo, en algunos años se verán efectos adversos porque no estará acoplado con el desarrollo en generación base y sistemas de transmisión.
8. La modelación de las centrales fue parte fundamental del desarrollo de la metodología utilizada. En particular, la forma encontrada para simular la operación de centrales térmicas es adecuada porque agrupa comportamientos importantes y reales afectados por la penetración ERNC intermitente: mínimo técnico y restricciones sobre tiempos mínimos de operación. Estas restricciones no son representadas correctamente por la mayoría de los modelos de despacho hidrotérmico usados en Chile. La selección del modelo PLEXOS permite incorporar herramientas para la simulación del despacho del SIC con todas las restricciones.
9. Se definieron las directrices que debe tener una política pública que guíe la penetración de las fuentes ERNC intermitentes, que considera todas las consecuencias, buscando minimizar las negativas y maximizar las positivas. Las directrices son: una matriz de generación ERNC del sistema sustentable con diversas tecnologías, y un sistema que transparente e incorpore los costos de la penetración de fuentes de ERNC intermitente, de tal manera que las decisiones de inversión estén bien guiadas.
10. Se concluye que los resultados de esta tesis se diferencian con otros estudios locales en tres ámbitos importantes:

    - En primer lugar, se ha determinado que los costos marginales no disminuyen con una mayor penetración de generación ERNC, por dos razones: el plan de obras de generación se basa en señales de precio que entrega la operación del

mercado eléctrico, y la modelación correcta de centrales térmicas se traduce en una operación real del sistema.

- En segundo lugar, se ha calculado un costo incremental de integración (por sobre el costo de desarrollo del SIC) para la generación de fuentes ERNC intermitentes que otros estudios locales no muestran, costo que varía entre 56,2 US$/MWh y 73,0 US$/MWh según el nivel de penetración que permite una mejor valorización del costo de las centrales de este tipo.
- En tercer lugar, se ha profundizado en otros factores importantes de la operación del SIC que son afectados por la incorporación de generación ERNC, factores que no se comentan o se comentan escuetamente en otros estudios: capacidad de reserva, factores de planta, precios de equilibrio, costo de desarrollo y operación de embalses hidroeléctricos. El análisis de estas variables permite una mirada más crítica del efecto de las ERNC intermitentes enriqueciendo la discusión a temas más allá del dinero y la emisión de GEI.

6.3 Desarrollo futuro

El tema de la inserción de las ERNC intermitentes en los sistemas eléctricos, ha sido estudiado y analizado de manera profunda en países desarrollados. En un trabajo publicado en el año 2006 por el UK Energy Research Center (Gross et al., 2006), se resumen 200 publicaciones respecto al tema. Existen estudios similares en Alemania y otros países de la comunidad europea y también en Norteamérica. Entre otras conclusiones, estos trabajos dan cuenta de la imposibilidad de generalizar resultados, ya que el impacto de la penetración es función directa de las características particulares de cada sistema eléctrico, no sólo de la matriz generadora, sino del modelo de negocios y las características de la red. Las publicaciones internacionales destacan que independientemente del grado de penetración, las ERNC intermitentes tendrán que “convivir” con energías convencionales. Muchos de los estudios se basan en modelos de simulación, pero otros en situaciones reales que han

ocurrido en sistemas eléctricos que han incorporado las ERNC intermitentes de manera importante, por ejemplo Alemania y España, de ahí su valor para ser consideradas en Chile.

Esta tesis es un inicio para estas investigaciones en el país, con un enfoque en la operación de los proyectos ya que para los principales resultados, se asumió un sistema de transmisión sin restricciones (sistema uninodal). El siguiente paso es simular en mayor detalle el sistema de transmisión, para ver el efecto que pueden tener las ERNC intermitentes en combinación con las dificultades que aparecen en un sistema de transmisión más complejo: variaciones de demandas locales y restricciones en los sub-sistemas de transmisión (Redes de 110 y 154 kV). La metodología propuesta constituye un inicio para el desarrollo de estudios más completos que consideren más variables.

La modelación de los recursos eólicos y solares fv utilizada no posee un comportamiento estocástico, sino que es estático para cada período de la simulación. En nuevas investigaciones, se propone incluir la aleatoriedad de la generación de centrales eólicas y solares fv. Con esto, se espera que el costo total del sistema aumente aún más, principalmente por la mayor necesidad de reserva, sistemas de transmisión, y generación térmica ineficiente en horas en que las centrales ERNC intermitentes no generen. Esta consideración tiene que suponer la variabilidad hidrológica del sistema que se modela, en consecuencia se propone reducir el número de escenarios hidrológicos posibles atendiendo a las condiciones meteorológicas observadas en Chile y en el mundo durante los últimos diez años, de esa manera el problema a resolver se mantendría dentro de límites razonables de resolución. La información pública sobre generación eólica en el SIC es suficiente, en el caso de la energía solar fv es muy escasa, y los datos técnicos teóricos disponibles para este tipo de energía distan mucho de la realidad de otros países similares. Una vez que más proyectos solares fv entren en operación, se podrán utilizar las estadísticas.

La simulación de centrales térmicas de base requiere adicionar más detalles para profundizar los resultados que se presentan en este trabajo . Se deben agregar restricciones operativas a otras centrales térmicas, hidroeléctricas y a las mismas centrales de ERNC

intermitentes, tales como potencias mínimas de operación, tiempos de toma de carga, probabilidad de mantenimientos mayores por fallas e uso ineficiente de infraestructura. En el caso de centrales térmicas de base, se enfatiza que es necesario incluir los costos de operación y mantenimiento causados por el *cycling* de estas unidades. De igual forma, se recomienda la medición de todas las emisiones de GEI, incluyendo la emisión de gases NO_X por un uso variable de centrales térmicas. La incorporación de estas restricciones contribuirá a una mejor representación de la realidad, pero aumentarán el tiempo de resolución del problema.

En resumen, este trabajo presenta una cota inferior de los efectos posibles de la penetración de ERNC intermitente, y todo desarrollo futuro tiene que apuntar a incorporar más restricciones reales sobre la operación, y al mismo tiempo eliminar limitaciones en la simulación que tienen baja probabilidad de ocurrir, para así profundizar en las consecuencias que la incorporación de ERNC intermitentes tendrá en el SIC.

BIBLIOGRAFÍA

Barnaby, F., y Kemp, J. (2007). *Secure energy? civil nuclear power, security and global warming* (Inf. Téc.). Oxford Research Group. Descargado de http://www.oxfordresearchgroup.org.uk/sites/default/files/secureenergy.pdf

Berte, F., Moelling, D., y Udy, C. (2003). Assessing the true cost of cycling operation is a challenging assignment. *Combined Cycle Journal*, 23-25.

Boyd, S., y Vandenberghe, L. (2004). *Convex optimization*. Cambridge University Press.

Cembrano P., J. (2013, marzo). *Minuta: Visita a Centrales Eólica y Solares en España.*

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central. (2006-2013). *Información relativa a la operación.* Descargado de https://www.cdec-sic.cl/est_opera_publica.php#C5

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central. (2013a, diciembre). *CDEC-SIC: Licitaciones Sistema Troncal.* Descargado de https://www.cdec-sic.cl/licitacionest_es.php

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central. (2013a). *Estadísticas de Operación CDEC-SIC 2003-2012* (Inf. Téc.). Santiago, Chile: CDEC-SIC.

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central. (2013b, mayo). *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas* (Inf. Téc.). Santiago, Chile: CDEC-SIC.

Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central. (2013b, octubre). *Programación Semanal CDEC-SIC.* Descargado de https://www.cdec-sic.cl

Centro de Energías Renovables. (2013a, agosto). *Estatus ERNC-SEIA.* (Santiago, Chile)

Centro de Energías Renovables. (2013, agosto). *Reporte CER - Boletin Agosto 2013.* Descargado de http://cer.gob.cl/sobre-las-ernc/datos-y-estadisticas/

Centro de Energías Renovables. (2013b, marzo). *Reporte CER - Boletin Marzo 2013.* Descargado de http://cer.gob.cl/sobre-las-ernc/datos-y-estadisticas/

Comisión Nacional de Energía,. (2010). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio* (Inf. Téc.). Santiago: CNE.

Comisión Nacional de Energía,. (2013a, abril). *Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2013, Sistema Interconectado Central (SIC)* (Inf. Téc.). Santiago: CNE.

Comisión Nacional de Energía,. (2013, octubre). *Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2013, Sistema Interconectado Central (SIC)* (Inf. Téc.). Santiago: CNE.

Comisión Nacional de Energía,. (2013b, diciembre). *Producción Real por Sistema.* Descargado de http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

Congreso Nacional. (2013, septiembre). *Proyecto de ley fomento ERNC 2025.* (Valparaíso, Chile)

Decreto Nº 13. (2011, enero). *Ministerio del Medio Ambiente. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*.

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

Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2012, agosto). *Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt* (Inf. Téc.). Alemania: DENA.

Ela, E., Kirby, B., Lannoy, E., Milligan, M., Flynn, D., Zavadil, B., y O'Malley, M. (2011). *Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies* (n.º NREL/CP-5500-49100).

Energía Andina. (2010, septiembre). *Geotermia en chile.* Descargado de `http://www.energiandina.cl/2010/09/geotermia-en-chile/`

Energy Exemplar Pty. (2013, agosto). *Energy exemplar power market modelling.* Descargado de `http://energyexemplar.com/`

English G., J. (2013, junio). No hay luz verde para el sol. *América Economía*. Descargado de `http://americaeconomia.com/revista/especial-energia-no-hay-luz-verde-para-el-sol`

Environmental and Energy Study Institute. (2012, octubre). *Fact sheet: Carbon pricing around the world.* Descargado de `http://www.eesi.org/fact-sheet-carbon-pricing-around-world-17-oct-2012`

Escenarios Energéticos. (2013). *Escenarios energéticos chile 2030: visiones y temas claves para la matriz eléctrica* (Inf. Téc.). Santiago.

EURELECTRIC, The Union of the Electricity Industry. (2010). *Integrating Intermittent Renewables Sources int the EU Electricity System by 2020: Challenges and Solutions* (Inf. Téc.). Brussels: EURELECTRIC.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. (2013, julio). *Renewable Energy Sources in Figures: National and International Development* (Inf. Téc.). Berlin: BMU.

Generadoras de Chile. (2013). *Escenarios energéticos chile 2030: visiones y temas claves para la matriz eléctrica* (Inf. Téc.). Santiago.

Gross, R., Heptonstall, P., Anderson, D., Green, T., Leach, M., y Skea, J. (2006, marzo). *The Costs and Impacts of Intermittency: An assesment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network* (Inf. Téc.). 58 Princes Gate, Exhibition Road, London SW7 2PG: UK Energy Research Centre.

Hillestad, R. (2000). Competitive jolt. *Rand Review*, *24*, 20-23.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O'Malley, M., Olav Tande, J., ... van Hulle, F. (2011). Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, *14*, 179-192.

International Energy Agency. (2012). *World Energy Outlook 2012* (Inf. Téc.). Francia: International Energy Agency.

International Energy Agency. (2013, diciembre). *IEA - Renewables.* Descargado de `http://www.iea.org/topics/renewables/`

IRENA. (2012). Wind power. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*, *1*.

Lahsen, A. (1988). Chilean geothermal resources and their possible utilization. *Geothermics*, *17*, 401-410.

Lantz, E., Wiser, R., y Hand, M. (2012). *IEA Wind Task 26: The past and future cost of wind energy, Work Package 2* (Inf. Téc.). Francia: IEA.

Ley Nº 20.257. (2008, junio). *Ministerio de Energía. Diario Oficial de la RepÃºblica de Chile*.

Mallon, K. (2006). *Renewable Energy Policy and Politics: A Handbook for Decision-making*. Earthscan.

Massachusetts Institute of Technology. (2011). *Managing Large-Scale Penetration of Intermittent Renewables* (Inf. Téc.). Cambridge, MA 02139-4307: MIT.

Milligan, M., Donohoo, P., Lew, D., Ela, E., Kirby, B., Holttinen, H., ... Kamwa, I. (2010). Operating reserves and wind power integration: An international comparison: Preprint. *Conference Paper NREL/CP-5500-49019*.

Mills, A., Ahlstrom, M., Brower, M., Ellis, A., George, R., Hoff, T., ... Wan, Y. (2009). Understanding variability and uncertainty of photovoltaics for integration with the electric power system. *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division*.

Mills, A., Wiser, R., y Porter, K. (2009). The cost of transmission for wind energy: A review of transmission planning studies. *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division*.

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2012). *Estrategia nacional de energía 2012-2030: Energía para el futuro.* Santiago.

Natural Resources Defense Council, y Asociación Chilena de Energías Renovables. (2013). *Beneficios Económicos para Chile de las Energías Renovables No Convencionales* (Inf. Téc.). Santiago: ACERA.

Open Energy Information. (2013a, diciembre). *Transparent cost database.* Descargado de `http://en.openei.org/apps/TCDB/`

Open Energy Information. (2013b, diciembre). *Wind energy.* Descargado de http://en.openei.org/wiki/Wind_energy

Pérez-Arriaga, I. J., y Battle, C. (2012). Impacts of intermitten renewables on electricity generation system operation. *Economics of Energy & Environmental Policy*.

Raby, M. A. (2008). *Incorporación de Energía Eólica en la Planificación de la Transmisión y Operación de Sistemas Hidrotérmicos* (Tesis de Master no publicada). Pontificia Universidad Católica de Chile.

Rafter, J. A., Abell, M. L., y Braselton, J. P. (2002). Multiple comparison methods for means. *Society for Industrial and Applied Mathematics*.

Renovable, F. (2013, agosto). *Desde la banca apuestan por desbloquear proyectos de ERNC en Chile.* Descargado de http://www.futurorenovable.cl/2013/08/desde-la-banca-apuestan-por-desbloquear-proyectos-de-ernc-en-chile/

Schaber, K., Steinke, F., Mühlich, P., y Hamacher, T. (2012). Parametric study of variable renewable energy integration in europe: Advantages and costs of transmission grid extensiona. *Energy Policy*, *42*, 498-508.

Sensfuß, F., Ragwitz, M., y Genoese, M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect on renewable electricity generation on spot market prices in germany. *Energy Policy*, 3086-3094.

The Economist. (2013, julio). Renewable energy in spain: The cost del sol. *The Economist*, 57-58.

Troy, N., Denny, E., y O'Malley, M. (2010). Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, *25*.

U.S. Energy Information Administration. (2014a, enero). *How much carbon dioxide CO_2 is produced per kilowatthour when generating electricity with fossil fuels? - FAQ - U.S. Energy Information Administration.* Descargado de http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=74&t=11

U.S. Energy Information Administration. (2014b, enero). *Photovoltaics and electricity.* Descargado de http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=solar_photovoltaics

U.S. Energy Information Administration. (2014c, enero). *Wind Program: How Do Wind Turbines Work?* Descargado de http://www1.eere.energy.gov/wind/wind_how.html

Xie, L., Carvalho, P., Ferreria, L., Krogh, B., Popli, N., y Ilic, M. D. (2009). Wind integration in power systems: Operational challenges and possible solutions. *Proceedings of the IEEE*, *99*, 214-232.

ANEXOS

A. COSTO DE DESARROLLO DEL SIC

En Chile, el costo de desarrollo se determina por el precio de equilibrio de energía de las centrales térmicas (ciclos combinado o centrales a carbón). En este trabajo, el desarrollo energético de base del SIC es con centrales a carbón. La Tabla A.1 muestra el cálculo utilizando los siguientes supuestos del último Informe de Precio Nudo SIC de Octubre 2013 (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013) u otra fuente según se indique:

- Tasa de descuento anual: 10 %
- Horizonte de evaluación: 24 años
- Disponibilidad efectiva y mecánica: 90 % y 95 %, en base a información histórica de operación (CDEC-SIC, 2006-2013)
- Costo de inversión: 2.500 US$/kW
- Línea de transmisión: 3,9 US$ MM/km, distancia esperada: 9 km, costo total: 35 US$ MM
- Inversión en puerto: 80 US$ MM (inversión promedio en puerto)
- Precio de potencia firme: 8,8 US$/kW-mes en nudo Polpaico 220 kV sacado del Informe de cálculo de Precio de Nudo SIC de Octubre del 2013 (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013).

El costo de desarrollo en el SIC esperado es igual a 90,4 US$/MWh.

TABLA A.1. Calculo de precio de equilibrio de energía de central a carbón

Fuente: Elaboración Propia

ITEM	Unidades	PC Carbón Sic
Potencia bruta	MW	343
Disponibilidad efectiva	%	90
Potencia neta	MW	308,7
Reserva	%	0
Potencia neta media	MW	308,7
Disponibilidad mecanica	%	95
Energía anual	MWh	2.569.001
Poder calorífico superior	kcal/kg	6.350
Consumo esp combustible medio	BTU/KWh	9.950
Consumo esp combustible medio	kg/KWh	0,395
Costo del combustible	US$/ton	90,000
Costo del combustible	US$/MMBTU	3,57
Costo variable combustible	US$/MWh	35,5
Costo variable no combustible	US$/MWh	5,0
Costo variable total	US$/MWh	40,5
Costo variable anual	MUS$	104.162
Costo fijo anual	MUS$	22.960
Costo anual	**MUS$**	127.122
Inversión	MUS$/MW	2.500
Inversión en central c/interes	MUS$	857.500
Inversión en puerto	MUS$	80.000
Inversión en transmisión	MUS$	35.000
Inversión total	**MUS$**	972.500
Tasa descuento	%	10
Horizonte de evaluación	años	24
Inversión anualizada	**MUS$**	108.239
Impuesto	**MUS$**	16.372
Costo anual equivalente	**MUS$**	251.733
Precio de equilibrio monomico	**US$/MWh**	**98,0**
Precio de potencia firme	US$/kw/mes	8,8
Factor Potencia Firme	%	60
Ingreso medio por Potencia	MUS$	19.559
Precio Equivalente Energía	**US$/MWh**	**7,61**
Precio de equilibrio energía	**US$/MWh**	**90,4**

B. SOFTWARE Y MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN UTILIZADOS

El software utilizado para la simulación es PLEXOS® Integrated Energy Model. PLEXOS es un programa computacional de simulación de mercados eléctricos que fue desarrollado por la empresa australiana Energy Exemplar Pty Ltd. PLEXOS utiliza programación matemática y optimización estocástica para simular, modelar y analizar cualquier mercado eléctrico existente (Energy Exemplar Pty., 2013). PLEXOS integra varias herramientas que permiten estudiar diversos parámetros del Mercado Eléctrico. Sus principales funciones son:

- Pronóstico de precios de electricidad
- Planificación de expansión de capacidad
- Valorización de activos de generación y transmisión
- Análisis y diseño del mercado
- Análisis de transmisión
- Análisis de la integración de generación renovable
- Optimización del portafolio de generación
- Modelación de gaseoductos
- Optimización estocástica de todo tipo

La selección de este software subyace en su facilidad y capacidad de poder simular y optimizar la operación de un sistema de gran tamaño y complejidad como es el caso del Sistema Interconectado Central sujeto a las restricciones descritas en esta tesis. Los datos de entrada y restricciones del problema son introducidos en formato tabular en la interfaz de PLEXOS, y también pueden ser leídos desde otros archivos. PLEXOS interpreta la

información y la transforma en un problema de optimización matemático que luego es resuelto utilizando un motor y algoritmo específicos.

B.1 Motor y algoritmo de optimización: Xpress-MP y punto interior

PLEXOS permite la utilización de seis motores de optimización: CPLEX, GUROBI, MOSEK, SCIP, Sulum y Xpress-MP, y distintos algoritmos para la solución del problema de optimización presentado. Se seleccionaron Xpress-MP y punto interior como motor e algoritmo respectivamente ante la recomendación de Felipe Valdebenito (Power Market Consultant de Energy Exemplar Pty.) porque la solución del despacho óptimo del SIC se consigue en un menor tiempo comparado con los otros motores a disposición.

B.2 Algoritmo de punto interior

El algoritmo de punto interior resuelve ecuaciones que incluyen restricciones con inecuaciones, se define el problema:

$$\begin{aligned} \text{min} \quad & f_0(x) \\ \text{sujeto a} \quad & f_i(x) \leq 0, i = 1, \ldots, m \\ & Ax = b, \end{aligned} \tag{B.1}$$

dónde $f_0, \ldots, f_m : \mathbf{R}^n \to \mathbf{R}$ son ecuaciones convexas, continúas y diferenciables dos veces, y $A \in \mathbf{R}^{p \times n}$ con el rango de $A = p < n$. Se asume que existe un punto óptimo del problema x^*. El valor óptimo de $f_0(x^*)$ es p^*. Se asume que el problema es estrictamente factible, es decir, que existe $x \in \mathcal{D}$ tal que se satisface $Ax = b$ y $f_i(x) < 0$ para $i = 1, \ldots, m$. Por lo tanto, existe el óptimo del problema dual $\lambda^* \in \mathbf{R}^m, \nu^* \in \mathbf{R}^p$, que en conjunto con x^* satisfacen las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT)

$$
\begin{aligned}
Ax^* = b, \quad f_i(x^*) \leq 0, \quad i = 1, \ldots, m \\
\lambda^* \succeq 0 \\
\nabla f_0(x^*) + \sum_{i=1}^{m} \lambda_i^* \nabla f_i(x^*) + A^T \nu^* = 0 \\
\lambda_i^* f_i(x^*) = 0, \quad i = 1, \ldots, m
\end{aligned}
\tag{B.2}
$$

El algoritmo del punto interior resuelve la ecuación B.1 aplicando el método de Newton a una secuencia de problemas restringido solo por ecuaciones, o una secuencia de modificaciones de las condiciones de KKT.

Fuente: Boyd y Vandenberghe (2004)

Para mayor información sobre PLEXOS se recomienda revisar el sitio www.energy-exemplar.com

C. RENDIMIENTO TÉRMICO

Los rendimientos térmicos base (RT_B) fueron tomados del Informe de Precio de Nudo de la CNE (Comisión Nacional de Energía, CNE, 2013). En base a estos se construyó una curva lineal de rendimiento para cada tipo de central (carbón y ciclo combinado) según las siguientes ecuaciones:

$$\text{Rendimiento Térmico}_{\text{Carbón}} = -\frac{0,024RT_B}{P_{MAX} - P_{MIN}}(P - P_{MAX}) + RT_B \qquad \text{(C.1)}$$

$$\text{Rendimiento Térmico}_{\text{Ciclo combinado}} = -\frac{0,2RT_B}{P_{MAX} - P_{MIN}}(P - P_{MAX}) + RT_B \qquad \text{(C.2)}$$

Dónde RT_B es el rendimiento térmico base de la central, P_{MAX} es la potencia máxima generable y P_{MIN} es la potencia mínima de la central.

D. CÁLCULO DE CAPACIDAD DE RESERVA

El error de previsión de generación horario se puede calcular como:

$$EPrevi_h = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1}) \tag{D.1}$$

Donde $GReal_h$ corresponde a la generación real del sistema en la hora h y $GProg_h$ corresponde a la generación programada del sistema en la hora h.

Luego, la desviación estándar del error de previsión de generación horario (en un año) es:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{8760}(EPrevi_h - EPrevi_{medio})^2}{8760 - 1}} \tag{D.2}$$

Fuente: CDEC-SIC (2013b)

TABLA D.1. Parámetros para el cálculo de capacidad de reserva [MW]

Fuente: Elaboración Propia

	Capacidad instalada eólica				**Capacidad instalada solar**			
Año	**10 %**	**15 %**	**20 %**	**30 %**	**10 %**	**15 %**	**20 %**	**30 %**
2017	774	774	862	1.715	379	379	579	929
2018	1.032	1.032	1.129	2.082	379	379	779	1.304
2019	1.032	1.048	1.145	2.198	379	604	1.204	1.904
2020	1.152	1.168	1.523	2.676	379	1.022	1.622	2.497
2021	1.226	1.242	1.837	3.290	409	1.172	1.772	2.797
2022	1.332	1.651	2.246	3.999	459	1.322	2.122	3.297
2023	1.732	2.051	2.646	4.699	466	1.449	2.449	3.774
2024	1.850	2.669	3.484	5.937	466	1.449	2.449	3.924
2025	2.040	2.949	3.764	6.217	466	1.449	2.569	4.194

Desviación estándar de las variaciones de regulación de una planta solar de 100 MW, σ_{S100} : 12,6 MW

Desviación estándar de las variaciones de regulación de una planta eólica de 100 MW, σ_{E100} :8,3 MW

Desviación estándar del error de previsión de demanda, σ_{Load} : 69,5 MW (CDEC-SIC, 2013b)

E. SISTEMA DE TRANSMISIÓN BASE

Se modelan las líneas en tensiones distintas a 220 kV porque representan la capacidad de transmisión entre zonas.

TABLA E.1. Sistema de Transmisión Base

Fuente: Elaboración Propia

Línea	Tensión [kV]	Capacidad de Transmisión [MW]
AltoJahuel110→Chena110	110	999
AltoJahuel220→Chena220	220	920
AltoJahuel220→Polpaico220	220	538
AltoJahuel500→LoAguirre500	500	2800
Charrua500→Ancoa500	500	1500
Ancoa500→AltoJahuel500	500	1400
Ancoa500→AltoJahuel500II	500	1400
Ancoa500→AltoJahuel500III	500	1400
Candelaria220→AltoJahuel220	220	610
Cardones220→DiegodeAlmagro220	220	290
CarreraPinto220→Cardones220	220	220
CerroNavia220→Lampa220	220	620
Charrua220→Cautin220	220	500
Charrua220→Esperanza220	220	224,8
Chena110→CerroNavia110	110	999
Chena110→LosAlmendros110	110	999
Chena220→CerroNavia220	220	400
Ciruelos220→Cautin220	220	332
Colbun220→Candelaria220	220	610
DiegodeAlmagro220→CarreraPinto220	220	220
ElSalto110→CerroNavia110	110	999
Itahue220→AltoJahuel220	220	400
Lampa220→Polpaico220	220	620
LasVegas110→Quillota110	110	999
LoAguirre500→Polpaico500	500	2800
LosAlmendros110→ElSalto110	110	999
LosVilos220→Nogales220	220	320
Maitencillo220→PandeAzucar220	220	259
Maitencillo500→Cardones500	500	1500
Melipilla220→LoAguirre220	220	386
Nogales220→Polpaico220	220	1500
PandeAzucar220→LosVilos220	220	274
PandeAzucar500→Maitencillo500	500	1500
PandeAzucar500→Polpaico500	500	1500
Pichirropulli220→BarroBlanco220	220	166
Pichirropulli220→PuertoMontt220	220	166
PuertoMontt220→BarroBlanco220	220	174
Quillota220→Polpaico220	220	1145
Rapel220→Melipilla220	220	386

TABLA E.2. Plan de Obras de Transmisión Base

Fuente: Elaboración Propia

Línea	**Tensión [kV]**	**Capacidad de Transmisión [MW]**	**Fecha de Entrada**
Ancoa220→Itahue220	220	800	ene-18
Charrua500→Ancoa500	500	2600	ene-18

F. COSTOS MARGINALES ESCENARIO SENSIBILIZADO

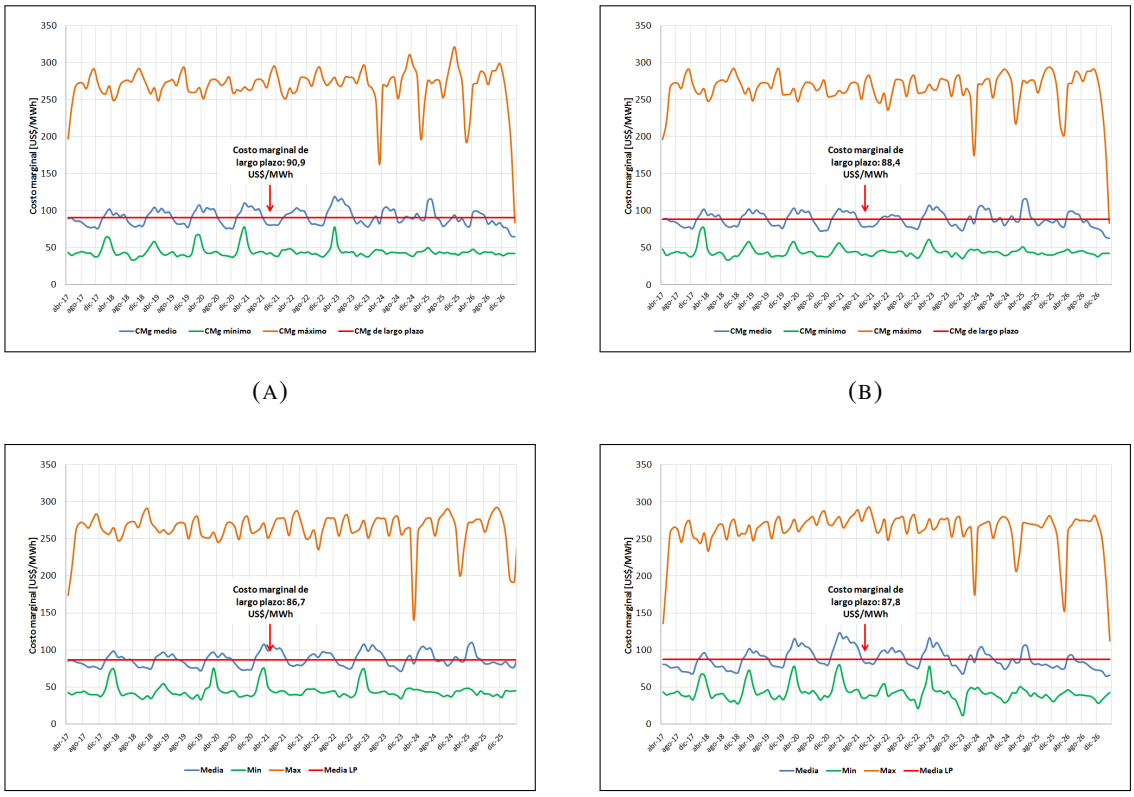


FIGURA F.1. Costo marginal mensual esperado para penetración ERNC total de un 10 %, 15 %, 20 % y 30 %

Fuente: Elaboración Propia

G. TEST DE SCHEFFE

El Test de Scheffe es un test de comparación de medias múltiples de pares que compara todas las diferencias de medias con las siguientes hipótesis:

$$H_0 : \mu_i = \mu_j$$

$$H_a : \mu_i \neq \mu_j$$

Para comprobar la hipótesis nula arma un intervalo para cada comparación, si es que el intervalo contiene el número 0 se acepta la hipótesis, en caso contrario, se rechaza. El intervalo de cada comparación se arma usando la siguiente fórmula:

$$\bar{y}_i - \bar{y}_j \pm \sqrt{(k-1)F_{\alpha,k-1,\nu}}\sqrt{s^2(\frac{1}{n_i} + \frac{1}{n_j})} \tag{G.1}$$

Dónde $\bar{y}_i$ y $\bar{y}_j$ son las aproximaciones de la medias del grupo i y j, k es el número de medias a comparar, s^2 la varianza de todas las muestras, n_i y n_j el número de muestras del grupo i y j, α el nivel de significancia, ν los grados de libertad de toda la muestra $(N-k)$ y $F_{\alpha,k-1,\nu}$ el valor de la distribución de Fisher con parámetros $k-1$ y grados de libertad ν.

Fuente: Rafter et al. (2002)

H. PLANES DE OBRAS DE GENERACIÓN

Las centrales que se agregan y se retiran al plan de obras de generación de cada son acumulativas, es decir, si se agregan centrales de ERNC en el escenario de 15 % de penetración, estas también estarán en el escenario de 20 % y 30 %; lo mismo con las centrales que se retiran.

TABLA H.1. Proyectos de generación agregados en el escenario de penetración de 15 %

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	**Fecha de Entrada**	**Potencia Máxima Neta [MW]**	**Tipo de Generación**
Punta Colorada 2	jun-2019	16	Eólico
Eolica La Cachina	abr-2022	66	Eólico
Collipulli	ago-2022	48	Eólico
Punta Sierra	nov-2022	180	Eólico
Raki	dic-2022	9	Eólico
Talinay 2	jun-2024	500	Eólico
Eólico Punta Colorada 3	jun-2025	90	Eólico
Solar Carrera Pinto	abr-2019	135	Solar
Fotovoltaica	ago-2019	90	Solar
Carrera Pinto Solar Valleland	mar-2020	60	Solar
El Romero	oct-2020	196	Solar
Fotovoltaica Luz del Norte	ene-2021	162	Solar
Desierto de Atacama	jul-2021	120	Solar
Los Loros	may-2022	50	Solar
Inca de Varas	nov-2022	50	Solar
Chaka	jun-2023	30	Solar
Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	jul-2023	90	Solar
Chaka 2	jun-2026	65	Solar

TABLA H.2. Proyectos de generación retirados en el escenario de penetración de 15 %

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	Potencia Máxima Neta [MW]	Tipo de Generación
Hidroeléctrica VIII Región 02	136	Pasada
Carbón V Región	342	Carbón

TABLA H.3. Proyectos de generación agregados en el escenario de penetración de 20 %

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	Fecha de Entrada	Potencia Máxima Neta [MW]	Tipo de Generación
Laguna Verde 2	feb-2016	48	Eólico
Eolico Chome	feb-2017	12	Eólico
Llay Llay	feb-2017	56	Eólico
Ucuquer etap final	abr-2018	9	Eólico
Eolico San Pedro	may-2020	180	Eólico
Pichihue	jul-2020	78	Eólico
Sarco	jun-2021	240	Eólico
Cateao	mar-2024	100	Eólico
Parque Eolico Ancud	mar-2024	120	Eólico
Solar Generico 1	abr-2017	200	Solar
Solar Generico 2	abr-2018	200	Solar
Solar Generico 3	abr-2019	200	Solar
Solar Generico 4	abr-2022	200	Solar
Solar Generico 5	abr-2023	200	Solar
Solar Generico 6	abr-2025	120	Solar

TABLA H.4. Proyectos de generación retirados en el escenario de penetración de 20 %

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	Potencia Máxima Neta [MW]	Tipo de Generación
Carbón Pan de Azúcar 01	342	Carbón
Carbón Maitencillo 01	342	Carbón

TABLA H.5. Proyectos de generación agregados en el escenario de penetración de 30 %

Fuente: Elaboración Propia

Nombre	**Fecha de Entrada**	**Potencia Máxima Neta [MW]**	**Tipo de Generación**
Parque Eólicos Altos de Hualpén	abr-2015	18	Eólico
Parque Eólico ALENA	abr-2015	107,5	Eólico
Parque Eólico Tolpán	jun-2015	204	Eólico
Parque Eólica Punta Palmeras 2	jun-2015	38	Eólico
Parque Eólico Generico 1	jul-2015	100	Eólico
Parque Eólico Kuref	jul-2015	61,2	Eólico
Parque Eólico San Manuel	sep-2015	57,5	Eólico
Parque Eólico Generico 2	jul-2016	100	Eólico
Parque Eólico Generico 3	jul-2017	100	Eólico
Parque Eólico Generico 4	jul-2018	100	Eólico
Parque Eólico Generico 5	jul-2019	100	Eólico
Parque Eólico Generico 6	jul-2020	100	Eólico
Parque Eólico Generico 7	jul-2021	300	Eólico
Parque Eólico Generico 8	jul-2022	300	Eólico
Parque Eólico Generico 9	jul-2023	300	Eólico
Parque Eólico Generico 10	jul-2024	400	Eólico
Parque Solar Generico 7	abr-2016	175	Solar
Parque Solar Generico 8	abr-2017	175	Solar
Parque Solar Generico 9	abr-2018	175	Solar
Parque Solar Generico 10	abr-2019	175	Solar
Parque Solar Generico 11	abr-2020	175	Solar
Parque Solar Generico 12	abr-2021	150	Solar
Parque Solar Generico 13	abr-2022	150	Solar
Parque Solar Generico 14	abr-2023	150	Solar
Parque Solar Generico 15	abr-2024	150	Solar
Parque Solar Generico 16	abr-2025	150	Solar
Parque Solar Generico 17	abr-2026	150	Solar

TABLA H.6. Proyectos de generación retirados en el escenario de penetración de 30 %

TABLA H.7. Fuente: Elaboración Propia

Nombre	**Potencia Máxima Neta [MW]**	**Tipo de Generación**
Carbón Maitencillo 02	342	Carbón
San Pedro	144	Pasada
Carbón Pan de Azúcar 02	342	Carbón