



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

ESTIMACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL Y ECONÓMICO DE LA INCORPORACIÓN
DE LA ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR A LA MATRIZ ENERGÉTICA CHILENA BAJO
DISTINTOS ESCENARIOS FUTUROS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

RICARDO ALEJANDRO SAAVEDRA PALMA

PROFESOR GUÍA:
JACQUES IVES CLERC PARADA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JUAN PABLO RISCO RÍOS
MANUEL DÍAZ ROMERO

SANTIAGO DE CHILE
2015

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Industrial
POR: Ricardo Alejandro Saavedra Palma
FECHA: 03/01/2015
PROFESOR GUÍA: Jacques Ives Clerc Parada

ESTIMACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL Y ECONÓMICO DE LA INCORPORACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR A LA MATRIZ ENERGÉTICA CHILENA BAJO DISTINTOS ESCENARIOS FUTUROS

Este trabajo de título corresponde a un estudio sobre el impacto económico y ambiental que tiene la incorporación de las fuentes eólica y solar a la matriz energética chilena, bajo distintos escenarios, para el periodo comprendido entre los años 2018 a 2026. Para esto se utilizan principalmente modelos de simulación, los cuales estiman el funcionamiento futuro del sistema eléctrico, proyectando la generación por tipo de fuente, entre otros resultados. Además se utiliza información histórica de la generación en el Sistema Interconectado Central a fin de estudiar la interacción entre las fuentes renovables eólicas y solares con el resto de las generadoras.

Se ha determinado que con una participación de las fuentes renovables no convencionales del 10%, el sistema eléctrico en su conjunto presenta un costo total de 20 mil millones de dólares, entre los años 2018 y 2026. Al aumentar la participación de estas fuentes en 5%, dicho valor aumenta en 1.100 millones de dólares; luego, para llegar a una participación de 20%, los costos totales aumentan en 2.200 millones de dólares sobre el escenario base; mientras que para llegar al 30%, dicho aumento es de 4.500 millones de dólares. Esto implica que los costos medios de la energía aumentan en \$2, \$5 y 10 dólares por MWh para los escenarios de 15%, 20% y 30% respectivamente en relación el escenario base.

En cuanto a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, se ha estimado que un aumento del 5% en la generación a partir de las fuentes eólica y solar, con respecto al escenario actual, las reduce en 9 millones de toneladas. Al aumentar la participación a 20%, dicha reducción es de 26,3 millones de toneladas; mientras que para el 30%, es de 58,8 millones de toneladas. Esto implica que, con respecto a las emisiones totales del Sistema Interconectado Central para el periodo comprendido entre los años 2018 y 2026, las emisiones de dióxido de carbono se reducen en 3%, 9% y 20% al llegar a las metas de 15%, 20% y 30% de generación a partir de fuentes ERNC respectivamente.

Agradecimientos

A todos aquellos que han hecho esto posible.

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
2.	Descripción del Proyecto	4
3.	Objetivos	6
4.	Alcances	7
5.	Marco Teórico.....	9
	5.1. Mercado Eléctrico	9
	5.2. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	10
	5.3. Modelos de simulación	12
	5.4. Costo Nivelado de la Energía	14
	5.5. Capacidad de Respaldo	15
	5.6. Life Cycle Assessment (LCA).....	16
	5.7. Costo de Abatimiento	17
6.	Metodología	19
7.	Resultados y Análisis.....	22
	7.1. Simulaciones	22
	7.2. Análisis Data Histórica	32
	7.3. Análisis del Impacto Económico.....	46
	7.3.1. Análisis Costos Totales del Sistema	46
	7.3.2. Costo Medio de la Energía	51
	7.3.3. Costo Nivelado Energía Eólica	56
	7.3.4. Costo Nivelado Energía Solar.....	60
	7.4. Reducción de Emisiones de GEI.....	62
	7.4.1. Reducción de Emisiones por Escenarios	62
	7.4.2. Emisiones de ciclo de vida.....	65
	7.4.3. Efecto sobre otras fuentes generadoras	67
	7.5. Costos de Abatimiento	68
8.	Conclusiones	70
9.	Bibliografía	72
10.	Anexos	74

Índice de tablas

Tabla 1: Proyección Demanda SIC (GWh)	13
Tabla 2: Costos unitarios de inversión por tecnología	28
Tabla 3: Correlaciones en la generación por tipo de tecnología	33
Tabla 4: Test Kolmogorov-Smirnov Distribución Normal	38
Tabla 5: Test de Kolmogorov-Smirnov Distribución Exponencial	38
Tabla 6: Valor Presente Costos por Escenarios ERNC (MMUSD)	48
Tabla 7: Variación Porcentual de los Costos por Escenarios ERNC	49
Tabla 8: Valor Presente Costo Total por Escenario ERNC (MMUSD)	49
Tabla 9: Variación Porcentual del Costo Total por Escenario ERNC	49
Tabla 10: Costo Adicional de incorporar ERNC (USD)	50
Tabla 11: Costo de Integración ERNC (USD/MWh)	51
Tabla 12: Costo del capital, Energía Eólica	58
Tabla 13: Costo por Respaldo, Energía Eólica	59
Tabla 14: Costo de transmisión I, Energía Eólica	59
Tabla 15: Costo de transmisión II, Energía Eólica	60
Tabla 16: LCOE Energía Eólica.....	60
Tabla 17: LCOE Energía Solar	62
Tabla 18: Factores de Emisión (tCO_2/MWh).....	63
Tabla 19: Costo de Abatimiento.....	68

Ilustraciones

Figura 1: Costos de Abatimiento en Generación Eléctrica para países de la OCDE.....	18
Figura 2: Generación simulada por fuente, escenario base 10% ERNC.....	22
Figura 3: Participación simulada por fuente, escenario base 10% ERNC.....	23
Figura 4: Participación simulada por fuente, escenario 15% ERNC	24
Figura 5: Participación simulada por fuente, escenario 20% ERNC	24
Figura 6: Participación simulada por fuente, escenario 30% ERNC	25
Figura 7: Costo de Generación por Escenario	26
Figura 8: Costo Marginal por Escenario.....	27
Figura 9: Inversión Escenario Base 10% ERNC.....	28
Figura 10: Inversión Escenario 15% ERNC.....	29
Figura 11: Inversión Escenario 20% ERNC.....	30
Figura 12: Inversión Escenario 30% ERNC.....	30
Figura 13: Inversión en Generación Acumulada, Anualizada.....	31
Figura 14: Despachos totales SIC, Agosto de 2013	32
Figura 15: Despachos por tipo de fuente SIC, Agosto de 2013	33
Figura 16: Despachos fuentes térmicas SIC, Agosto de 2013	34
Figura 17: Participación fuentes térmicas SIC, Agosto de 2013.....	34
Figura 18: Participación en despachos SIC, Agosto de 2013.....	35
Figura 19: Despachos fuentes eólicas SIC, Agosto 2013.	36
Figura 20: Factor de carga fuentes eólicas por hora, SIC, Agosto 2013.	37
Figura 21: Factor de Carga simulado para las 18:00	39
Figura 22: Potencia de respaldo requerida fuentes eólicas	41
Figura 23: Inversión en respaldo fuentes eólicas	41
Figura 24: Despachos fuentes solares SIC, Agosto 2013.....	42
Figura 25: Factor de carga fuentes solares por hora, SIC, Agosto 2013.	43
Figura 26: Potencia de respaldo requerida fuentes solares	44
Figura 27: Inversión en respaldo fuentes eólicas	45
Figura 28: Potencia de respaldo requerida por escenario	45
Figura 29: Inversión en respaldo requerida por escenario	46
Figura 30: Valor Presente Costos Totales por Escenarios ERNC.....	47

Figura 31: Aporte al Valor Presente Transmisión y Respaldo por Escenarios ERNC.....	48
Figura 32: Costo Medio Energía por Escenarios ERNC.....	53
Figura 33: Generación simulada fuentes eólicas	56
Figura 34: Inversión en generación eólica por año por nivel de ERNC.....	57
Figura 35: Inversión incremental fuentes eólicas con respecto a escenario base	57
Figura 36: Generación incremental fuentes eólicas con respecto a escenario base	58
Figura 37: Generación simulada fuentes solares	61
Figura 38: Inversión en generación solar por año por nivel de ERNC	61
Figura 39: Emisiones de CO2 por año, por escenario ERNC	63
Figura 40: Emisiones totales periodo 2018-2026 por escenario ERNC.....	64
Figura 41: Reducción emisiones totales con respecto al escenario base (10% ERNC).....	64
Figura 42: Emisiones ciclo de vida fuentes eólicas	66
Figura 43: Emisiones ciclo de vida fuentes solares	66
Figura 44: Consumo de Combustible vs. Generación, Centrales a Carbón ..	67
Figura 45: Matriz energética SIC 2012	74
Figura 46: Matriz energética SING 2012	74
Figura 47: Precios spot de la electricidad SIC-SING	75
Figura 48: Matriz energética periodo 2000-2011 (SIC y SING).....	75
Figura 49: Demanda eléctrica nacional periodo 2000-2030 (SIC y SING)...	76
Figura 50: Esquema de turbina eólica.	76
Figura 51: Esquema técnico panel fotovoltaico	77
Figura 52: Esquema LCA	77
Figura 53: Generación simulada por fuente, escenario 15% ERNC	78
Figura 54: Generación simulada por fuente, escenario 20% ERNC	78
Figura 55: Generación simulada por fuente, escenario 30% ERNC	79
Figura 56: Test de Kolmogorov-Smirnov distribución normal.....	80
Figura 57: Test de Kolmogorov-Smirnov distribución exponencial.....	80
Figura 58: Correlación caída de carga con respecto a distancia entre plantas solares	81

1. Introducción

Chile se enfrenta a la definición de una matriz energética que determinará el suministro de este país por los próximos años. Se espera que la demanda eléctrica del país aumente alrededor de un 60% a 2020 [1], lo cual implica que se requerirá la instalación de alrededor de 8.000 MW de nuevos proyectos de generación.

La seguridad energética, menor dependencia a combustibles importados, un mayor aprovechamiento de recursos locales, el calentamiento global y las emisiones de gas efecto invernadero son algunos de los temas que están siendo considerados en la discusión política. Chile ha declarado su intención de desarrollar una matriz más limpia, impulsando la incorporación de fuentes renovables no convencionales (ERNC) como la energía eólica y solar, entre otras¹. En Octubre de 2013, el presidente de la república de la época señaló su compromiso de llegar a un 20% de participación de ERNC en la generación a 2025 [2], mientras que la actual presidenta durante su campaña incluso propuso la meta de 30% a 2030 [3].

Dentro de las ERNC, una de las alternativas más atractivas es la energía eólica. Se señala que ésta jugará un rol fundamental en la generación eléctrica mundial en el futuro, con un potencial de proveer hasta un 50% de la demanda mundial [4]. A su vez, la energía solar también se presenta como una opción atractiva para Chile, considerando el potencial de generación en zonas con altos índices de radiación solar.

Sin embargo, el desafío de esta incorporación es mayor. Pocos países han alcanzado niveles de participación de estas energías que sean significativos dentro de su matriz. Entre ellos resaltan los casos de Dinamarca con un 20% de energía eólica; de Portugal con un 15%; España con 14%; Irlanda con 10%; y de Alemania con 6,5% [5]. Principalmente estos países han logrado estas participaciones impulsando estas fuentes a través de subsidios e incentivos a los productores. En este sentido, se plantea la pregunta sobre la efectividad de estas políticas estatales: ¿han sido una inversión eficiente de los Estados para reducir las emisiones de gas efecto invernadero? ¿Cuáles han sido las consecuencias de esta incorporación? ¿Cómo han afectado al funcionar del resto de la matriz?

Numerosos estudios están abordando esta temática, la cual se considera particular de cada país. Se señala por ejemplo, en el caso de Dinamarca, que uno de los principales problemas que se han presentado ha sido el de la seguridad de suministro. Han debido impulsar el desarrollo de otras fuentes

¹ El concepto de ERNC se distingue del de Energías Renovables (ER) en que no incluye las hidroeléctricas sobre 20 MW. Se refiere a la generación con energía eólica, solar, de biomasa, geotermia, y mareomotriz (Ley 20.257, artículo 225°).

de generación que den respaldo a la eólica, y suplan los periodos en que baja la generación por la variabilidad del viento [6].

Las energías intermitentes², si no se planifican de forma correcta en su incorporación, pueden afectar fuertemente al resto de la matriz, trayendo como consecuencia disminución en la seguridad de suministro y aumentos en los costos de generación [7]. Uno de los casos más emblemáticos es el de Alemania, país que ha impulsado fuertemente las energías renovables a fin de disminuir sus emisiones y su generación en base a energía nuclear. Der Spiegel publicó en octubre de 2013 un artículo en el que cataloga dicha transformación hacia las energías limpias como un completo fracaso, el cual no sirvió para reducir las emisiones de CO_2 , y presenta un enorme gasto para el país [8].

Se señala que el aumento en la utilización de ERNC tanto a nivel residencial como de generadoras, ha llevado a una disminución en la generación eléctrica a partir de fuentes térmicas durante ciertos bloques horarios, teniéndolas como respaldo para la intermitencia. En particular, con la energía solar se reduce la generación térmica durante el día, y se le usa mayormente en la noche. Esto produce una baja en el precio de la energía durante el día, lo cual lleva a que la intermitencia de estas fuentes sea suplida por las tecnologías más económicas como lo es el carbón, la cual podría estar contaminando y emitiendo más dióxido de carbono más que de utilizarse una matriz más estable que incluya generación con gas natural. A su vez, tener estas fuentes implica el tener una potencia instalada que logre cubrir la intermitencia.

Si las fuentes renovables no convencionales no han sido instaladas de forma de reducir esta variabilidad, el efecto sobre el resto de las generadoras puede ser mayor. Una termoeléctrica a carbón no es fácilmente apagable, y en algunos casos simplemente se va a disminuir su producción para dar paso a las renovables no convencionales, llevando de esta forma a una producción subóptima.

En Chile actualmente se tiene una potencia instalada de alrededor de 1000MW de fuentes renovables no convencionales. De los cuales 300MW son eólica y 7MW solar. A su vez, se tiene una cartera de proyectos con calificación ambiental aprobada que aumentan las fuentes eólicas en más de 10 veces y la solar en 1000 [9]. El potencial de crecimiento de estas energías es enorme, y sin una correcta implementación puede llegarse a que las reducciones de emisiones no son las esperadas, que se esté disminuyendo la seguridad del sistema, y que se aumenten los costos totales.

² Que entregan energía de forma intermitente, como la eólica y solar (mientras haya viento y Sol).

Este es un problema de política pública. Se necesita avanzar a una matriz más limpia, con precios más bajos de la electricidad, que provea seguridad al país y no frene su desarrollo económico. Los compromisos que ha firmado Chile apuntan en esa dirección. Sin embargo, el desafío es grande y se necesita de buena información para tomar buenas decisiones. Este estudio pretende aportar en esta temática con información sobre el impacto económico y en emisiones de gases de efecto invernadero que tendría la incorporación de dos tipos de ERNC: eólica y solar fotovoltaica, a la matriz energética chilena.

En una primera parte, a partir de modelos de simulación desarrollados por el CDEC-SIC, se estudia el funcionamiento futuro de la matriz energética, estimando los costos totales del sistema, a partir de los cuales se estudia el impacto económico de dicha incorporación. En una segunda parte, se presentan las estimaciones en cuanto a las reducciones de las emisiones producto de una mayor incorporación de fuentes renovables, considerando a su vez la contaminación producto de su elaboración, transporte, y reciclaje.

2. Descripción del Proyecto

Existen tres tareas fundamentales para la determinación de los impactos económicos y ambientales de la incorporación de las energías eólica y solar fotovoltaica a la matriz chilena: la estimación del costo de la energía bajo distintas tasas de penetración incluyendo las inversiones necesarias y los costos variables del sistema; la estimación de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que éstas producen en el contexto particular del sistema eléctrico chileno; y la combinación de estos dos puntos a fin de estimar los costos de abatimiento³ de CO_2 de estas dos tecnologías, en el caso chileno, para así determinar qué tan eficientes son estas medidas para reducir emisiones.

Para enfrentar estas tareas se utilizan modelos de simulación desarrollados por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) en conjunto a un memorista de la Pontificia Universidad Católica de Chile, que permiten estudiar el comportamiento del Sistema Interconectado Central bajo distintos escenarios de incorporación de las ERNC.

Estos modelos básicamente simulan una demanda, la cual es suplida según las reglas de funcionamiento del CDEC, sujeto a las restricciones propias de una matriz energética dada, configurada de acuerdo a distintos escenarios. Estos modelos incorporan la intermitencia de fuentes como la eólica y solar, lo cual permite ver el impacto que tiene ésta sobre el resto de la matriz. El resultado de estas simulaciones son los despachos de electricidad por generador y su costo de generación.

A su vez, utilizando estas simulaciones es posible ver cómo se afectó el despacho de otras generadoras al tener fuentes eólica y solar. Se estudian distintas trayectorias de incorporación de ERNC, a fin de compararlas con respecto a una línea base⁴, estimando de esta forma las variaciones en el costo medio de la energía para el sistema eléctrico chileno, consecuencia de dicha incorporación.

En cuanto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero consecuencia de una matriz más limpia, existen dos focos de estudio: la reducción de emisiones al dejar de producir electricidad a partir de combustibles fósiles; y las emisiones que implica el instalar centrales eólicas y solares, a través del análisis de ciclo de vida.

³ El costo de abatimiento de una tecnología es cuánto cuesta reducir una tonelada de CO_2 al utilizar esa energía. Si por ejemplo se incorpora energía solar, se deja de utilizar energía termoeléctrica la cual está asociada a una emisión, al costo de la solar.

⁴ La línea base describe el escenario actual, sin un impulso a las ERNC.

Como se ha mencionado anteriormente, la intermitencia plantea desafíos sobre el resto del sistema eléctrico, lo cual lo puede llevar a una producción subóptima, y necesita tener generadores de encendido rápido que puedan suplir las fuentes renovables cuando estas no estén entregando energía. Esto hace que la reducción de emisiones sea menor a lo que se dejó de producir en la termoeléctrica. Este efecto se estudia a través de la información histórica provista por el CDEC-SIC.

Por otro lado, se estudia el ciclo de vida de estas tecnologías, aplicado al caso chileno. Esto permite estimar el impacto ambiental que ha tenido su proceso de producción, transporte e instalación. Básicamente se estiman las emisiones asociadas a estas etapas, las cuales deben considerarse al momento de determinar la reducción de CO_2 que produce la utilización de fuentes eólicas y solares.

Finalmente se combinan ambos estudios (el de costos y de emisiones) en forma de un costo de abatimiento, que estima el gasto de reducir una tonelada de CO_2 utilizando dichas tecnologías. Este indicador permite comparar entre diferentes opciones que buscan mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Generalmente las políticas que impulsan la incorporación de las ERNC van ligadas a subsidios e incentivos para productores. En este sentido, se considera necesario estimar la eficiencia de dichas inversiones desde un punto de vista social ¿cuánto estamos dispuestos a gastar a fin de reducir nuestras emisiones? ¿Cuánto nos costarán realmente dichas reducciones? ¿Cuánto reduciremos realmente?

Con esta memoria se pretende entregar resultados que sirvan a la discusión política y para que se tomen decisiones informadas en la definición de una matriz energética: que la incorporación de energías eólica y solar considere el efecto negativo que puede tener sobre el resto del sistema. Además de los estudios anteriormente descritos, se pretende hacer una búsqueda bibliográfica que permita determinar estrategias de incorporación para estas tecnologías, también en la idea de ayudar a la discusión.

3. Objetivos

- Objetivo General

Estimar el impacto económico y de emisiones de gases de efecto invernadero que tiene la incorporación de energía eólica y solar en la matriz energética chilena, analizando distintos escenarios futuros hasta el año 2026.

- Objetivos Específicos

A partir de las simulaciones desarrolladas por el CDEC-SIC, estimar el funcionamiento futuro de la matriz energética chilena bajo distintas configuraciones e incorporación de fuentes renovables no convencionales, a fin de obtener la generación por tipo de fuente durante el periodo desde el 2018 al 2026.

Evaluar el impacto económico que tiene la incorporación de las fuentes eólicas y solares bajo diferentes escenarios.

Cuantificar la reducción de emisiones de gas efecto invernadero considerando el efecto negativo que pueden tener la energía eólica y solar sobre el resto del sistema, y el ciclo de vida de estas tecnologías.

Desarrollar los costos de abatimiento en el Sistema Interconectado Central, debido a la incorporación de la energía eólica y solar, para distintos niveles de penetración de éstas tecnologías.

4. Alcances

Cabe destacar que este estudio es particular al caso chileno. Las simulaciones utilizadas modelan el Sistema Interconectado Central, considerando sus restricciones de funcionamiento propias como lo es el parque de generación y la infraestructura de transmisión, y los planes de obras presentados por la CNE para el Sistema Interconectado Central (SIC). En este sentido, se considera que los resultados no son extrapolables a otros sistemas eléctricos, ni a otros rangos temporales fuera del periodo estudiado.

A su vez, es necesario considerar que los resultados representan a una matriz que no está completamente ajustada a recibir la incorporación de tal magnitud de fuentes ERNC, en tanto se considera una línea base de inversiones presentada por la CNE, y a esta se le agregan fuentes renovables propuestas por el Centro de Energías Renovables a fin de alcanzar las metas. En este sentido, se considera que los resultados son representativos de un corto plazo, siguiendo la metodología utilizada por los investigadores del Potsdam Institute for Climate Impact Research, con una matriz que no ha sido optimizada en cuanto a su incorporación de fuentes renovables intermitentes, para el cálculo del Costo Nivelado de la Energía (o LCOE por sus siglas en inglés) de corto plazo [10].

Por otro lado, también se utilizan las proyecciones de la CNE en cuanto a la demanda eléctrica futura. Ésta considera un único escenario, el cual fue calculado el año 2013 [11]. Se estima que la demanda del país puede variar con respecto a este pronóstico, sin embargo, se lo considera como el escenario más probable.

En cuanto a los modelos de simulación utilizados, estos no modelan de forma exhaustiva la intermitencia de las fuentes eólicas y solares, debido a la alta complejidad computacional, y los tiempos de procesamientos necesarios para aquello. La intermitencia se traduce a perfiles de generación promedio, los cuales son utilizados en los modelos. Es decir, se estima cómo generan las fuentes eólicas y solares a lo largo del día y se extiende este perfil para todos los días durante el periodo estudiado, no existiendo un factor aleatorio en cuanto a la generación por hora, representando únicamente una media.

Si bien las simulaciones incluyen escenarios hidrológicos, los valores utilizados en este estudio corresponden al promedio de éstos. Esto pues se busca estimar el impacto económico y ambiental de la incorporación de las fuentes eólicas y solares para un caso medio.

Si bien uno de los factores que se considera que puede tener un mayor impacto en el estudio son los precios de combustibles a utilizar, los cuales son constantes para todo el periodo, se considera que este estudio presenta las estimaciones para un escenario relativamente promedio sin grandes

variaciones. De todas formas este tema se abordará nuevamente en la sección de resultados al comparar los costos de inversión con los de generación para ver la existencia de un rango en que si bien los precios pueden variar, las conclusiones no cambian.

En cuanto a las emisiones del ciclo de vida de las tecnologías eólicas y solares, se utilizan las estimaciones realizadas por terceros para las tecnologías utilizadas en Chile a través de la metodología del ciclo de vida. Si bien existen más de un tipo de tecnología eólica y solar que se incorporará en la matriz energética chilena, se eligió utilizar la que se agregará en una mayor proporción por simplicidad. Se estima que los valores en este ítem no variarían mayormente.

5. Marco Teórico

5.1. Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico chileno actual se basa fundamentalmente en la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982⁵. Bajo ésta se establece que los principales actores de este mercado son: las empresas generadoras, transmisoras, y los clientes regulados y libres⁶. A su vez, crea el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC); y se define cómo se determinarán los precios spots⁷ de la energía.

El CDEC es un organismo del Estado encargado de coordinar el operar de las empresas generadoras de electricidad a fin de siempre asegurar que la oferta eléctrica equipare a la demanda. Esta institución se propone como objetivos principales el preservar la seguridad de suministro, y garantizar la operación más económica posible [12].

El precio spot de la energía se define por los costos marginales de la empresa más ineficiente que se incorpora a la generación. El CDEC posee una *lista* con los costos marginales de operación de cada empresa generadora. Ésta se ordena desde las generadoras más económicas a las más caras: las primeras en entrar a operar son aquellas con los costos marginales más bajos. A medida que la demanda por electricidad va creciendo, se van incorporando las empresas generadoras con costos marginales mayores, y considerando que el precio spot de la energía es el costo marginal de la última en entrar, el precio de la electricidad va aumentando. Además del mercado spot, existe un mercado de potencia. Existen empresas que poseen costos marginales de operación muy altos, por lo que rara vez funcionan al año. Sin embargo, se las tiene para proveer seguridad al sistema eléctrico. En general son generadoras térmicas de encendido rápido que pueden servir para ajustarse rápidamente a crecimientos en la demanda. El principal ingreso para estas empresas viene dado por un pago por potencia instalada.

Las principales divisiones del sistema eléctrico son la del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC)⁸. El SING cubre principalmente la zona norte hasta la región de Antofagasta; mientras que el SIC abarca desde Antofagasta hasta la región de los Lagos. Las regiones de Aysén y Magallanes poseen sus propios

⁵ Ha habido numerosas modificaciones, como la Ley Corta de 2004, que modificaba las reglas para la transmisión.

⁶ Los clientes libres son aquellos que exigen una potencia mayor a 2.000kW, y deben negociar directamente con los generadores y transmisores. Los clientes regulados deben ser suplidos por generadores locales.

⁷ Precio spot se refiere al precio en un instante presente, de la energía.

⁸ Si bien existen los sistemas de Aysén y Magallanes sus participaciones dentro del total nacional son menores.

sistemas. En el año 2011 el SIC produjo alrededor de 46.000 GWh, mientras que el SING 15.800 GWh.

En el SIC, en el año 2012, un 45% de la potencia instalada correspondía a hidroeléctricas, las cuales son una fuente relativamente limpia en comparación a la generación termoeléctrica. 22% corresponde a Diesel y 15% a carbón⁹ [13]. Las hidroeléctricas presentan costos marginales de operación muy bajos [14], por lo que se les considera una fuente eléctrica de base, la cual funciona la mayor parte del año. Las carboneras también entran dentro de esta categoría, mientras que a las de diesel se las considera de punta, con costos marginales bastante elevados. A su vez, un 2% de la matriz proviene de energía eólica. Estas inversiones se deben principalmente a los altos precios de la energía de los últimos años¹⁰.

En el caso del SING, al año 2012, un 53% de la potencia instalada provenía de termoeléctricas en base a carbón; 27% diesel; y un 19% de gas natural¹¹ [13].

El ministerio de energía ha proyectado un crecimiento del aumento del 60% a 2020, lo cual implicaría la necesidad de instalar una potencia de 8.000 MW a nivel nacional [1]. El Centro de Energías Renovables (CER) de CORFO señala que existen potenciales enormes para la incorporación de energías renovables dentro del sistema. Actualmente se tiene una cartera de proyectos de energía eólica que representan 10 veces de la capacidad actual, mientras que para la energía solar, dicha cartera representa 1000 veces la potencial actual [9].

5.2. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Las energías renovables no convencionales corresponden a la generación con energía eólica, solar, biomasa, geotermia, mareomotriz e hidroeléctrica menor a 20MW (principalmente hidroeléctricas de pasada) (Ley 20.257, artículo 225°). En esta memoria se estudiará la energía eólica y solar fotovoltaica, y su efecto en la incorporación en el sistema eléctrico chileno.

5.2.1. Energía Eólica

Una turbina eólica es una máquina que transforma la energía del viento en energía eléctrica. Las turbinas modernas utilizan aspas que con el viento generan movimiento en sus ejes, los cuales se conectan a un generador eléctrico, lo cual genera una corriente¹².

⁹ Ver Anexo, matriz energética SIC 2012 para más detalle.

¹⁰ Ver Anexo, precios spot del sistema eléctrico para más detalle.

¹¹ Ver Anexo, matriz energética SING 2012 para más detalle.

¹² Ver Anexo, Esquema de una Turbina Eólica para más detalle.

La utilización de esta tecnología para la generación eléctrica a gran escala es algo reciente. Como se ha señalado anteriormente, tan sólo en los últimos años ha llegado a tener una participación significativa dentro de las matrices de algunos países. Uno de los casos más emblemáticos es el de Dinamarca, país que tiene alrededor de un 20% de su matriz en generación en base al viento [4]. Otro país que se mencionó fue Alemania, el cual tiene un 6,5% de energía eólica, y que su transformación hacia las ERNC se la cataloga como un desastre por parte del diario Der Spiegel [8].

En Chile la energía eólica tiene una potencia instalada de 300MW a noviembre de 2013 [9], lo cual representa un 2% de la generación en el SIC¹³. A su vez, existen 490MW de proyectos en construcción, y alrededor de 4.000MW que tienen su calificación ambiental aprobada.

En general la tendencia es a aumentar la participación de este tipo de energía. Actualmente es una de las alternativas más atractivas económicamente, y a la cual se le atribuye un potencial futuro enorme (de 50% según la Agencia Europea de Energía Eólica) [4].

Uno de los problemas que presenta esta tecnología si no se la gestiona bien, es el de la intermitencia en su entrega de energía. Esta variabilidad viene asociada al viento: las turbinas sólo estarán entregando energía a medida que exista viento. Se considera que este es uno de los factores que ha contribuido al fracaso de la política de ERNC en Alemania y España proclamado por Der Spiegel. Se han puesto subsidios para estas tecnologías, lo cual ha incentivado su inversión, no necesariamente planificada de forma de reducir la intermitencia, lo cual ha traído consigo ineficiencias al resto del sistema. Se considera que con una buena gestión es posible reducir este efecto: siempre habrá viento en alguna parte, de forma que es posible diversificar este riesgo instalando en distintas zonas geográficas de un país.

5.2.2. Energía Solar Fotovoltaica

Un panel fotovoltaico utiliza la luz del Sol u otra fuente para, a través del efecto fotoeléctrico, generar electricidad al interior de sus celdas¹⁴.

La participación de esta fuente energética en Chile es relativamente baja: 6,7MW de potencia instalada a noviembre de 2013. Sin embargo, la cartera de proyectos es grande: existen 126MW en construcción, y 5.167MW de potencia con calificación ambiental aprobada [9].

A nivel mundial, es la energía renovable no convencional que más crecimiento tuvo para el periodo 2007-2012, alcanzando un promedio anual de 60%, mientras que la eólica obtuvo un 25% para el mismo periodo [15].

¹³ Ver Anexo, Matriz Energética SIC

¹⁴ Ver Anexo, Esquema Técnico Panel Fotovoltaico para más detalle.

Se señala a su vez, que el mayor aumento de este tipo de energía se observó a nivel residencial y no en la red eléctrica nacional.

Alemania es el país que más capacidad instalada tiene de este recurso, representando un 32% del total mundial [15]. En el artículo de Der Spiegel se referían a que una de las mayores problemáticas que se presentó por el masivo uso de los paneles fotovoltaicos fue el de una fuerte baja en la demanda de electricidad durante el día, y un consumo mayor durante la noche (entregan energía mientras haya Sol). Esta baja demanda tuvo como consecuencia una disminución en los precios de la energía en dicho bloque horario, llevando a que las generadoras térmicas que funcionan en dichos horarios sólo sean las más económicas (a carbón), las cuales son más contaminantes que el gas por ejemplo. A su vez, implica tener una enorme capacidad instalada que debe suplir completamente la demanda de la noche, pero no se utiliza durante el día.

5.3. Modelos de simulación

Las simulaciones utilizadas para la realización de esta memoria fueron realizadas por el CDEC-SIC en colaboración con Ignacio Urzúa, utilizando el software PLEXOS Integrated Energy Model, y sirven de input para la estimación del impacto económico de la incorporación de las energías eólicas y solar a la matriz energética chilena.

Las simulaciones emulan el funcionar del CDEC-SIC, resolviendo problemas de optimización para cada etapa, en las que definen qué empresa estará produciendo, y cuánto. Se simula el funcionamiento del sistema interconectado central durante el periodo de 2017 a 2026, durante el cual se considera que empezarán a funcionar las generadoras que se decidan impulsar en el presente.

5.3.1. Construcción de Escenarios

Se estudian cuatro escenarios dependiendo de la penetración de las energías renovables no convencionales en generación en su conjunto¹⁵: escenario de 10% de incorporación, 15%, 20% y 30%. Para efectos de este estudio se considerará el escenario del 10% como uno base, en tanto se considera que éste representa la participación de las energías renovables no convencionales dentro de la matriz chilena al año 2014 [16].

La demanda eléctrica utilizada en el modelo es la proyección realizada por la Comisión Nacional de Energía [11] hasta el año 2023. Ésta prevé un crecimiento promedio de 4,9% anual. Para el periodo 2024-2026, se

¹⁵ Incluye energía eólica, solar, minihidro, biomasa.

considera el crecimiento del último año. En la siguiente tabla se observan dichos consumos y crecimientos.

Tabla 1: Proyección Demanda SIC (GWh)
Fuente: CNE 2013

Año	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total	Crecimiento
2013	18.982	29.232	48.213	
2014	20.222	30.876	51.098	5.98%
2015	21.489	32.325	53.814	5.32%
2016	22.817	33.765	56.582	5.14%
2017	24.189	35.193	59.382	4.95%
2018	25.617	36.640	62.258	4.84%
2019	27.124	38.107	65.231	4.78%
2020	28.694	39.557	68.251	4.63%
2021	30.306	41.024	71.330	4.51%
2022	31.971	42.509	74.480	4.42%
2023	33.685	44.011	77.696	4.32%

La única variable estocástica dentro de las simulaciones es la condición hidrológica del año, que define cuánto se podrá generar a partir de fuentes hidroeléctricas. Esta estimación se realizó a partir de información histórica de condiciones hidrológicas del país y niveles de los embalses.

Con respecto a las fuentes renovables no convencionales, el modelo de simulación no modela de forma exhaustiva el efecto de la intermitencia, sino que más bien lo traduce en perfiles de carga horarios. Es decir, a partir de información histórica sobre los despachos de estas fuentes, genera un perfil promedio de cómo ellas entregan energía durante los diferentes bloques horarios, lo cual replica para el futuro dentro del modelo.

5.3.2. Restricciones

En cuanto al parque de generación y la entrada de nuevos proyectos generadores en el futuro, se consideran dos fuentes principales: el plan de obras del SIC presentado por la CNE [11], y la cartera de potenciales proyectos en ERNC del Centro de Energías Renovables (CER) [9].

A partir de esta lista de proyectos, se decide, de forma exógena al modelo, qué nueva generadora entra cada año, considerando los porcentajes de penetración de ERNC anteriormente mencionados. No obstante, si bien es exógeno al modelo, el plan de obras presentado por la CNE se construye de manera de minimizar los costos de generación del sistema [11], lo cual no deja a la simulaciones utilizadas muy lejos de los óptimos en cuanto al

parque de generación. Finalmente, esto entrega en cierta forma una restricción de capacidad de generación por tipo de fuente al modelo.

A su vez, existen una serie de otras restricciones que buscan emular el funcionamiento real del sistema. En el caso de las fuentes termoeléctricas, se consideran: mínimos técnicos a los cuales debe operar la central; tiempos de toma de carga; tiempos de operación mínimos; y su capacidad.

5.3.3. Resultado Simulaciones

Las simulaciones realizadas entregan información sobre la generación eléctrica de cada fuente; precio spot de la energía para cada momento; los costos de generación totales del sistema; factores de planta; entre otros.

Para el desarrollo de esta memoria se trabaja principalmente con la información de despachos eléctricos por tipo de fuente, y las capacidades instaladas en cada unidad temporal. A partir de esto se realizan estimaciones sobre costos de capital por unidad de energía, entre otros, lo que permite realizar la estimación del costo de integración.

5.4. Costo Nivelado de la Energía

El Costo Nivelado de la Energía (o LCOE por sus siglas en inglés) es una métrica que estima los costos totales de la energía, por MWh generado a partir de una tecnología en particular, asociando de esta forma los costos a la generación.

El LCOE es utilizado en general para comparar los costos asociados a los diferentes tipos de generadoras, considerando sus costos de inversión, de operación y mantenimiento, además de transmisión (conexión al sistema). De forma general se consideran todos los costos asociados al ciclo de vida de la fuente, y la energía generada por ésta. Los valores para las distintas tecnologías por lo general están bastante documentados, calculados en general utilizando parámetros similares para los distintos países, como factores de planta estándares, o costos de capital similares.

En el caso de esta memoria, para no hacer estimaciones fuera del periodo simulado se consideró no estudiar todo el ciclo de vida de las tecnologías sino que se anualizaron las inversiones y otros costos asociados¹⁶, para estimar un LCOE anual. Esto se reduce a la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{Inv. A. + Costos de Operación + Inv. transmisión A. + Inv. respaldo A.}{Generación Simulada}$$

¹⁶ La metodología utilizada para anualizar las inversiones se detalla en el capítulo de metodología.

Donde *Inv.A.* es la inversión en la instalación anualizada, *Inv.transmisión A.* es la inversión en transmisión requerida por el sistema para incorporar las ERNC en los distintos escenarios, anualizada. Los *Costos de Operación* consideran principalmente los costos de mantenimiento en tanto los costos variables se consideran nulos (no uso de combustibles). Finalmente, *Inv.respaldo A.* se refiere a la inversión necesaria en capacidad de respaldo a la intermitencia, anualizada.

Si bien esta metodología es ampliamente utilizada en la elaboración de políticas públicas relacionadas a energía, se señala que no ha sido buena al momento de representar los costos asociados a las fuentes renovables intermitentes como lo son la eólica y la solar [10]. En general, el LCOE considera únicamente los costos asociados a una tecnología en particular y no la interacción de ésta con el resto de la matriz energética. En el caso de las energías renovables intermitentes, se considera que esta interacción y los costos asociados son significativos y no deben ser ignorados. En consecuencia, se han propuesto modificaciones a esta metodología, como lo es la idea del *system LCOE*, que intenta dar cuenta de los costos de incorporación [10].

Se considera que la metodología utilizada en este estudio, propuesta en la ecuación anterior, sí da cuenta de la interacción de estas tecnologías con el resto del sistema, en tanto la información de generación utilizada proviene de las simulaciones realizadas por el CDEC-SIC, las cuales modelan el funcionar de todo el sistema. Estos resultados sí consideran la interacción de las fuentes intermitentes (no despachables) con el resto de las generadoras. A su vez, se considera la incorporación de otros costos asociados a estas tecnologías, como lo es la capacidad de respaldo necesaria para enfrentar la intermitencia, a partir de análisis de data histórica del funcionamiento de estas fuentes en la matriz energética chilena actual.

5.5. Capacidad de Respaldo

A fin de dar mayor seguridad, los sistemas eléctricos tienen capacidades de reserva, por sobre la demanda firme del sistema. Esta capacidad busca responder ante imprevistos que afecten el funcionamiento del sistema. El North American Electric Reliability Corporation en Estados Unidos propone la separación de las reservas en tres categorías: *reservas de contingencia*, *operativas*, y *de regulación*, según los diferentes objetivos que cumple cada una.

Las *reservas de contingencia* buscan dar respaldo ante la falla de algún generador u otro componente del sistema, como lo son transformadores, o problemas en la transmisión. Básicamente es una capacidad que ante una gran falla puede entrar a suplir esa energía.

En cuanto a las *reservas operativas*, se señala que éstas sirven para regular el suministro ante errores en las predicciones de demanda y generación. En el caso de las *de regulación*, se busca con esta capacidad regular la frecuencia de la electricidad que se está suministrando al sistema.

La capacidad de respaldo estudiada en esta memoria se refiere principalmente a las reservas operativas, en particular a la subcategoría de load-following, la cual se refiere a la regulación debido a errores de proyección, o desviaciones con respecto a lo esperado en el corto plazo.

De acuerdo a la investigación realizada por el National Renewable Energy Laboratory en Estados Unidos en su estudio sobre la incorporación de fuentes eólicas a la matriz energética norteamericana, el efecto de las fuentes intermitentes sobre las reservas de contingencia no es significativo y no se necesita aumentar este tipo de respaldo en tanto la incorporación de estas fuentes no aumenta la probabilidad de ocurrencia de las fallas estudiadas [17]. A su vez, en cuanto a las *reservas de regulación*, se señala que si bien existe un efecto es despreciable en comparación a las otras fuentes.

En consecuencia, esta memoria, siguiendo lo desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory, se centra exclusivamente en la necesidad de reservas operativas, producto de errores en la predicción de la generación de fuentes eólicas y solares. Esto se refiere a la necesidad de un respaldo producto de una caída inesperada en la generación a partir de estas fuentes.

A través de data histórica, en el caso eólico, se estudian las variaciones con respecto a la generación media por hora, simulada para las escalas estudiadas en los diferentes escenarios. En el caso solar, se utiliza información teórica de los errores de predicción

5.6. Life Cycle Assessment (LCA)

El life cycle assessment [18] es una técnica estandarizada que permite estimar el impacto ambiental que ha tenido un producto en los procesos de producción, transporte y uso.

Esta metodología intenta evaluar todas las etapas de vida de un producto a fin de estimar el impacto ambiental acumulado por su producción y uso. Las fases que estudia esta metodología pueden resumirse en:

- Manufactura
 - Materiales utilizados

Considera los insumos necesarios para la elaboración del producto final, estimando el impacto ambiental asociado a su explotación

- Fabricación del producto

Se refiere a los procesos productivos para la manufactura del producto final.

- Empacamiento y despacho

Este punto abarca el proceso de empaquetamiento y su despacho, el cual debe ser aplicado al caso particular de Chile.

- Uso y mantención

Asocia el uso y mantención del producto a un impacto ambiental.

- Reciclaje y manejo de desperdicios

Este punto se refiere al manejo de los materiales una vez que ha terminado su vida útil.

En general esta información está bastante normada en cuanto a la producción de turbinas eólicas y paneles solares. Considerando que uno de los principales focos para impulsar la inversión en estas tecnologías es reducir las emisiones, los fabricantes documentan su proceso a través de terceros. Sin embargo, es necesario adaptarlo al caso de las turbinas y paneles que llegan a Chile.

5.7. Costo de Abatimiento

Los costos de abatimiento se refieren a cuánto cuesta en dinero reducir una tonelada de CO_2 . Por ejemplo, si se invierte en fuentes ERNC para reducir la utilización de combustibles fósiles en la generación eléctrica, y de esta forma reducir las emisiones, el costo abatimiento, en forma simplificada, será la inversión realizada en la fuente renovable dividido en las toneladas que se dejaron de emitir por no quemar combustibles. Básicamente este indicador señala el precio que se está pagando por la reducción de cada tonelada.

El costo de abatimiento se utiliza para ver el costo-efectividad de alternativas tecnológicas o políticas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) [19]. Por lo general los costos de abatimiento se refieren a un país o sector en particular, asociados a medidas en específico. Por ejemplo se puede hablar de costos de abatimiento en el sector de transportes, o en el caso de esta memoria, en el sector de generación eléctrica. Los valores estimados para estos dos sectores no necesariamente serán los mismos en tantas las opciones de mitigación para estos son diferentes. Hay sectores donde es más "barato" reducir emisiones, o incluso se obtienen beneficios económicos al hacerlo, y otros en que es más costoso.

La OCDE realizó estimaciones para varios sectores productivos de Chile, entre los cuales se encuentra el de generación eléctrica en su informe *Effective Carbon Prices* del año 2013. Los resultados de este estudio se presentan en el siguiente gráfico a modo de referencia:

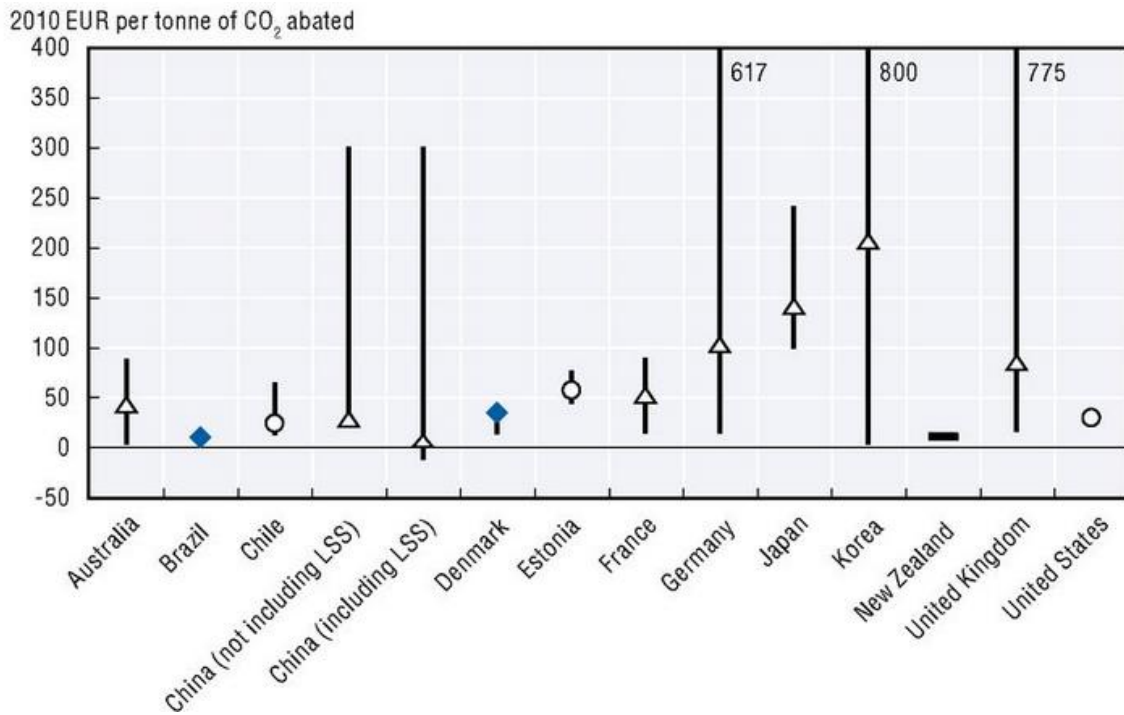


Figura 1: Costos de Abatimiento en Generación Eléctrica para países de la OCDE
Fuente: Effective Carbon Prices, OCDE 2013

Se observa que Chile presenta costos relativamente bajos en comparación a los otros países de la OCDE. Esto evidencia las diferencias que pueden existir en estas mediciones de acuerdo a las medidas que sea posible implementar en cada una de estas economías.

6. Metodología

Como se ha mencionado anteriormente, para la estimación del impacto económico y ambiental que tiene la incorporación de las fuentes eólica y solar a la matriz energética chilena, para distintos escenarios futuros, se utiliza la información generada a partir de los modelos de simulación desarrollados por el CDEC-SIC. A partir de éstos se obtienen las trayectorias de generación para cada tipo de fuente, con sus costos asociados, considerando la inversión necesaria para la instalación de centrales, la instalación de transmisión, y el uso de combustibles.

El plan de obras utilizado en estas simulaciones corresponde a lo publicado por la CNE el 2013 [11] ajustándolo para alcanzar las distintas metas de generación a partir de fuentes ERNC. El escenario base del 10% corresponde al plan de obras sin modificaciones. Para los otros escenarios se escogió de forma exógena los proyectos eólicos y solares que entrarían, de acuerdo a la cartera de proyectos presentada por el Centro de Energías Renovables [9]. Si bien se considera que esto puede ser una limitante, en tanto no hay una optimización de la matriz energética en cuanto a la incorporación de las fuentes eólicas y renovables, se alinea a las estimaciones de corto plazo, donde la matriz no está completamente ajustada a recibir las fuentes ERNC, metodología utilizada por investigadores para la estimación del Costo Nivelado de corto plazo, como se ha mencionado anteriormente.

La inversión necesaria para cada escenario se calcula considerando los costos unitarios de inversión presentados por la CNE en su plan de obras [11], y la capacidad entrante para cada año durante el periodo estudiado, de acuerdo a la metodología señalada en el párrafo anterior. A su vez, esta inversión se anualiza en pagos anuales constantes durante la vida útil de los proyectos, considerando una tasa de descuento del 10%, de acuerdo a los criterios utilizados por la CNE en cuanto a los retornos a estas inversiones, y señalados por la ley 20.220. Esto también se realiza para los otros tipos de inversiones asociadas a la incorporación de las fuentes renovables no convencionales.

En cuanto a la variabilidad en la generación, propia de las fuentes eólica y solar, se realiza un estudio de la información de despachos histórica, obtenido a través del sitio web del CDEC-SIC, para el mes de Agosto de 2013. En el caso de las fuentes eólicas, se estudian las variaciones que tiene esta fuente con respecto a los promedios horarios, estableciendo de esta forma un rango de confianza en donde la generación se situará. Para las fuentes solares, se ha decidido utilizar la información estimada por otros investigadores sobre las variaciones en la generación.

Utilizando esta información se simula la variabilidad en el factor de planta en la generación a partir de las fuentes eólicas y solares, determinando un

rango en que esta generación puede caer inesperadamente, para el cual se requiere tener una capacidad de respaldo de rápida respuesta que pueda suplir esta caída. De esta forma se estima la necesidad de instalar fuentes a diesel o gas para cada nivel de incorporación de fuentes eólicas y solares, llevándolas a inversiones anualizadas, considerando los criterios utilizados anteriormente para las otras inversiones.

Considerando lo anterior, se determina el impacto económico de la incorporación de fuentes renovables en cuatro aspectos principales: costos totales del sistema; costos de incorporación; costos medios de la energía; y costos nivelados de la energía para las fuentes eólicas y solares.

El costo total del sistema estima el valor presente, descontado a la tasa de descuento social del 7% estimada por el Ministerio del Desarrollo [19], de todos los costos del sistema durante el periodo desde el 2018 al 2026. Considera los costos anuales asociados a inversión en centrales, a generación, a inversión en transmisión y respaldo.

En cuanto a los costos de incorporación, se hace un análisis donde se comparan los costos totales con respecto al escenario base. Se calculan los costos adicionales con respecto a este escenario, para alcanzar las distintas metas de ERNC. Estos costos adicionales posteriormente se dividen en la generación a partir de las fuentes ERNC, para estimar de esta forma cuánto están costando éstas al sistema.

Los costos medios de la energía relacionan los costos totales con respecto a la generación total del sistema. Básicamente representa cuánto está costando cada MWh generado, considerando los costos de inversión en centrales, en generación, además de la inversión en respaldo y transmisión. A su vez, se ajusta la escala de éstos agregando un costo por capacidad previa instalada, el cual corresponde a la anualización del costo de capital asociado a las fuentes ya existentes en la matriz energética al año 2018, utilizando una tasa de descuento del 10%, al igual que para los casos anteriores.

Finalmente, para la estimación del costo nivelado de la energía para las fuentes eólicas y solares, se aíslan analizan los costos de inversión en centrales, transmisión y respaldo separando las fuentes eólicas y solares. Estos costos se dividen por la generación de estas fuentes por separado, para estimar de esta forma cuánto se está pagando por cada MWh generado por éstas.

Para la estimación del impacto ambiental se estudia la reducción de emisiones producto de una menor utilización de combustibles fósiles, y las emisiones producto del ciclo de vida de las turbinas eólicas y paneles solares.

Para la estimación de la reducción, se consideran los factores de emisión presentando por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, para cada combustible [20]. Con estos se estiman las emisiones totales del sistema para los distintos escenarios, multiplicando la generación de cada fuente, por su respectivo factor. En cuanto a las emisiones producto del ciclo de vida, se utilizan los factores estimados a partir de los LCA correspondientes a cada tecnología.

Se ha señalado anteriormente que la intermitencia puede llevar a las otras generadoras a niveles de producción sub-óptimos. Esto se estudia a partir de la información histórica provista por el CDEC-SIC, en cuanto a los usos de combustibles por fuente.

Finalmente se estima el costo de abatimiento del Sistema Interconectado Central debido a la incorporación de fuentes eólicas y solares. Para esto se consideran los costos totales adicionales con respecto al escenario base, y se los divide en las reducciones de emisiones de CO_2 netas (considerando la disminución de generación a partir de combustibles fósiles y el aumento debido a las emisiones del ciclo de vida de estas tecnologías).

7. Resultados y Análisis

En principal foco de este estudio se encuentra en la estimación del impacto económico de la incorporación de las energías eólicas y solares fotovoltaicas a la matriz energética chilena bajo los distintos escenarios señalados. Como se ha señalado, para esto se utilizan simulaciones provistas por el CDEC, las cuales, entregan información sobre la generación por cada tipo de fuente a lo largo de los años estudiados, bajo los distintos escenarios de incorporación de ERNC descritos. En el presente capítulo se presentan algunos de los principales resultados obtenidos por estos modelos en cuanto a la generación por cada fuente, precios de la energía, y costos de generación.

7.1. Simulaciones

7.1.1. Generación

En la siguiente figura se observa la generación por cada tipo de fuente para el periodo estudiado en el caso base del 10%. Para todos los escenarios de penetración de ERNC simulados la demanda eléctrica considerada es la misma; lo que se resuelve es el cómo suplirla.

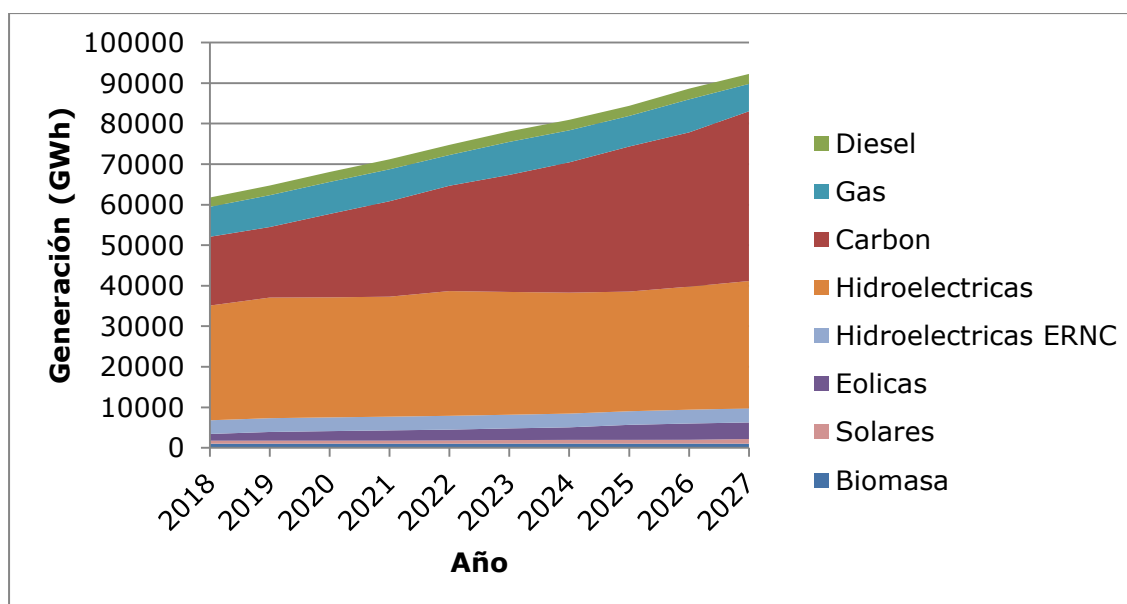


Figura 2: Generación simulada por fuente, escenario base 10% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

Se observa que en este caso el mayor crecimiento lo tiene la generación en base a carbón, la cual pasa de un nivel de alrededor de 16.000 GWh al año en el 2018, a sobre 29.000 GWh en el 2027. Actualmente el carbón es una de las energías más competitivas en cuanto a precios, a nivel mundial. Se proyecta que su crecimiento continuará siendo significativo para los próximos años a menos que existan cambios mayores en el contexto mundial [19].

Claramente en un escenario base, Chile recoge esta tendencia y en los resultados de los modelos de optimización de costos que utiliza la CNE para determinar el plan de obras óptimo, se observa la importancia del carbón en la matriz energética chilena.

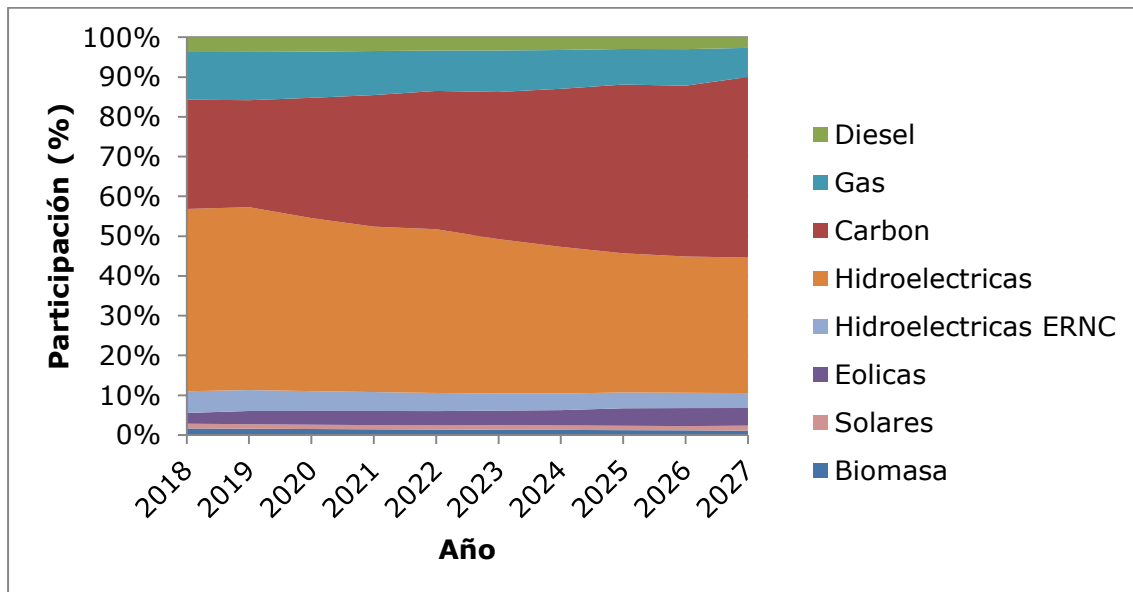


Figura 3: Participación simulada por fuente, escenario base 10% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

En cuanto a las participaciones en generación, en la figura anterior se observa una tendencia similar en cuanto al carbón, que pasa de una participación de alrededor de 20% en el 2018 a alrededor de 40% en el 2027. Las hidroeléctricas reducen su participación, en tanto su crecimiento durante el periodo estudiado no es significativo.

Como se ha señalado, el escenario base del 10% de penetración de las ERNC está construido a partir del plan de obras elaborado por la CNE [11], el cual define, a través de criterios de minimización de costos, la trayectoria óptima de inversiones para el país. Esta se construyó considerando la restricción de alcanzar un 10% de ERNC, meta impuesta a través de la ley 20.257. En este sentido, si no se tuviesen nuevas exigencias, las participaciones óptimas serían las presentadas anteriormente. Sin metas de ERNC, la penetración de estas tecnologías no sería significativa.

A su vez, el considerar planes de obras para alcanzar las metas de 15%, 20% y 30% de ERNC, construidos de formas heurísticas no deja de ser válido. La construcción de estos escenarios plantea una matriz no completamente optimizada para la incorporación de las fuentes eólicas y solares, pero que debe cumplir ciertas metas. Este es un enfoque que permite obtener un Levelized Cost of Energy de corto plazo [10].

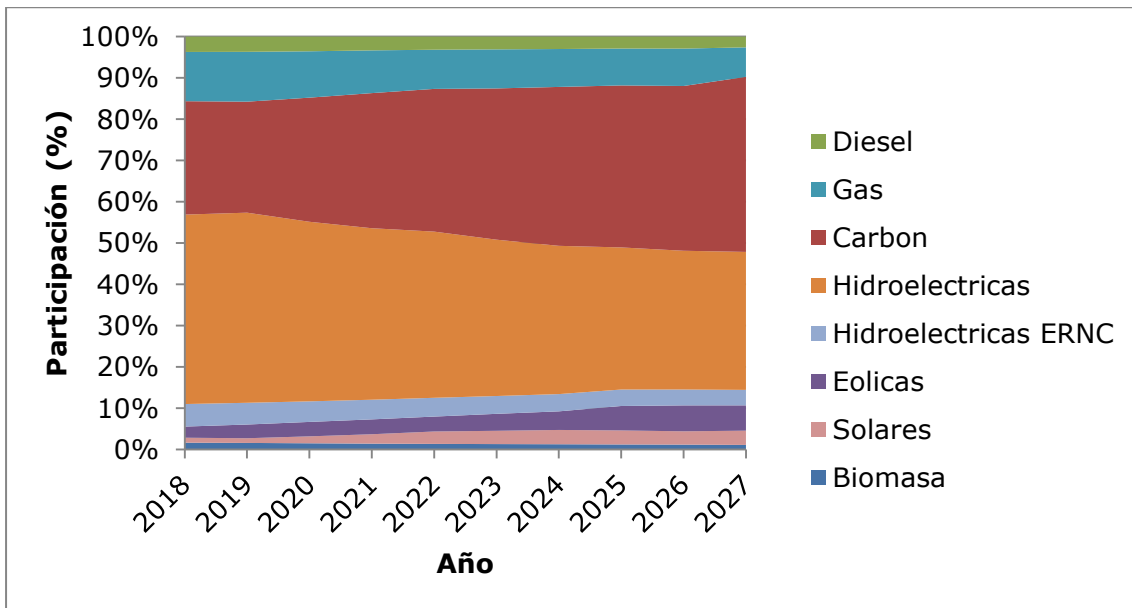


Figura 4: Participación simulada por fuente, escenario 15% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

En la figura anterior se observa una tendencia similar a la anterior, sin embargo, con una mayor participación de las ERNC (Biomasa, Solares, Eólicas, y Minihidro), alcanzando un 15% de la generación.

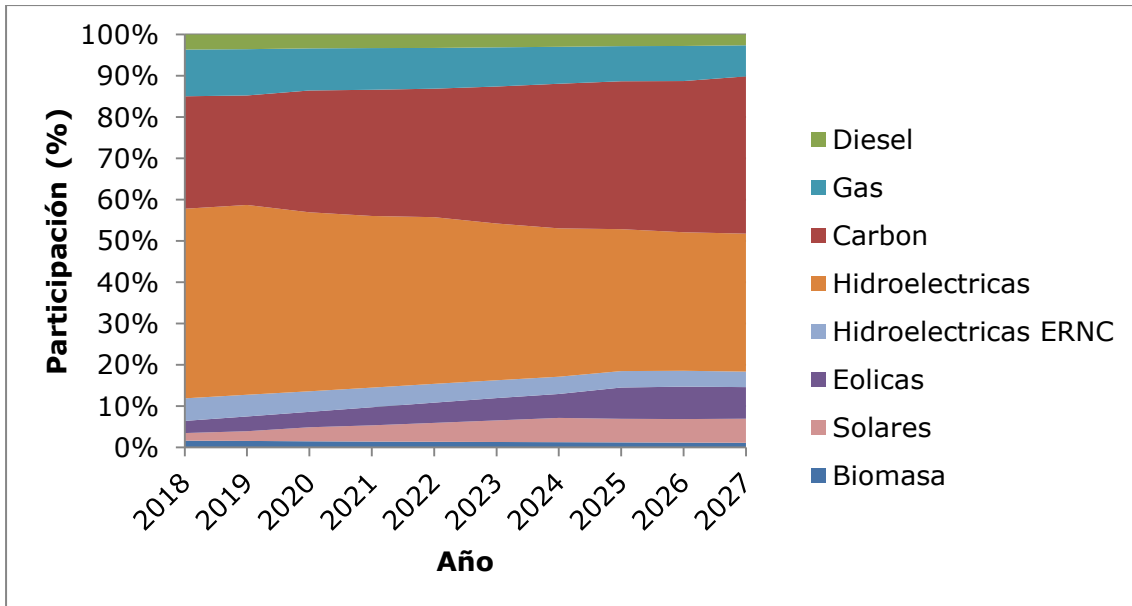


Figura 5: Participación simulada por fuente, escenario 20% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

La figura anterior representa la participación en generación por tipo de fuente para el escenario del 20% de ERNC. El análisis es similar, observando que en este caso, se cumple con la meta del 20% de ERNC. A su vez, se observa una disminución en la participación de la generación a carbón, que para el caso de 15% de ERNC era de 40%, y para que el escenario del 20% bajó a alrededor de 35% a 2027.

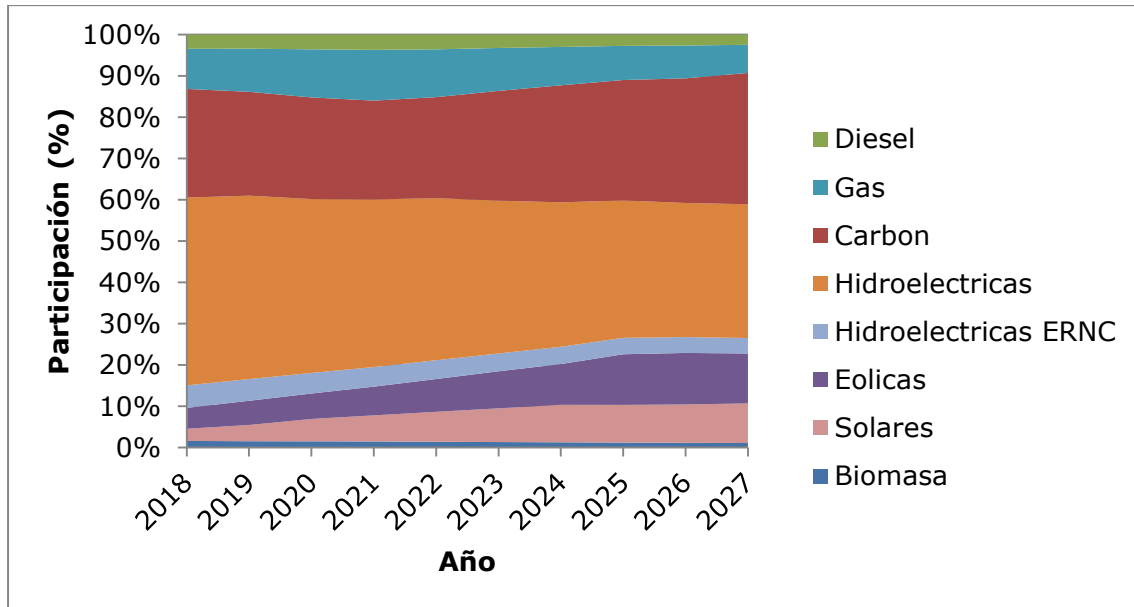


Figura 6: Participación simulada por fuente, escenario 30% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

En el escenario del 30% de ERNC la disminución de generación del carbón aparece mucho más clara, alcanzando un promedio de 27% para todo el periodo estudiado.

7.1.2. Costos Simulados del Sistema

En esta sección se presentan brevemente los resultados de las simulaciones en cuanto a los costos de generación y precios marginales del sistema para cada día, durante el periodo estudiado. En una primera parte se presentan los resultados de costos de generación; mientras que en la segunda, se muestran los precios marginales.

En el siguiente gráfico se presentan los costos de generación diarios para el periodo partiendo desde Abril de 2017 hasta Octubre de 2026.

Los costos de generación presentados únicamente consideran el uso de combustibles. Es decir, para cada generadora se considera su producción, asociándole un uso de combustible, para finalmente, usando el precio de éste, calcular el costo de generación.

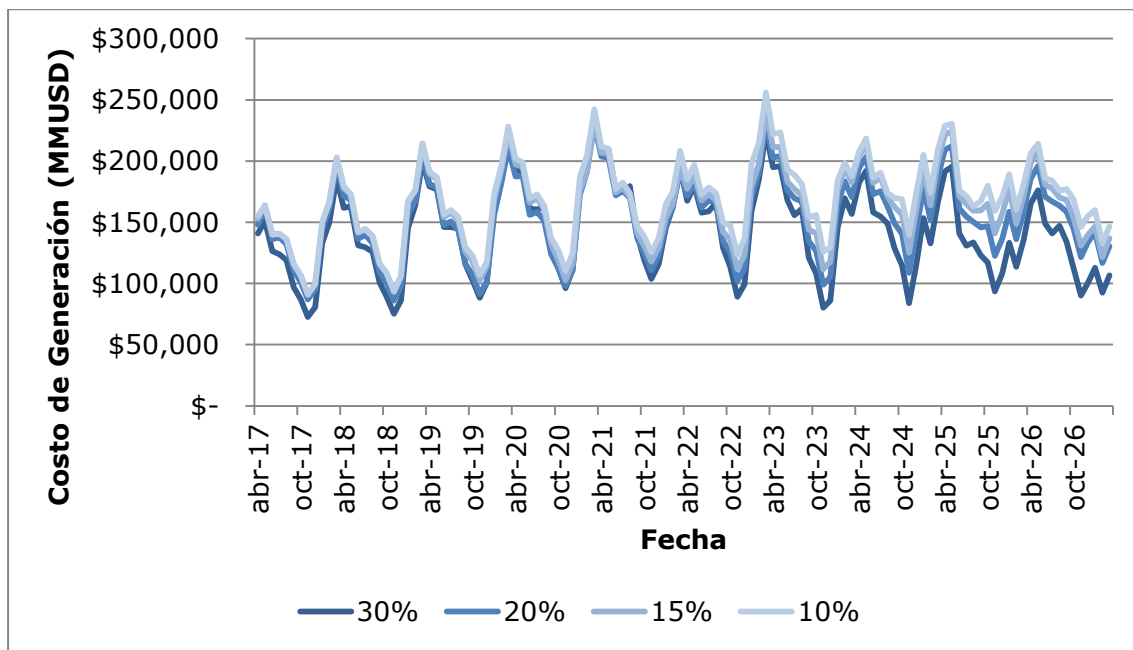


Figura 7: Costo de Generación por Escenario
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

Los precios utilizados en el modelo son constantes para todo el periodo estudiado, ignorando tendencias futuras en los aumentos de precios de algunos combustibles fósiles, por ejemplo. A su vez, también se ignoran los cambios relativos entre combustibles: no se considera que a futuro ciertos combustibles puedan ser más competitivos que otros.

En cuanto a los resultados de los costos de generación, se observa que hasta el 2022 aproximadamente, los escenarios presentan costos relativamente similares. Después de dicho año se observa una tendencia más clara en la disminución de costos, producto de una menor utilización de combustibles fósiles en la producción de energía. Se considera que esto es una consecuencia del plan de obras: a fin de reducir el valor presente de las inversiones se decide desplazar lo más al futuro la incorporación de las fuentes renovables no convencionales en tanto su costo de capital es significativo. Se abordará nuevamente este punto en la sección donde se estudian las inversiones.

En la siguiente figura se presentan los valores obtenidos de costos marginales del SIC. El periodo estudiado es el mismo, desde Abril de 2017 hasta fines de 2026.

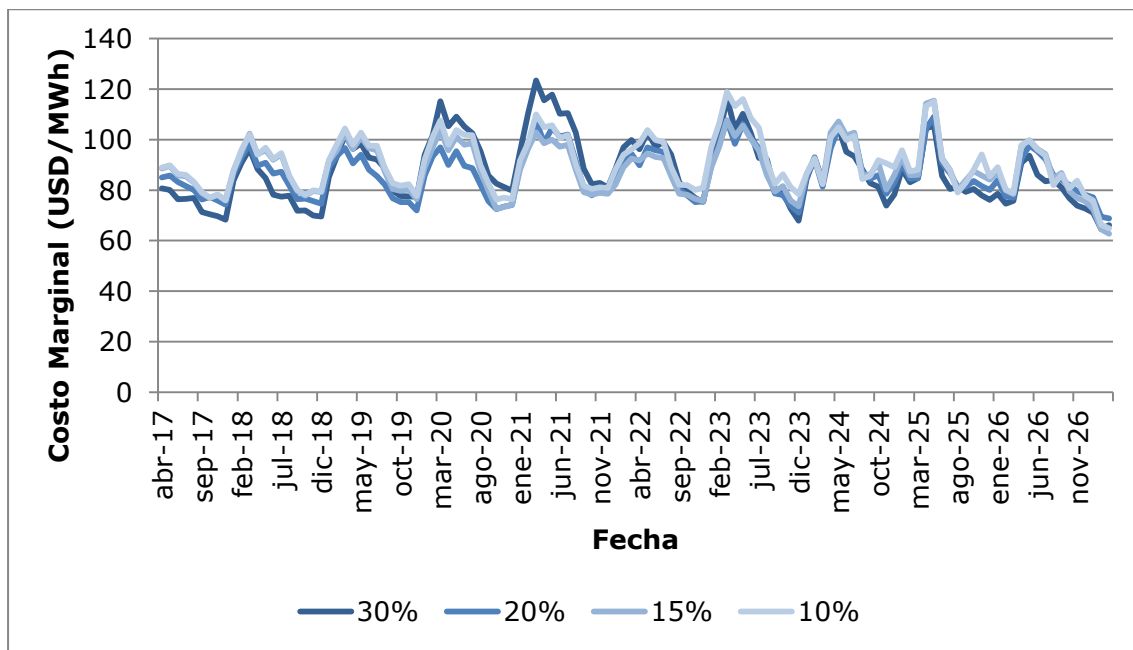


Figura 8: Costo Marginal por Escenario
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

Se observa que no existen diferencias significativas en cuanto a los costos marginales para los diferentes escenarios. Esto se considera que es una consecuencia del funcionamiento del sistema, donde el costo marginal lo fija la última entrante. En este sentido, como siempre se necesitará energía de planta y de punta, los máximos que se alcanzan seguirán siendo los mismos, independiente de la penetración de las energías renovables.

7.1.3. Inversiones

En el plan de obras presentado por la Comisión Nacional de Energía, se presentan los nuevos proyectos eléctricos, señalando el año de entrada y la potencia que aportarán al sistema [11]. Para calcular la inversión por escenario se asoció la potencia en MW entrante, a un costo unitario de inversión de acuerdo a la información presentada en el mismo informe por la CNE (ver siguiente tabla).

A su vez, para la inversión requerida en transmisión para los distintos escenarios, se utilizó lo considerado en los modelos de simulación. En éstos, se calcularon los requerimientos del sistema y se resolvió el problema de forma heurística, exógena al modelo (ver Anexo, Transmisión).

Tabla 2: Costos unitarios de inversión por tecnología

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	2.500
GNL	1.000
Hidro-Pasada	2.100
Hidro-Embalse	2.100
Eólico	2.300
Solar PV	2.700
Geotérmica	3.550
Biomasa	3.125

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Los valores obtenidos se presentan en los siguientes gráficos, señalando la inversión por tipo de fuente, además de la transmisión, por año estudiado. En la siguiente figura se presenta el escenario base del 10%.

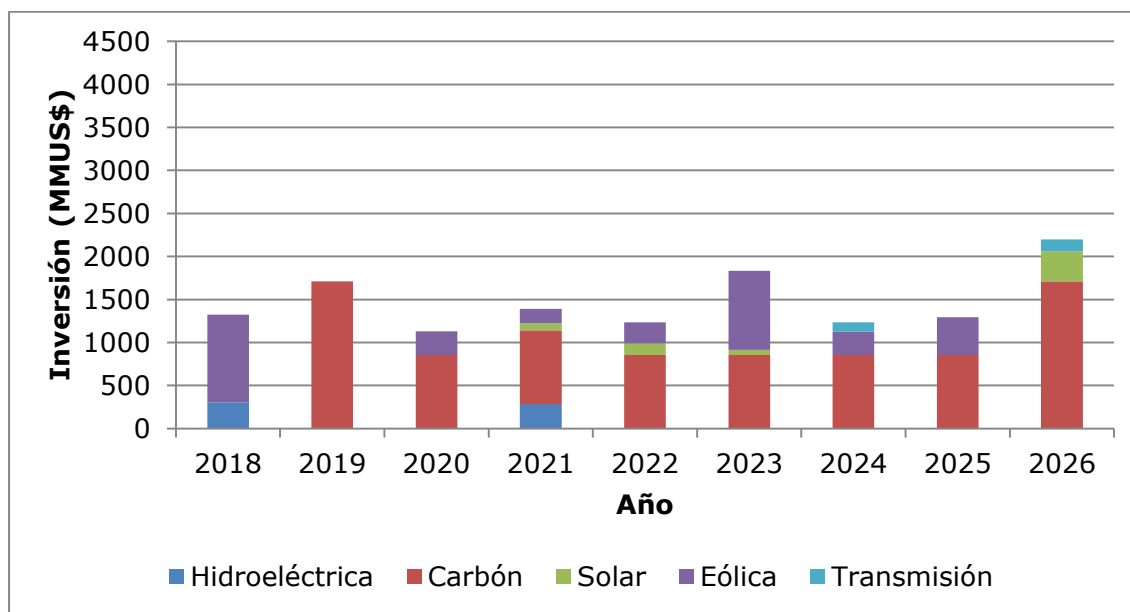


Figura 9: Inversión Escenario Base 10% ERNC

Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC e información CNE

Considerando que el periodo estudiado corresponde desde el año 2018 hasta el 2026, existen proyectos presentados por la CNE, considerados en los modelos para la definición de la matriz energética, los cuales quedan fuera de este gráfico. Esto tiene como consecuencia que los únicos tipos de energía observados en la figura sean la hidroeléctrica, en base a carbón, solar y eólica.

Se observa que en el escenario base la mayor parte de las obras se centran en la instalación de fuentes en base a Carbón, existiendo de todas formas

una inversión en fuentes eólicas y solares, a fin de alcanzar la meta del 10%. Esto se mencionó anteriormente, y se debe a que actualmente el carbón es una de las fuentes de energías más competitivas en cuanto a sus costos. Se señala que la tendencia mundial, a menos de cambios de contexto mayores, será al crecimiento de la energía en base a carbón [19].

En la siguiente figura se presenta la inversión requerida para alcanzar la meta del 15% de ERNC.

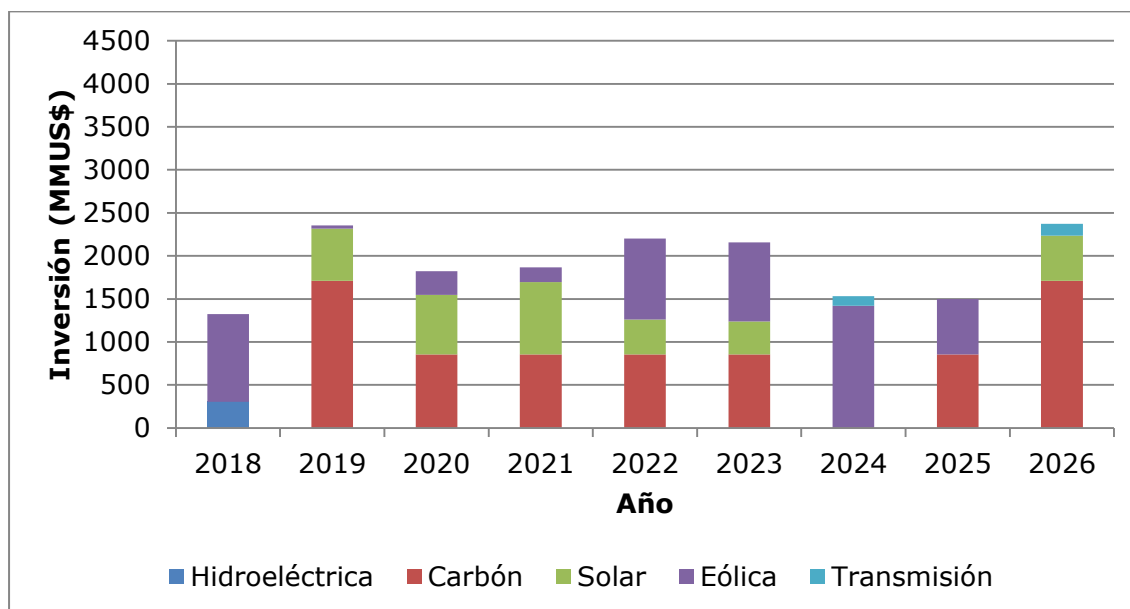


Figura 10: Inversión Escenario 15% ERNC

Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC e información CNE

Se observa una mayor inversión en fuentes eólicas y solares, con respecto al total de la inversión realizada. Sin embargo, el monto invertido en centrales a carbón sigue siendo similar al caso anterior, a excepción del año 2024, donde se decide no incorporar una central debido a la existencia de las otras fuentes instaladas.

En los siguientes gráficos se presentan los valores obtenidos para los escenarios del 20% y 30% respectivamente. El análisis se hace en conjunto en tanto las diferencias no son mayores, aparte de la escala de las inversiones requeridas para alcanzar las metas respectivas.

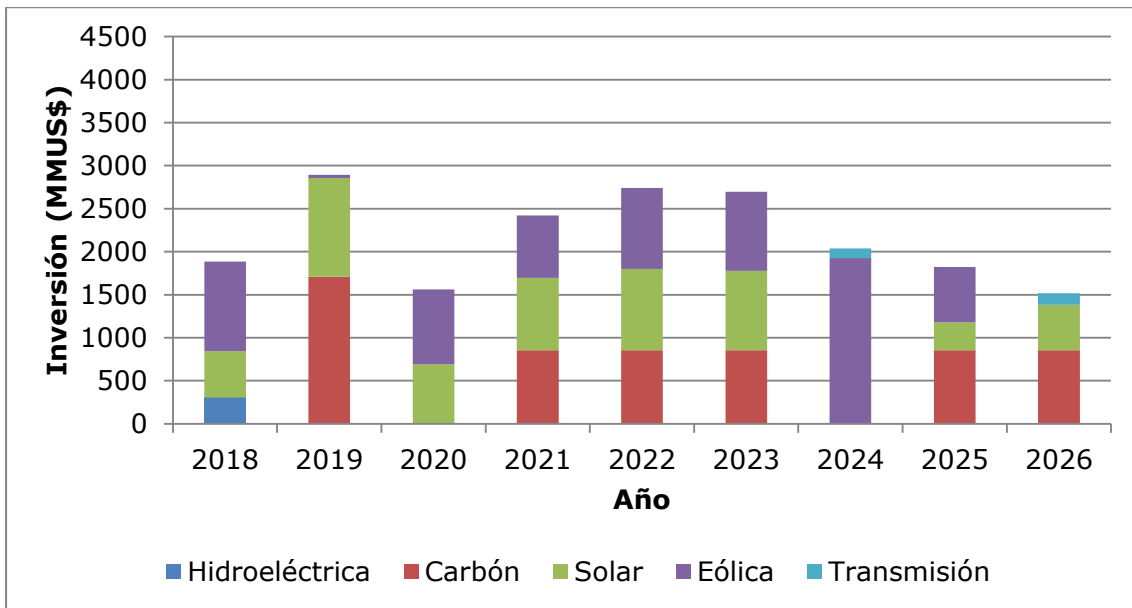


Figura 11: Inversión Escenario 20% ERNC

Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC e información CNE

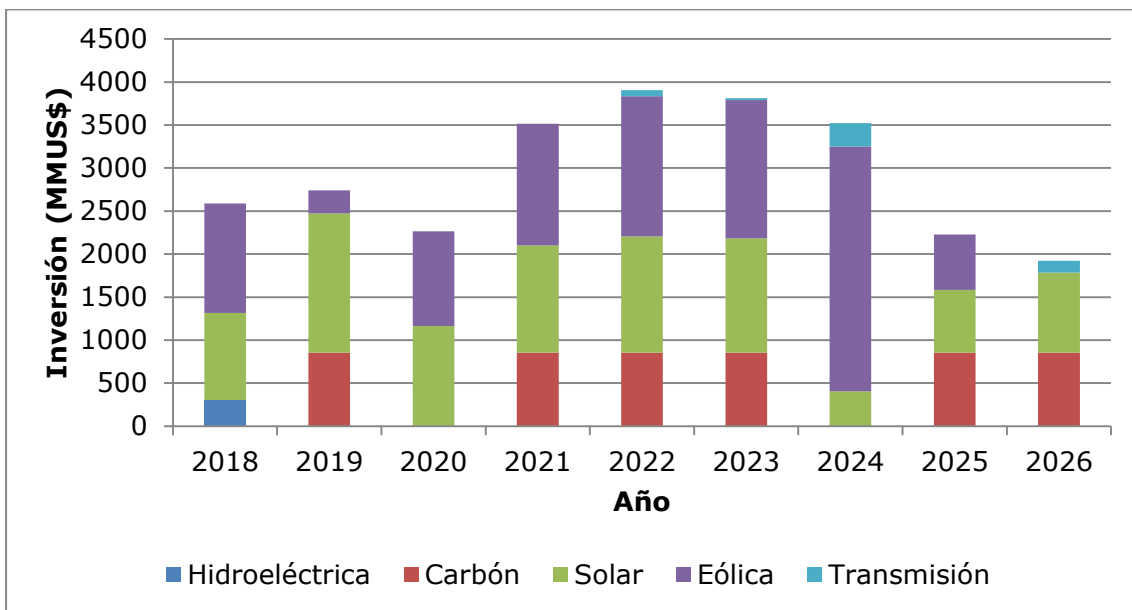


Figura 12: Inversión Escenario 30% ERNC

Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC e información CNE

En estos escenarios la tendencia a una mayor inversión en energía eólica y solar se profundiza en tanto se consideran básicamente estas dos fuentes como la forma de alcanzar los objetivos en participación de ERNC. A su vez, se observa, al igual que para el caso del 15%, la no entrada de algunas fuentes carboneras en tanto estas pasarían a ser redundantes. A su vez, se aprecia que el monto total de la inversión llega a alrededor de los 4.000 Millones de dólares para el año 2022, mientras que para el escenario base dicho año tuvo una inversión de alrededor de 1.200 millones de dólares.

Para los posteriores análisis se considera anualizar las inversiones realizadas en generación y transmisión. Esto pues se considera que la capacidad instalada se irá pagando a lo largo de la vida útil de los proyectos. Para esto se considera el pago de una cuota fija a una tasa de descuento del 10%, de acuerdo al criterio utilizado por la CNE y establecido a través de la ley 20.220 sobre el retorno a las inversiones en generación eléctrica.

Se considera la siguiente fórmula para la estimación del pago anual fijo por capacidad instalada:

$$I = \sum_{t=1}^{VU} \frac{C}{(1+i)^t}$$

Donde I representa el valor presente de la inversión realizada, VU es la vida útil, i es la tasa de descuento, y C es el pago anual a considerar.

Considerando que el periodo estudiado es de sólo 10 años, menor a la vida útil de los proyectos que forman parte del plan de obras, los pagos anuales por la capacidad instalada durarán todo el periodo, acumulándose año tras año. Los resultados por escenario se presentan en la siguiente figura:

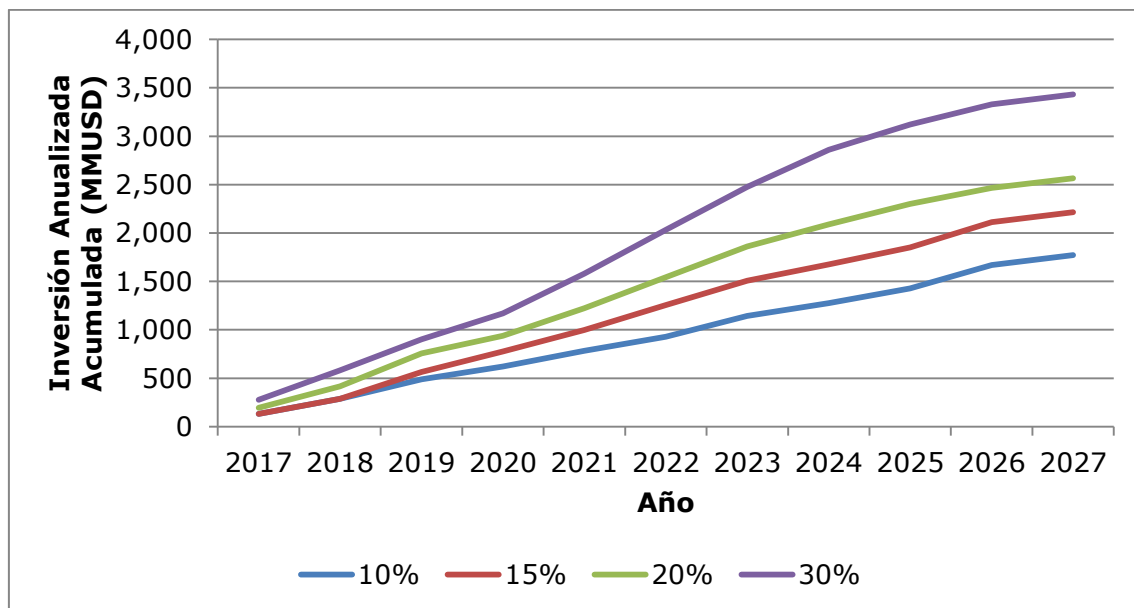


Figura 13: Inversión en Generación Acumulada, Anualizada
Fuente: Elaboración Propia

Estos son los valores que se considerarán más adelante para representar el costo de la inversión en las estimaciones del impacto económico de haber incorporado las fuentes renovables no convencionales bajo los distintos escenarios estudiados.

7.2. Análisis Data Histórica

En esta sección se presenta un análisis de información histórica de los despachos por tipo de fuente, en el Sistema Interconectado Central, obtenida a través del sitio web del CDEC-SIC, para el mes de Agosto de 2013. El objetivo de este estudio es determinar la naturaleza y magnitud de la intermitencia de las fuentes eólicas y solares, y sus consecuencias sobre el resto del sistema, a partir de información histórica, para después poder extrapolarla a los diferentes escenarios estudiados.

En una primera sección se presentan los despachos totales del sistema, señalando los tipos de fuentes, sus participaciones e interacciones, para después, en una segunda sección, hacer un análisis más fino de las fuentes eólicas y solares, a fin de determinar las características de la intermitencia, y finalmente la necesidad de una capacidad de respaldo que supla las reducciones inesperadas en la generación.

En el siguiente gráfico se presentan los despachos totales del SIC para todo el mes de Agosto de 2013.

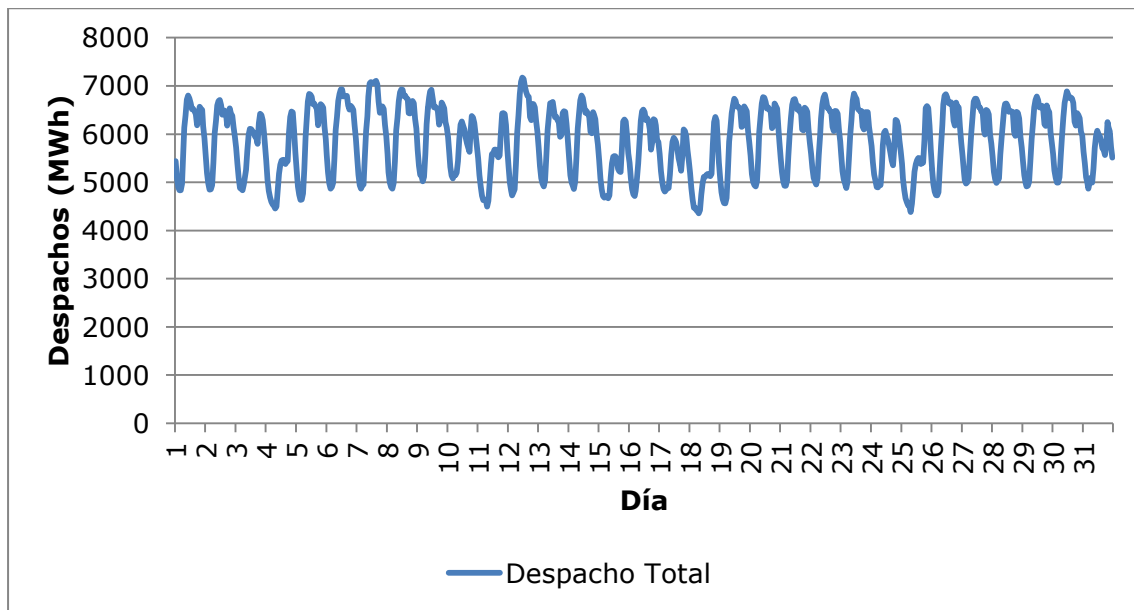


Figura 14: Despachos totales SIC, Agosto de 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

Se observa que la demanda por lo general es bastante estable a lo largo del mes, reduciéndose para ciertos horarios, y también levemente durante los fines de semana. En este sentido, si bien las generadoras se ven afectadas por la variabilidad de la demanda eléctrica, se considera que este efecto se ve acrecentado por otros motivos, entre los cuales se encuentra principalmente las interacciones entre las distintas empresas generadoras, y en menor escala, dada la matriz energética actual, debido a la intermitencia de fuentes no despachables como la eólica y solar.

En la siguiente figura se presentan los despachos asociados a cada tipo de fuente, para el mismo periodo de tiempo.

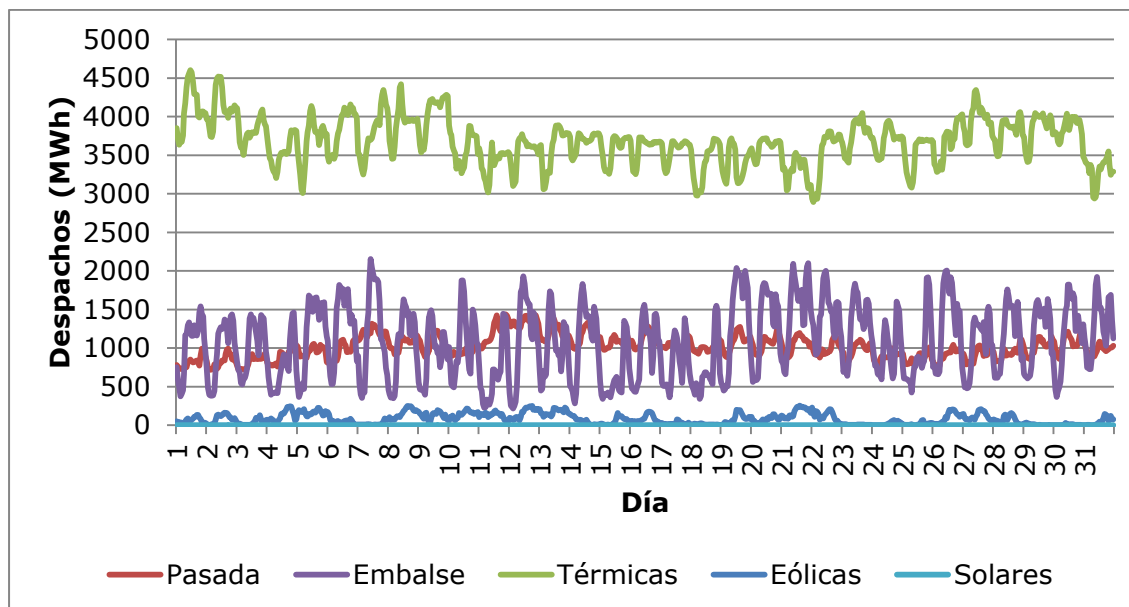


Figura 15: Despachos por tipo de fuente SIC, Agosto de 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

Se observa que bajo este gráfico, donde los despachos se han desagregado por tipo fuente, aunque agrupando a las térmicas, la variabilidad aumenta de forma significativa en comparación al caso anterior. A su vez, se aprecia que la mayor parte de la energía es suministrada por fuentes térmicas.

A partir de esta información de despachos por tipo de fuente, se estudió la relación de cada una de ellas con respecto al resto. Para esto se calcularon los coeficientes de correlación para cada tecnología. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3: Correlaciones en la generación por tipo de tecnología, Agosto 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información histórica del CDEC-SIC

	<i>Pasada</i>	<i>Térmicas</i>	<i>Embalse</i>	<i>Eólica</i>	<i>Solar</i>
<i>Pasada</i>	1.00				
<i>Térmicas</i>	0.04	1.00			
<i>Embalse</i>	-0.47	-0.88	1.00		
<i>Eólica</i>	0.09	-0.31	0.06	1.00	
<i>Solar</i>	-0.07	-0.20	0.19	0.12	1.00

Considerando estos resultados, se confirma la existencia del efecto negativo que tiene la generación eólica y solar sobre las térmicas en general. La correlación entre las fuentes eólicas y solares, con las térmicas (marcado en rojo) señala que, a aumentos de la generación de estas fuentes, las que reducen su generación en respuesta son principalmente las térmicas. Los otros coeficientes de correlación con las fuentes eólicas y solares, son

relativamente menores. En consecuencia, se concluye que la mayor parte de la intermitencia de estas fuentes es respaldada con las centrales térmicas.

En el siguiente gráfico se presenta la generación de fuentes térmicas. Esta comprende las generadoras a Diesel, Carbón, Gas Natural Licuado (GNL), Biomasa y Biogás.

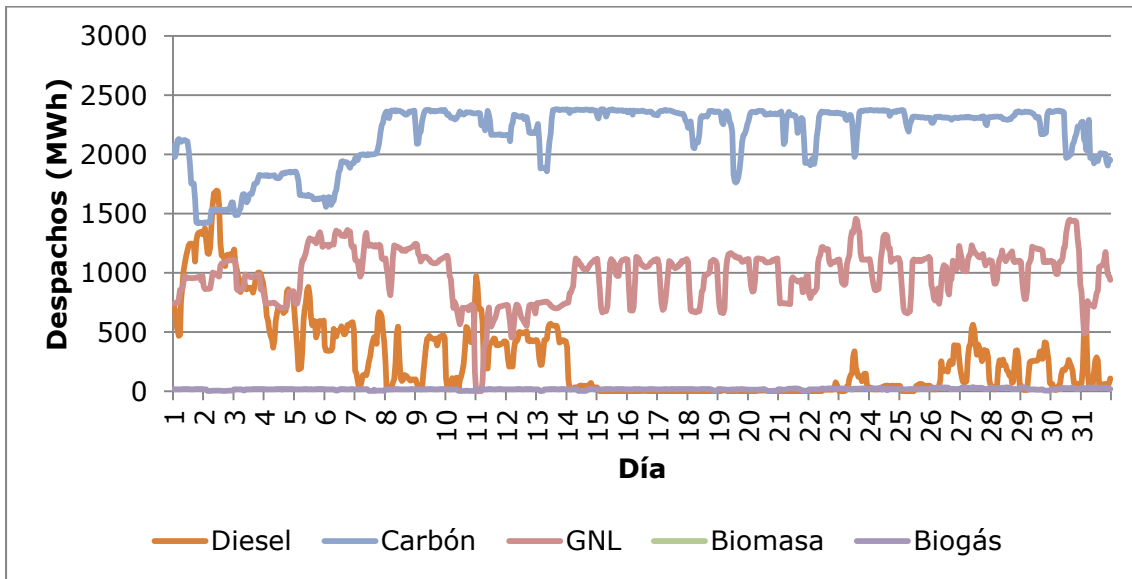


Figura 16: Despachos fuentes térmicas SIC, Agosto de 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

Se observa que la mayor parte de la energía viene de centrales en base a carbón para casi todo el periodo estudiado. A su vez, por lo general esta fuente mantiene un nivel de generación estable. Las fuentes que presentan una mayor variabilidad son las diesel y GNL, las cuales son de encendido rápido y hacen respuesta a las variabilidades del sistema total.

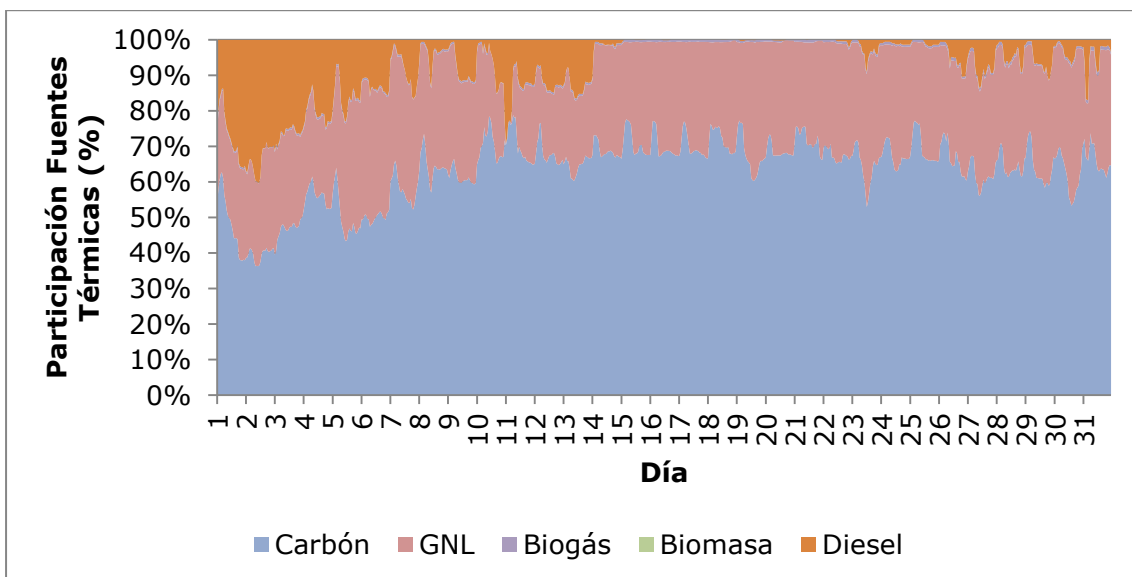


Figura 17: Participación fuentes térmicas SIC, Agosto de 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

En este gráfico se presentan los mismos resultados, llevados a participación con respecto a los despachos de fuentes térmicas. Se observa nuevamente que la mayor parte de la generación es provista por centrales a carbón, siendo las a diesel y GNL las que suplen el resto, y en una fracción mucho menor, las centrales en base a biomasa y biogás.

En el siguiente gráfico se presentan las participaciones de todas las fuentes, desagregando las térmicas. Se observa que por sí sola, las carboneras son las más preponderantes dentro de la matriz energética¹⁷.

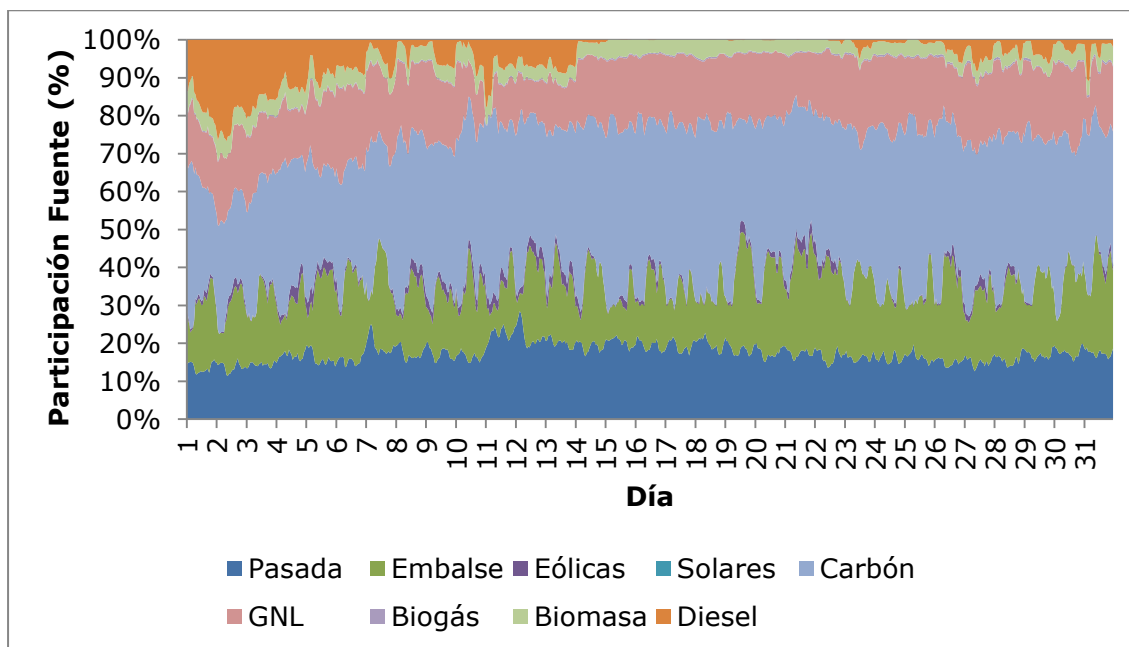


Figura 18: Participación en despachos SIC, Agosto de 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

En la siguiente sección se analiza en detalle la generación de las fuentes eólicas. El objetivo es determinar la forma y magnitud de la intermitencia, a fin de poder extrapolarla a los escenarios de incorporación de ERNC estudiados. En una primera instancia se presentan los datos históricos obtenidos a través del sitio web del CDEC-SIC. Mientras que en una segunda instancia se determina la distribución estadística de la generación, a fin de poder simularla, y utilizar esta información para los escenarios estudiados.

En la siguiente figura se presenta la generación de las fuentes eólicas, considerando el mismo periodo de tiempo: Agosto de 2013. Este gráfico recoge la información agregada de 8 granjas eólicas conectadas al SIC, con una potencia instalada total de 292 MW.

¹⁷ Considerando por separado a las Hidroeléctricas de Pasada y de Embalse.

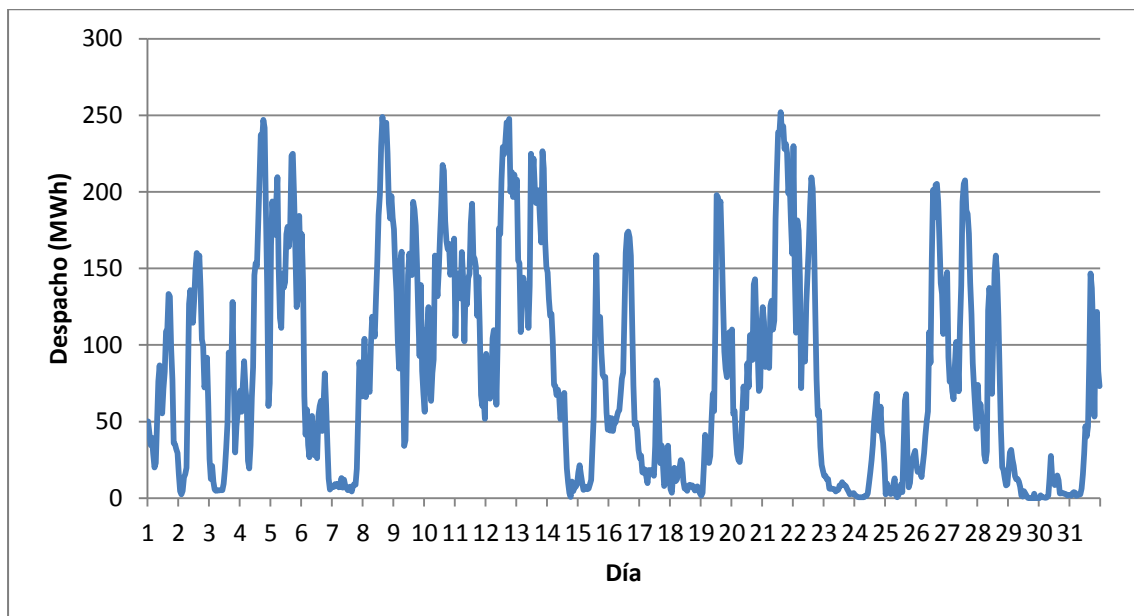


Figura 19: Despachos fuentes eólicas SIC, Agosto 2013
Fuente: Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC.

Se observa que la variabilidad en la generación es significativa, viendo casos en que de una generación de 200 MWh en un momento dado, se reduce a alrededor de 0MWh en un lapsus menor a 2 horas. A su vez, se aprecia que no existe una tendencia muy estacionaria para cada día, habiendo periodos en que la generación estuvo cercana a 0 MWh por algunos días, y otros en que se mantuvo por sobre los 100 MWh.

En el siguiente gráfico se presentan los mismos valores de despachos a partir de fuentes eólicas en el SIC durante el mes de agosto de 2013, agrupados por hora. Cada día está representado por una línea, señalando la energía inyectada al sistema a partir de estas fuentes, durante cada hora en el día. Con esto se busca estudiar el comportamiento de la generación a partir de turbinas eólicas para cada hora en el día, a fin de estimar un perfil de generación que sea posible extenderlo a diferentes magnitudes de incorporación de las fuentes ERNC, de acuerdo a los escenarios estudiados en esta memoria.

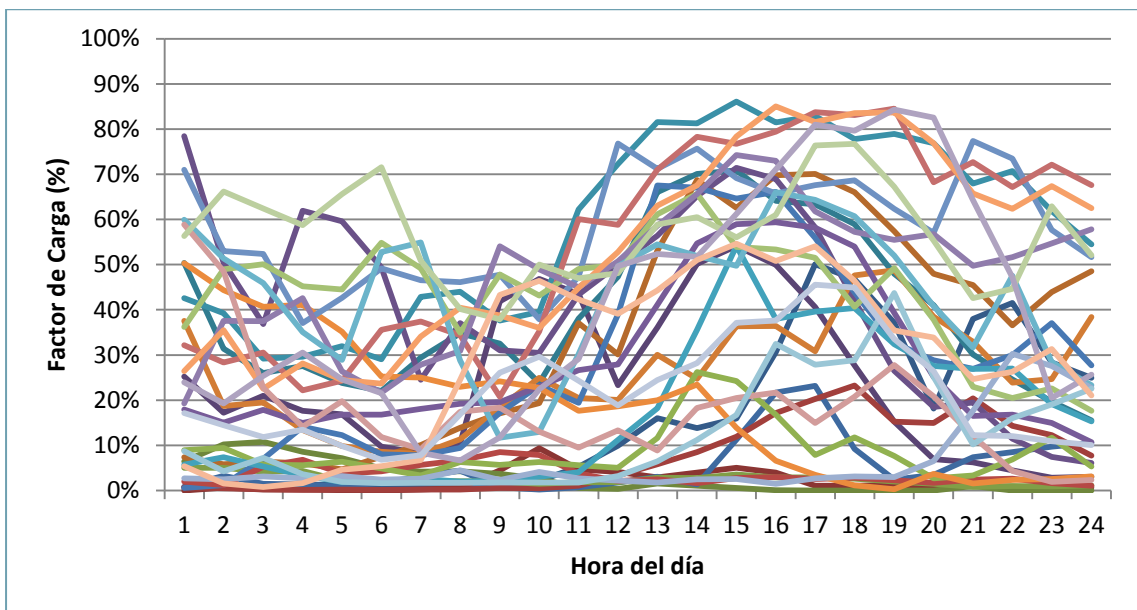


Figura 20: Factor de carga fuentes eólicas por hora, SIC, Agosto 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC.

A fin de poder realizar simulaciones que permitiesen estimar la intermitencia a diferentes niveles de potencia instalada, se estudió la distribución que sigue la generación por hora. Para esto se realizaron test estadísticos, estimando cuál era la distribución que mejor ajustaba para cada hora. Si bien existe una gran variabilidad, se considera que el utilizar estas distribuciones para posteriormente simular el factor de carga es una buena primera aproximación para extrapolar estos efectos a los escenarios estudiados. Los resultados de los test se pueden ver en detalle en el Anexo.

Se realizaron pruebas de Kolmogorov-Smirnov, estudiando la posibilidad que la generación siguiera una distribución Exponencial o Normal. Se consideró analizar cada hora de forma independiente, encontrando periodos para los cuales el mejor ajuste era una distribución Exponencial, y otros Normal. En general la diferencia se encontró en que para ciertos horarios el caso más probable era tener una generación cercana a cero (más parecida a una distribución Exponencial), y otros en que había una media que era el caso más probable.

A modo de ejemplo se presenta el ejercicio realizado para la generación a las 18:00, cuyo procedimiento es el mismo que se utilizó para el estudio de las otras horas del día. En las siguientes tablas se presentan los resultados de los test anteriormente mencionados. En primer lugar se prueba si sigue una distribución Normal, mientras que en la segunda tabla se presenta el resultado considerando una Exponencial.

Tabla 4: Test Kolmogorov-Smirnov Distribución Normal
Fuente: Elaboración propia

		18:00
N		31
Normal Parameters ^{a,b}	Mean	118.27
	Std. Deviation	80.196
Most Extreme Differences	Absolute	.113
	Positive	.110
	Negative	-.113
Kolmogorov-Smirnov Z		.630
Asymp. Sig. (2-tailed)		.823

a. Test distribution is Normal.

b. Calculated from data.

En esta tabla se muestra el testeo con la hipótesis que la generación en MWh, a partir de las fuentes eólicas instaladas a Agosto de 2013 en el SIC, para las 6 p.m., sigue una distribución Normal con media 118 MWh, y desviación estándar de 80 MWh. Del mismo modo, se testeó también si esta generación sigue una distribución exponencial o no, a modo de contraste, la cual se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5: Test de Kolmogorov-Smirnov Distribución Exponencial
Fuente: Elaboración propia

		18:00
N		31 ^c
Exponential parameter. ^{a,b}	Mean	122.21
Most Extreme Differences	Absolute	.220
	Positive	.168
	Negative	-.220
Kolmogorov-Smirnov Z		1.206
Asymp. Sig. (2-tailed)		.109

a. Test Distribution is Exponential.

b. Calculated from data.

c. There is 1 value outside the specified distribution range. This value is skipped.

Siguiendo con el ejemplo, a partir de los resultados obtenidos se considera que es más preciso modelar la generación para las 18:00 utilizando una distribución normal con los parámetros anteriormente mencionados. Esto pues el nivel de confianza observado para la modelar los datos como provenientes de una distribución Normal es mayor, señalando que los datos se ajustan de mejor manera a ésta.

Para el cálculo de las simulaciones que permitiesen dar cuenta de la intermitencia, se asumió que cada nueva granja eólica que se incorpore al sistema eléctrico tendrá esta distribución horaria para las 18 horas, consecuente al test anterior. Para el resto de los horarios el proceso es el mismo, donde se determina si usar una distribución Normal o Exponencial. A su vez, se asume que la generación de cada granja es independiente al resto; es decir, se considera que la covarianza entre fuentes eólicas es cero.

Considerando estos supuestos, se realizaron simulaciones en Excel que dada las distribuciones encontradas, generaba valores considerando que cada granja sería de 55 MW, el cual representa el valor promedio de los proyectos entrantes. Es decir, para el caso de 110 MW de potencia instalada total, se considera que existen dos granjas independientes que generan según las distribuciones estadísticas encontradas. Considerando la capacidad instalada se calcula el factor de carga.

Los resultados del factor de carga simulado para el ejemplo de las 18:00 horas se presentan en el siguiente gráfico:

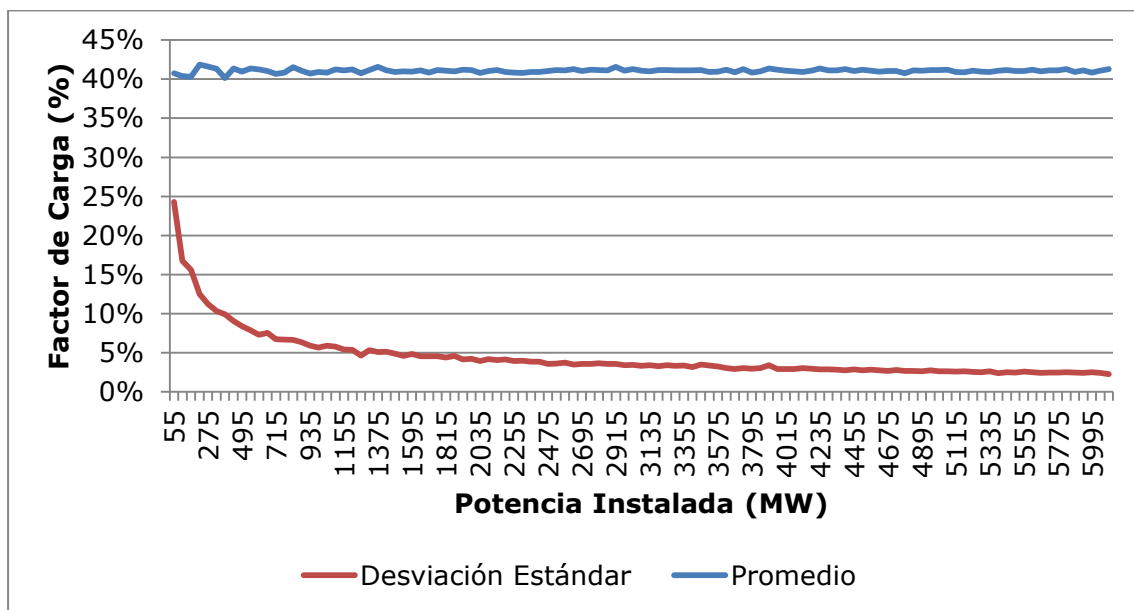


Figura 21: Factor de Carga simulado para las 18:00
Fuente: Elaboración propia

En azul se presenta el factor de carga promedio, mientras que en rojo la desviación estándar de éste, para los distintos niveles de potencia instalada. Se observa que la desviación estándar sigue una tendencia bastante similar a lo que se encontraría con la fórmula teórica para encontrar la desviación estándar del factor de carga de N plantas eólicas:

$$\sigma_N = \frac{\sqrt{N} \cdot \sigma_e}{N}$$

Donde σ_N representa la desviación estándar en el factor de planta total de N granjas eólicas, y σ_e representa la desviación estándar de una sola. Se multiplica por \sqrt{N} considerando que cada granja tiene la misma desviación, y son independientes entre ellas. Se divide por N para normalizar y dejar la desviación total como un porcentaje. A su vez, cuando N es suficientemente grande, la distribución del factor de carga tenderá a tener una distribución Normal para todas las horas del día, de acuerdo al Teorema Central del Límite.

Para estimar la capacidad de reserva necesaria, se estima el rango en que la generación a partir de fuentes eólicas fluctuará con respecto al promedio por hora. La idea es que el promedio es el valor esperado del factor de carga para cada hora, y con respecto a eso existe la posibilidad que la generación sea menor a lo previsto, teniendo de esta forma la necesidad de hacer entrar un respaldo. El foco está en las disminuciones inesperadas en el corto plazo, de acuerdo a las metodologías presentadas en el marco teórico.

Para la estimación de este rango se considera un nivel de confianza del 99%. Es decir, se estima el intervalo donde se situará el factor de carga con una probabilidad del 99%. Este rango se estima utilizando la siguiente ecuación:

$$Caída_{99\%} = \Phi^{-1}(0,99) \cdot \sigma'_N \cdot MW_N$$

Donde $Caída_{99\%}$ representa la caída máxima posible en la generación eólica a un nivel de confianza del 99%, en MWh. Φ^{-1} representa la inversa de la distribución normal (con un valor de 2,32 para el nivel de confianza escogido), σ'_N representa la desviación estándar calculada a través de las simulaciones, y MW_N la potencia instalada considerando N granjas de 55 MW. Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente gráfico:

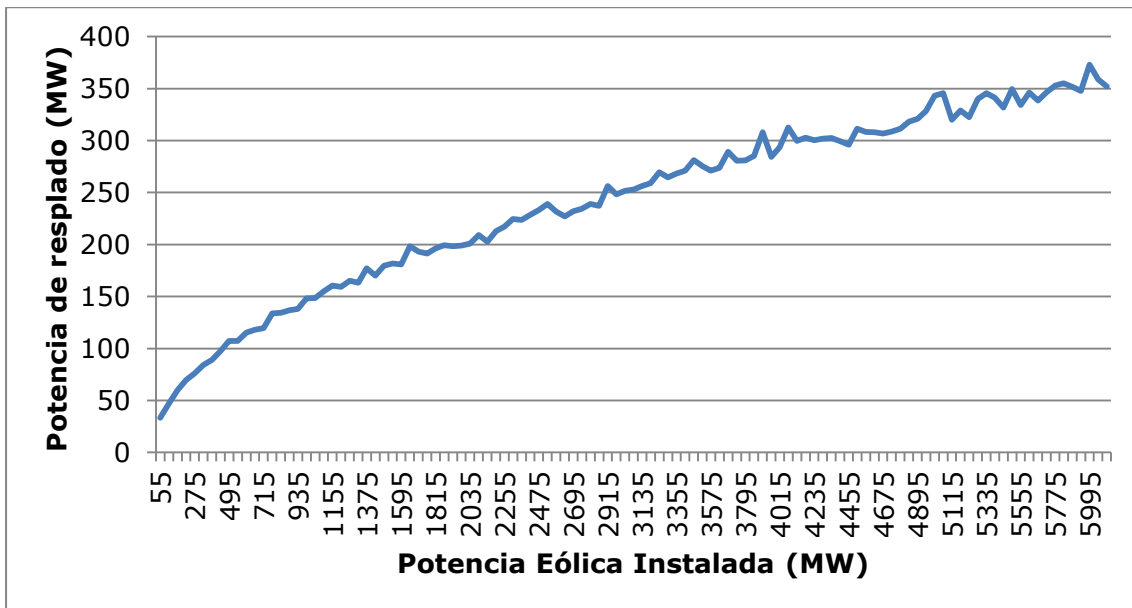


Figura 22: Potencia de respaldo requerida fuentes eólicas
Fuente: Elaboración propia

Si se considera que dicho respaldo es suplido por la incorporación de fuentes en base a diesel, y considerando los costos unitarios de inversión de esta tecnología, de aproximadamente $1.000 \left[\frac{USD}{MW} \right]$, de acuerdo a los criterios de la CNE, se concluye que la inversión necesaria en respaldo para las fuentes eólicas es la siguiente:

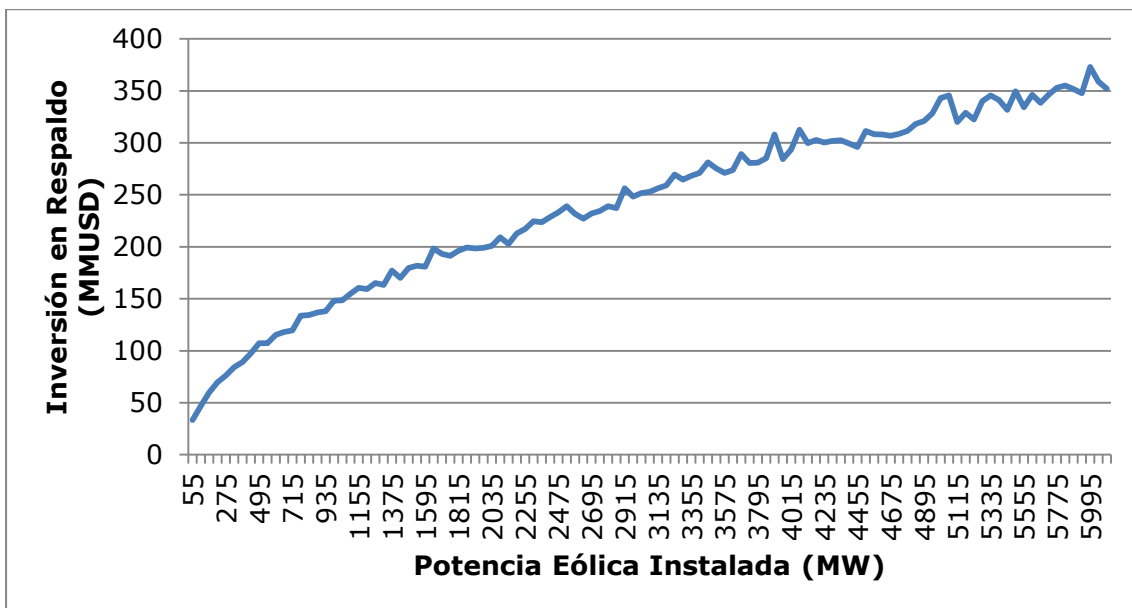


Figura 23: Inversión en respaldo fuentes eólicas
Fuente: Elaboración propia

Se observa en este gráfico que el crecimiento de la inversión necesaria en respaldo con respecto a la potencia eólica instalada no sigue una tendencia lineal, sino que existen ciertas economías de escala que hacen que a

mayores niveles de penetración de fuentes eólicas, se reduzca la necesidad de inversión en respaldo por unidad de potencia de fuentes eólicas instaladas.

En la siguiente sección se realiza un análisis similar al realizado para la energía generada a partir de fuentes eólicas, para la energía solar fotovoltaica. En primer lugar se presenta la información de despachos históricos realizados durante el mes de Agosto de 2013, obtenida a través del sitio web del CDEC-SIC. En una segunda parte se presentan los resultados sobre la necesidad de una capacidad de respaldo.

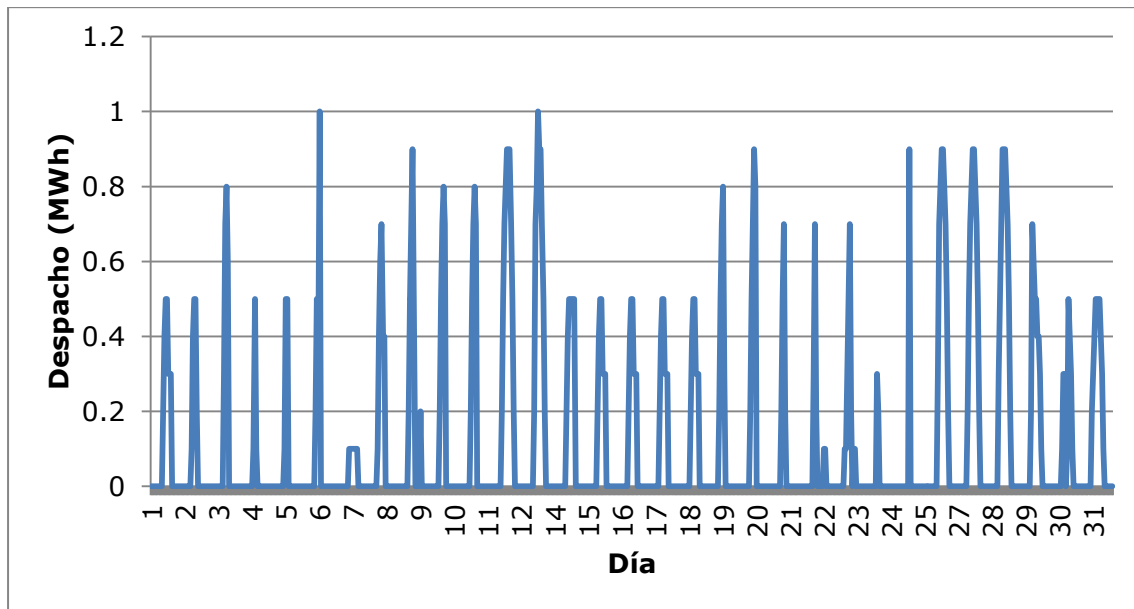


Figura 24: Despachos fuentes solares SIC, Agosto 2013
Fuente: Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC.

En el gráfico anterior se presentan los despachos a partir de fuentes solares. Esta información contiene el funcionamiento de una central solar, Tambo Real, la cual posee una potencia instalada de 1,2 MW.

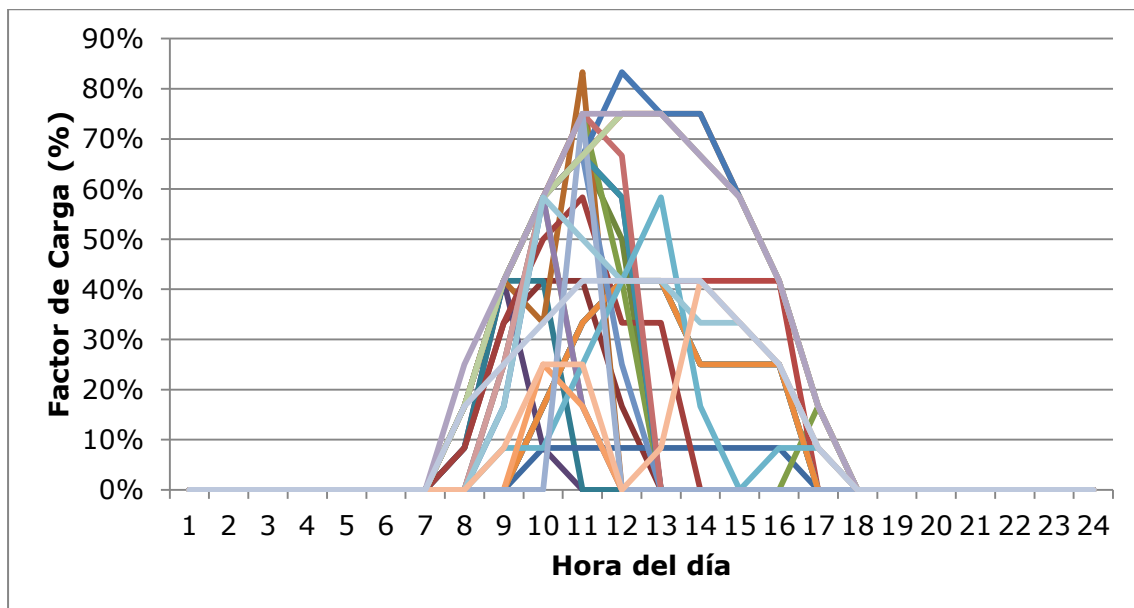


Figura 25: Factor de carga fuentes solares por hora, SIC, Agosto 2013
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC.

Al igual que para el caso eólico, se presenta el factor de carga por horario. Cada línea representa las observaciones de un día.

Sin embargo, se considera que para el caso solar no es conveniente usar la metodología desarrollada para el caso eólico en tanto se señala que las proyecciones diarias para la generación a partir de esta fuente no presentan grandes errores, y en consecuencia las pérdidas de carga con respecto a lo pronosticado no son tan grandes [21]. En consecuencia, se decide para este caso utilizar la información recolectada por el Lawrence Berkeley National Laboratory, y utilizar valores teóricos para la variabilidad en la caída en la generación de las fuentes solares.

Según este estudio, para una única generadora los cambios en la generación pueden ser regularmente de 10% a 13% para el corto plazo. En este sentido, considerando la necesidad de una capacidad de respaldo según la idea de load-following (parte de las reservas operativas), presentada anteriormente, y asumiendo la desviación de la generación como un 11,5%, se estima la siguiente ecuación:

$$Caída_{99\%} = \Phi^{-1}(0,99) \cdot \sigma_N \cdot MW_N$$

$Caída_{99\%}$ es el valor esperado, al 99% de confianza, de la disminución imprevista de la generación en base a fuentes solares. Se considera que es este valor el que debe respaldarse con una capacidad de rápida respuesta extra. Similar al caso de la energía eólica, $\Phi^{-1}(0,99)$ representa la función inversa de la Normal, para un nivel de confianza del 99%; σ_N la desviación estándar teórica de tener N centrales solares fotovoltaicas; y MW_N es la potencia total instalada de energía solar. Para este caso se considera que las

centrales entrantes tendrían una potencia instalada de 50 MW, correspondiente al promedio de los nuevos proyectos según el plan de obras de la CNE.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente gráfica, señalando los MW de respaldo requeridos para distintos niveles de incorporación de fuentes solares.

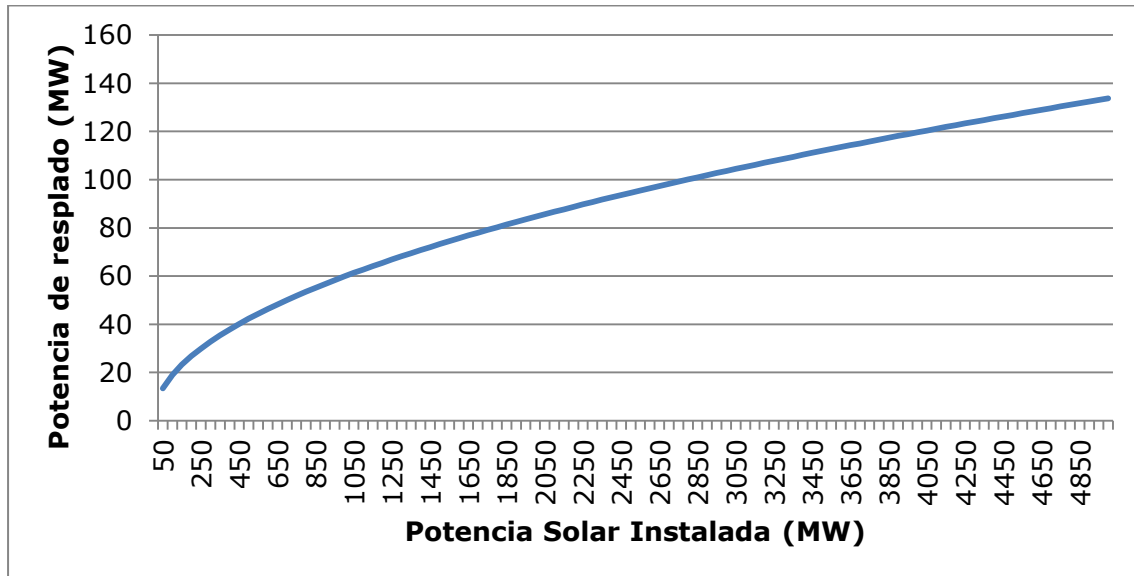


Figura 26: Potencia de respaldo requerida fuentes solares
Fuente: Elaboración propia

Al igual que para el caso eólico, se observa que la potencia de respaldo marginal se reduce a mayores niveles de incorporación de energía solar. Esto se debe básicamente a la reducción de la variabilidad producto de una mayor incorporación de fuentes, consideradas independiente entre ellas. A su vez, se señala que la correlación en la generación entre centrales disminuye rápidamente con respecto a la distancia entre éstas [21] (ver gráfico de correlaciones con respecto a la distancia en el Anexo).

Nuevamente, suponiendo que la capacidad de respaldo es en base a Diesel, se combinan los resultados obtenidos con los costos unitarios de inversión presentados por la CNE de aproximadamente $1.000 \left[\frac{USD}{MW} \right]$, y se obtiene la inversión necesaria con respecto a la potencia de centrales solares incorporada. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico:

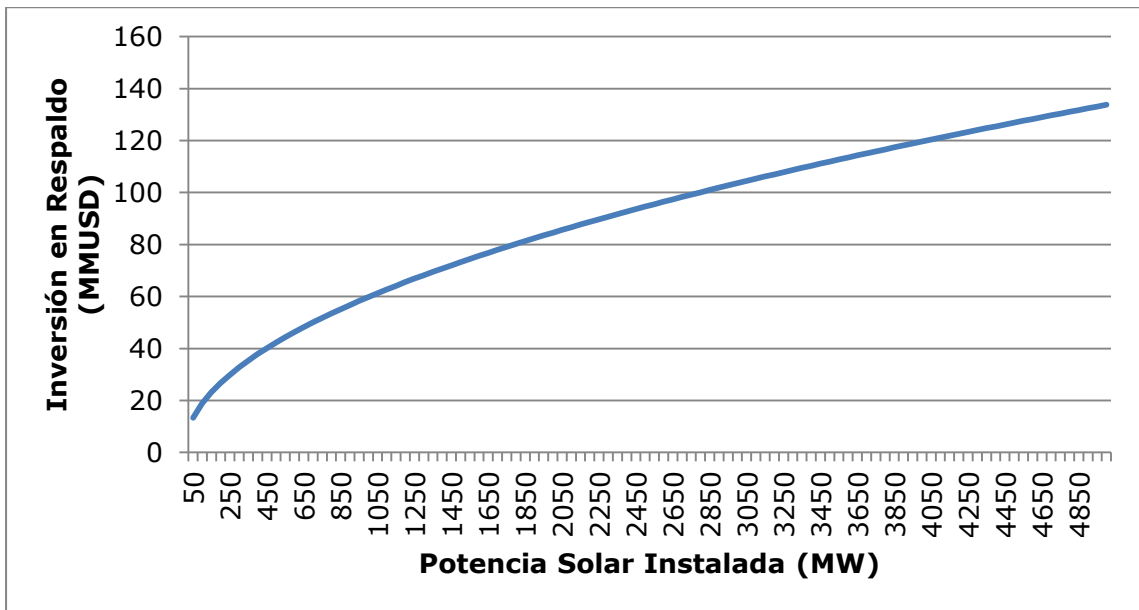


Figura 27: Inversión en respaldo fuentes eólicas
Fuente: Elaboración propia

Al igual que para el caso eólico, el que a mayores niveles de penetración de fuentes solares se necesite una menor cantidad de respaldo por MW instalado implica que existen economías de escala en las inversiones necesarias; es necesario invertir menos por cada MW de energía solar que se instalada a medida que aumenta la incorporación de estas fuentes.

Combinando estas dos estimaciones de capacidades de respaldo (para las fuentes eólicas y solares), se concluye que los requerimientos por escenario son los siguientes en cuanto a capacidad:

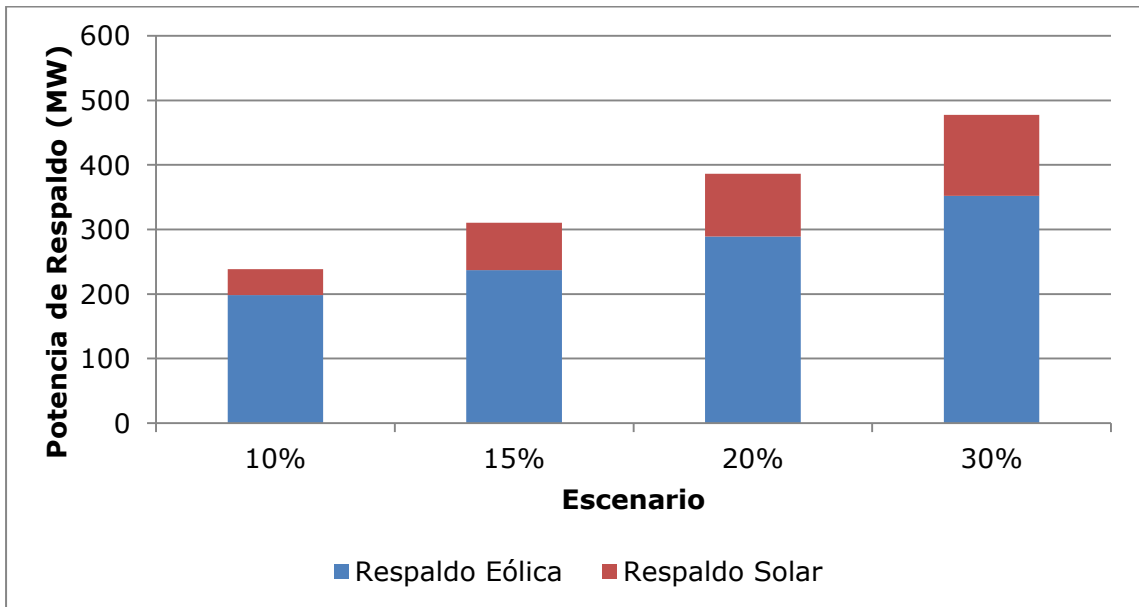


Figura 28: Potencia de respaldo requerida por escenario
Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la inversión necesaria para cada escenario, los resultados son los siguientes:

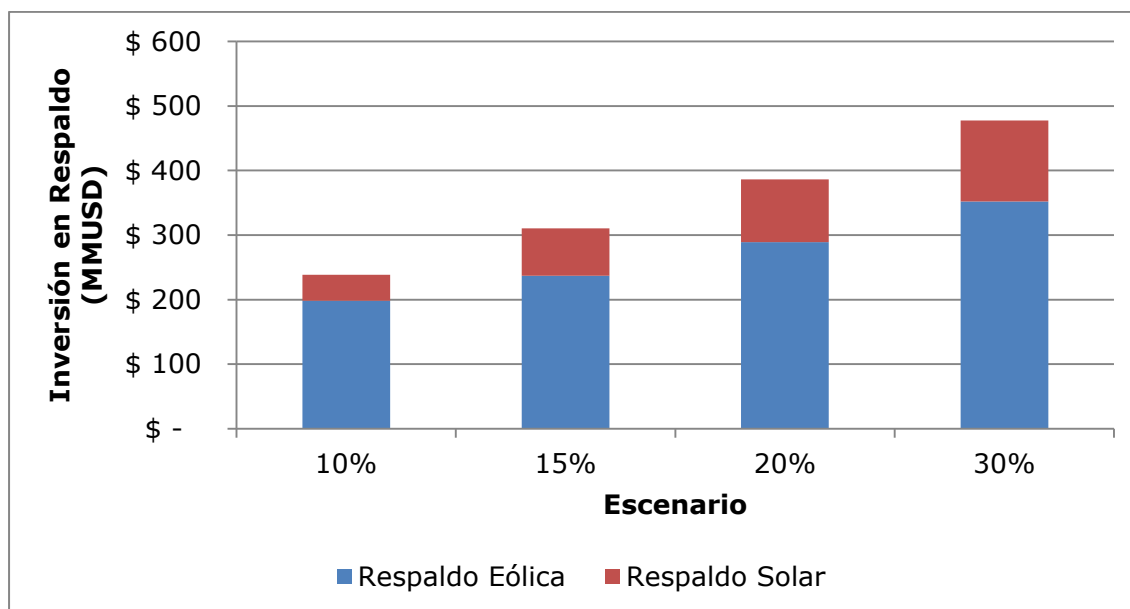


Figura 29: Inversión en respaldo requerida por escenario
Fuente: Elaboración propia

Se observa que, si bien existen ciertas economías de escala en tanto la variabilidad se reduce para mayores incorporaciones de fuentes intermitentes, la inversión en respaldo total sigue siendo creciente de acuerdo a la penetración de las fuentes eólicas y solares, teniendo como consecuencia que el escenario más caro sea el del 30%.

7.3. Análisis del Impacto Económico

En el presente capítulo se presentan los resultados del estudio en cuanto a la estimación del impacto económico que tiene la incorporación de las fuentes solares y eólicas bajo los distintos escenarios propuestos.

En una primera instancia se presentan los costos totales en forma de valor presente diferenciando entre los diferentes porcentajes de penetración de las ERNC. En una segunda instancia se analizan dichos valores con respecto a la energía generada, y los costos de incorporación que significan los aumentos en las participaciones de ERNC con respecto al escenario base del 10%.

7.3.1. Análisis Costos Totales del Sistema

El primer indicador a considerar para analizar los diferentes escenarios propuestos agrupa todos los costos descritos (inversión, generación, transmisión y respaldo) en forma de un valor presente para los diferentes escenarios de penetración de las fuentes ERNC. Para su estimación se

consideró la información de cada costo asociado durante su respectivo año, anualizando las inversiones en centrales, transmisión y respaldo, y llevándolos a valor presente con respecto al año 2017 (inicio del periodo estudiado). La tasa de descuento utilizada para las inversiones es de 10%, de acuerdo a los criterios utilizados por la CNE, en consideración de la ley 20.220 que establece los retornos para este tipo de proyectos. A su vez, para descontar los flujos de años futuros, se utilizó la tasa de descuento social, estimada por el Ministerio de Desarrollo Social al año 2013. Los resultados por escenarios se presentan en el siguiente gráfico, en millones de dólares.

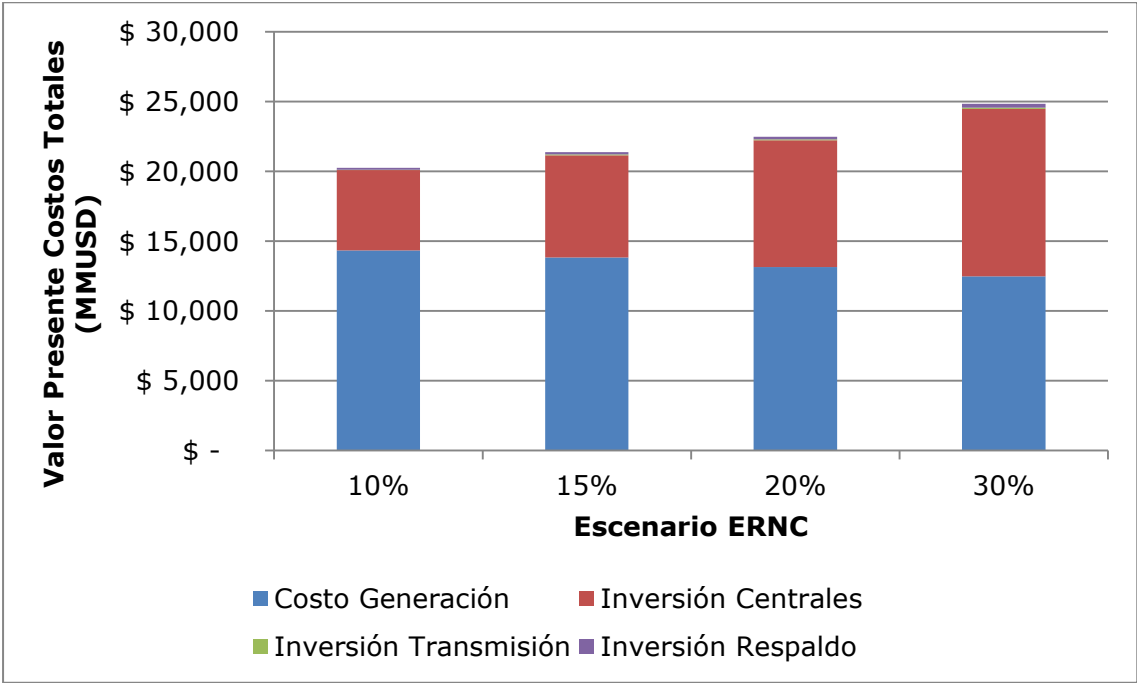


Figura 30: Valor Presente Costos Totales por Escenarios ERNC
Fuente: Elaboración Propia

En el siguiente gráfico se observan los aportes que tienen los ítems de inversión en transmisión y respaldo, al valor presente de los costos anteriormente señalado.

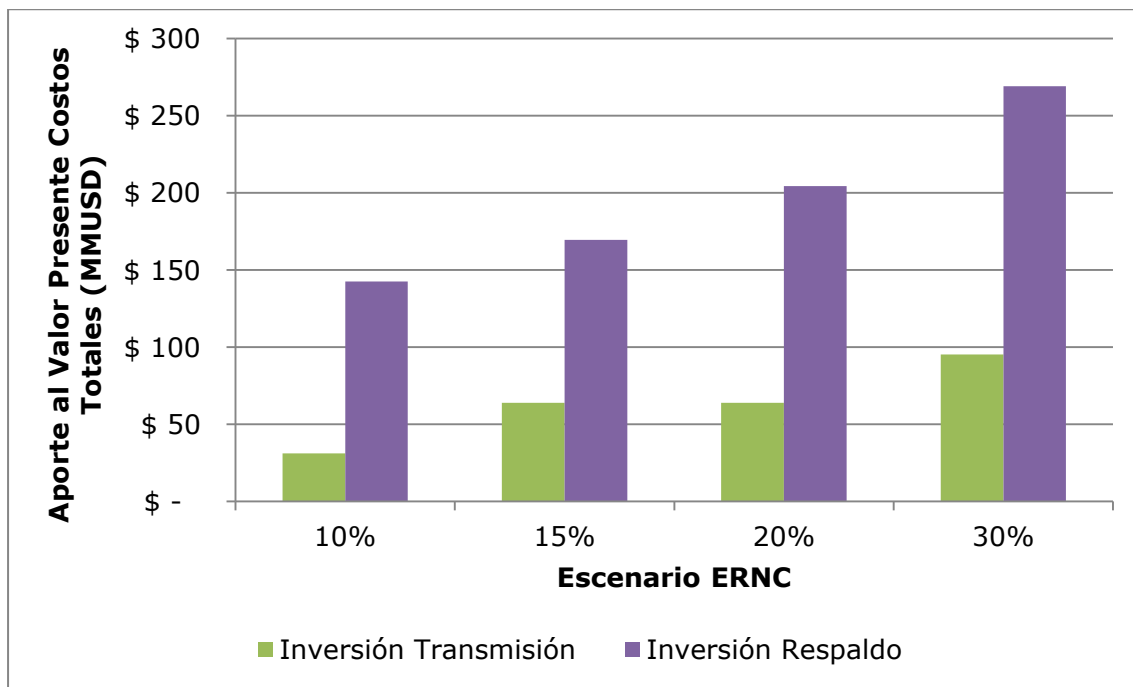


Figura 31: Aporte al Valor Presente Transmisión y Respaldo por Escenarios ERNC
Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente tabla se presentan los valores en detalle para cada ítem del gráfico, nuevamente en millones de dólares del año 2013.

Tabla 6: Valor Presente Costos por Escenarios ERNC (MMUSD)
Fuente: Elaboración Propia

	Costo Generación	Inversión Centrales	Inversión Transmisión	Inversión Respaldo
10%	\$ 14.339	\$ 5.756	\$ 31	\$ 143
15%	\$ 13.826	\$ 8.324	\$ 64	\$ 170
20%	\$ 13.154	\$ 9.072	\$ 64	\$ 204
30%	\$ 12.486	\$ 12.000	\$ 95	\$ 269

En primer lugar, se observa que, si bien una mayor incorporación de fuentes renovables no convencionales reduce los costos de generación del sistema, en tanto se reduce el uso de combustibles fósiles, el efecto que tiene la mayor inversión supera dicho ahorro, teniendo como consecuencia que para mayores tasas de penetración el gasto necesario siga siendo mayor.

En segundo lugar, se considera que los principales focos están en los costos variables y de capital propio a las centrales, y no a la infraestructura necesaria en transmisión y respaldo.

En la siguiente tabla se presentan los aumentos porcentuales en cada uno de los factores estudiados, con respecto al escenario base del 10%. Se observa que en el caso de la inversión, dicho aumento llega a ser de más del doble de lo invertido en el escenario base para el caso del 30% de incorporación de

fuentes renovables no convencionales. En el caso de los costos de generación, se observa una reducción de aproximadamente el 13% con respecto al caso base para este mismo escenario.

Tabla 7: Variación Porcentual de los Costos por Escenarios ERNC
Fuente: Elaboración Propia

	Costo Generación	Inversión Centrales	Inversión Transmisión	Inversión Respaldo
10%	100%	100%	100%	100%
15%	96%	145%	205%	119%
20%	92%	158%	205%	143%
30%	87%	208%	306%	189%

Considerando los costos de generación, inversión, transmisión y respaldo anteriormente descritos, se calcula el costo total del sistema para el periodo estudiado. Estos valores se presentan en la forma de un valor presente al año 2016, descontados a la tasa social de descuento anteriormente mencionada, en la siguiente tabla.

Tabla 8: Valor Presente Costo Total por Escenario ERNC (MMUSD)
Fuente: Elaboración Propia

	Costo Total (MMUSD)
10%	\$ 20.268
15%	\$ 21.383
20%	\$ 22.494
30%	\$ 24.851

En esta tabla se observa con más claridad como el ahorro en los costos de generación debido a una mayor incorporación de fuentes ERNC se ve sobrepasado por los aumentos en los costos de inversión, transmisión y respaldo, obteniendo que el costo total sea creciente para todos los escenarios de mayores niveles de incorporación de estas fuentes.

En la siguiente tabla se presentan los costos totales como aumentos porcentuales con respecto al escenario actual del 10% de generación a partir de fuentes ERNC:

Tabla 9: Variación Porcentual del Costo Total por Escenario ERNC (%)
Fuente: Elaboración Propia

	Costo Total (%)
10%	100%
15%	106%
20%	111%
30%	123%

Se observa que al aumentar en un 5% la penetración de estas fuentes, los costos del sistema aumentan en un 6%, considerando todo el periodo estudiado. Al aumentar en 10% y llegar a una participación de 20% de fuentes ERNC, los costos suben en un 11%. Finalmente para pasar del escenario base a uno con un 30% de generación a partir de fuentes ERNC, los costos del sistema aumentan en 23%.

Sin embargo, y como se señaló en la sección de Alcances, se considera que una limitante de este análisis es el uso de precios de combustibles constantes para todo el periodo estudiado. Se infiere que un mayor detalle e información sobre trayectorias de precios de combustibles fósiles puede modificar los resultados en cuanto a los costos de generación. Sin embargo, los aumentos producidos por una mayor inversión difícilmente se van a ver mitigados por una mayor reducción en costos de generación debido a aumentos de precios de combustibles pues las diferencias ya son bastante significativas. Se propone para estudios a futuro sensibilizar estos resultados respecto a variaciones de precios de combustibles y de esa forma estudiar la robustez de las conclusiones presentadas.

Comparando nuevamente con respecto al escenario base del 10% de ERNC, en la siguiente tabla se presentan los gastos adicionales en los que se incurre por llevar de 10% a 15%, 20% y 30%. Estos resultados engloban los aumentos en costos totales, en dólares, debido a la incorporación de las fuentes eólicas y solares.

Tabla 10: Costo Adicional de incorporar ERNC (USD)
Fuente: Elaboración Propia

	<i>Costo Adicional (USD)</i>
15%	\$ 1.115.081.882
20%	\$ 2.225.712.328
30%	\$ 4.582.696.815

El objetivo de este cálculo es presentar cuánto más dinero necesita el sistema al haber incorporado 5%, 10% o 20% extra de ERNC con respecto al caso base. Al comparar esto con la generación de estas fuentes es posible obtener el *Costo de Incorporación* que tiene esa generación extra.

Se observa en la tabla anterior que para aumentar en 5% la generación a partir de las fuentes ERNC estudiadas (pasar de 10% a 15%), se necesita una inversión adicional de alrededor de 1.115 millones de dólares. Para aumentar y alcanzar la meta del 20% (compromiso adquirido por Chile, el cual es ley), se estima que el país deberá aumentar sus costos en energía en 2.225 millones de dólares aproximadamente, considerando los ahorros por reducción en los consumos de combustibles fósiles. Para llegar al 30% (posible compromiso de Chile, considerando que la actual presidenta señaló

en su campaña la idea de 30% a 2030) es necesario aumentar el gasto en 4.582 millones de dólares, con respecto al escenario base.

Tabla 11: Costo de Integración ERNC (USD/MWh)
Fuente: Elaboración propia

	Costo Integración (USD/MWh)
15%	\$ 155,4
20%	\$ 123,3
30%	\$ 110,6

En la tabla anterior se presentan los *costos de integración* de las fuentes eólicas y solares en conjunto, para los distintos escenarios. Esto se calcula utilizando el costo adicional con respecto al año base, en comparación a la energía generada por estas fuentes durante el periodo estudiado.

Se observa que para pasar de 10% a 15% el costo por unidad de energía extra producida por las fuentes ERNC, es de alrededor de 155 dólares. Para llegar al 20%, dicho costo se reduce a 123 dólares, tendencia que sigue para el caso del 30%, donde dicho valor alcanza los 110 dólares. Esta reducción de costos a medida que hay una mayor incorporación de ERNC, señala la existencia de economías de escala. Se considera que estas vienen dadas en mayor parte con respecto a las inversiones en respaldo y transmisión. A su vez, también existe el efecto de la salida de centrales en base a carbón (y la no entrada de nuevos proyectos) para algunos escenarios, lo cual también repercute positivamente en estos costos de integración. Por otro lado, se considera que a mayores tasas de penetración los efectos de la variabilidad se reducen, pasando a generar de forma más estable durante el tiempo.

7.3.2. Costo Medio de la Energía

En esta sección se presenta la estimación del costo medio de la energía promedio por escenario. Este valor representa el costo que tendrá en promedio la electricidad generada en cada escenario estudiado. A diferencia del caso anterior, de costos de integración, este cálculo no es relativo al escenario base, sino que establece un costo promedio por MWh para cada meta de ERNC.

Los componentes de costos a considerar son los mismos que se han utilizado anteriormente (inversión en generación, en transmisión y respaldo, además de los costos variables), con la inclusión de un pago por la potencia ya instalada en el sistema, a modo de ajustar la escala y representar de mejor manera el costo final por MWh generado en el Sistema Interconectado Central.

Para determinar el pago por potencia ya instalada, se consideró la capacidad instalada por el tipo de fuente hasta diciembre de 2013, de acuerdo a lo

presentado por el CDEC-SIC, en su anuario de 2013 [23]. Utilizando una metodología similar a la de las inversiones en generación, se asoció la potencia instalada al costo unitario de inversión que tiene cada tipo de fuente, de acuerdo a los criterios de la CNE presentados en su plan de obras [11]. Posteriormente se anualizaron las inversiones considerando una tasa de descuento del 10%, de acuerdo al criterio utilizado por la CNE y establecido a través de la ley 20.220.

Para establecer el costo medio por MWh se divide la suma de los costos anuales anteriormente mencionados, por la generación total del sistema para cada año. Cabe destacar que a diferencia del caso anterior, del costo de integración, esta vez se considera todo el Sistema Interconectado Central, y no sólo la generación de las fuentes eólicas y solares. De esta forma se obtiene el costo medio de la energía de todo el sistema por año. Posteriormente se promedian los valores obtenidos por año para efectos de estimar un valor medio para cada escenario. Este cálculo se realiza considerando la siguiente ecuación:

$$\overline{CME} = \frac{1}{9} \sum_{t=2017}^{2026} \frac{IG_t + IT_t + IR_t + IP + CG_t}{E_t} \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

Donde \overline{CME} representa el Costo Medio de la Energía, en promedio para todo el periodo comprendido entre el 2017 y 2026. IG_t representa la inversión en generación en el año t ; IT_t la inversión en Transmisión; IR_t la inversión en Respaldo; e IP la inversión¹⁸ correspondiente a la potencia ya instalada, previa al año 2017. E_t representa la generación eléctrica anual en el SIC (igual para los distintos escenarios, en tanto la demanda eléctrica es similar). Finalmente se divide la suma en 9 a fin de calcular el promedio.

En el siguiente gráfico se presentan los resultados obtenidos en cuanto al costo medio de la energía para los diferentes escenarios. Las unidades son dólares por MWh generado.

¹⁸ No depende de t en tanto la anualidad es constante pues es una capacidad previa que no varía.

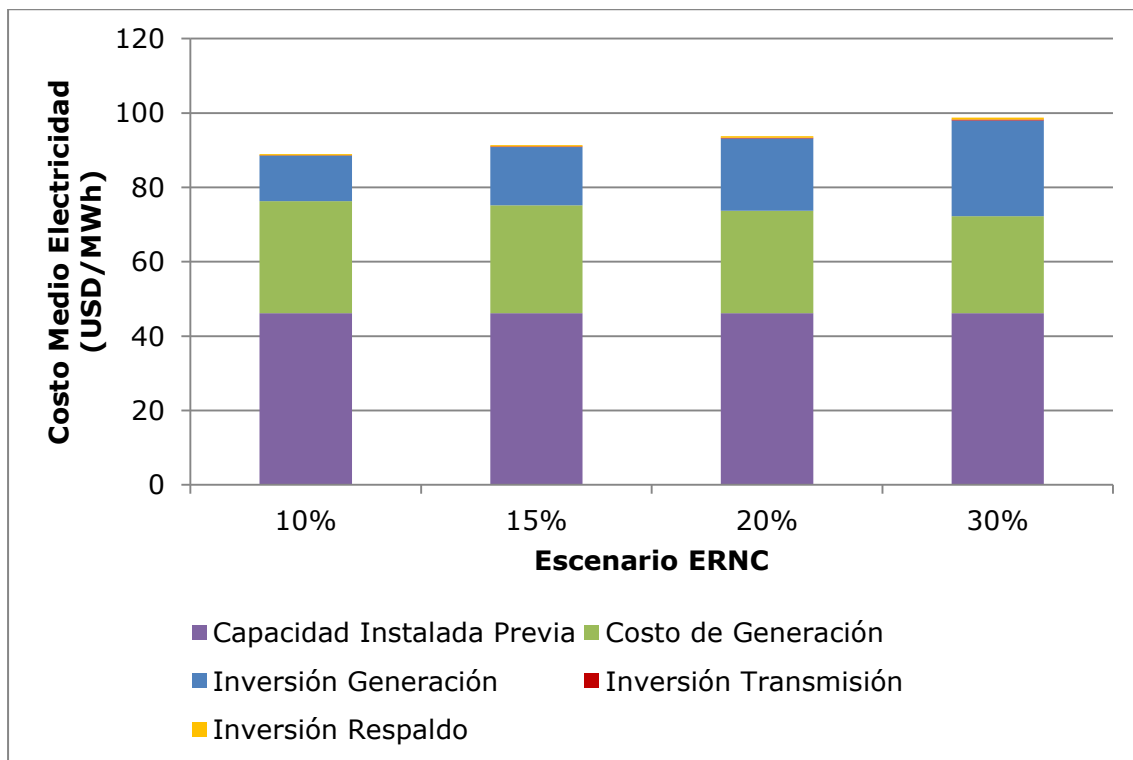
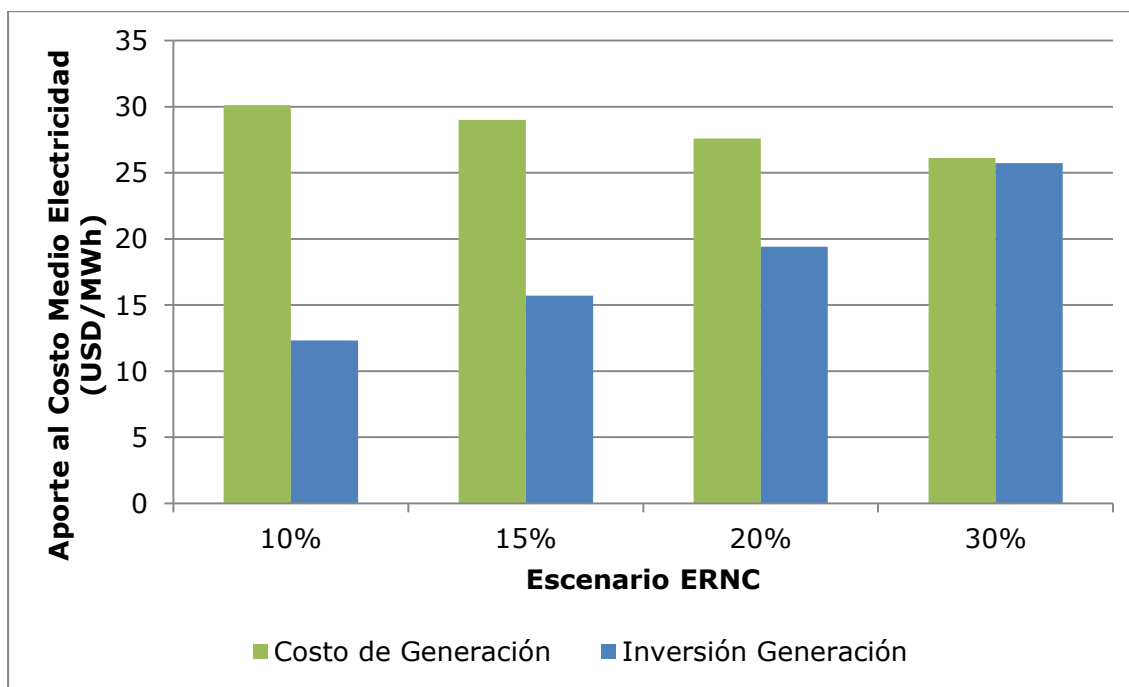


Figura 32: Costo Medio Energía por Escenarios ERNC
Fuente: Elaboración Propia

Se observa que para el escenario base del 10% de generación a partir de fuentes ERNC, el costo medio de la energía es de aproximadamente 89 dólares por MWh. Pasar de un 10% a un 15% de incorporación de estas fuentes implica que el costo medio de la energía sube en aproximadamente 2 dólares por MWh, pasando de los \$89 anteriores a alrededor de \$91. Como se ha mencionado anteriormente, este valor representa el costo de la electricidad para todo el Sistema Interconectado Central, en promedio durante el periodo estudiado. Para el caso de aumentar a un 20% de generación ERNC, el costo de la energía llega a ser de aproximadamente 94 dólares por MWh, implicando un aumento de alrededor de \$5 con respecto al escenario base. Finalmente, para el escenario del 30% de generación ERNC, el costo de la electricidad alcanza los 99 dólares por MWh, representando un aumento de alrededor de 10 dólares por MWh, con respecto al escenario del 10%.

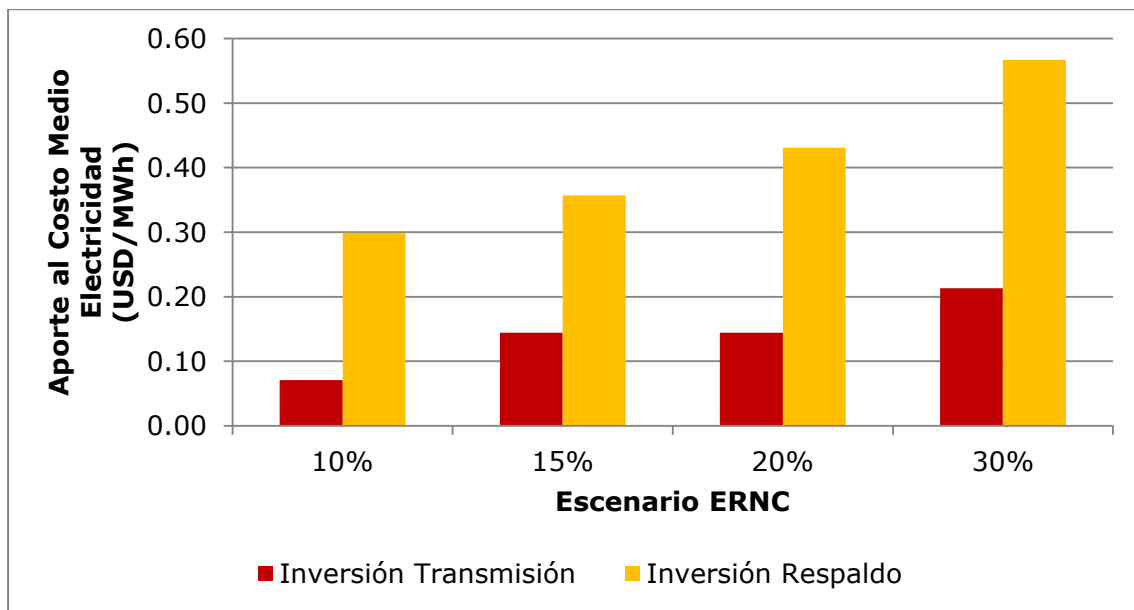
En el próximo gráfico se presenta el aporte que tienen los componentes de costos asociados a la inversión en fuentes generadoras y a la generación, por separado, al costo medio de la energía.



Se observa que para el escenario base, el costo asociado a generación es de 30 dólares por MWh, mientras que en el caso del 15% de ERNC dicho valor se reduce a 29 dólares. Para los escenarios del 20% y 30% dicho costo es de \$27,6 y \$26,1 respectivamente. Es decir, aumentar la generación en base a fuentes ERNC de un 10% a un 15% reduce en 1 dólar el costo de generación del sistema; pasar de un 10% a un 20% tiene como consecuencia una reducción de 2,4 dólares; llegar a la meta del 30% implica una disminución de aproximadamente 4 dólares por MWh generado.

Sin embargo, al igual que como se ha mencionado en la sección de costos totales, dicho ahorro se ve sobrepasado por los aumentos en costos asociados a la inversión en generadoras. Para el escenario base, los costos asociados a este ítem alcanzan los 12,3 dólares por MWh generado, para los escenarios del 15%, 20% y 30%, dichos valores son de \$15,7, \$19,4 y \$25,7 respectivamente. Es decir, pasar de 10% de ERNC a 15% significa que el costo asociado a la inversión en nuevas plantas generadoras (principalmente asociadas al aumento de la potencia instalada de fuentes solares y eólicas) aumenta en 3,4 dólares. Pasar de 10% a 20% implica un aumento de 7,1 dólares; mientras que para llegar a un 30% el costo asociado a este ítem aumenta en 13,4 dólares. Todos estos aumentos son mayores a los ahorros producidos en la reducción de los costos de generación, para todos los escenarios.

En cuanto al aporte que tiene la inversión en transmisión y respaldo, al costo medio de la energía, en el siguiente gráfico se presentan en más detalle.



Se observa que la magnitud del aporte de la inversión en transmisión y respaldo al costo medio es significativamente menor a lo asociado a los costos de generación del sistema y la inversión en generadoras.

En cuanto a los costos de inversión en transmisión, se aprecia una tendencia relativamente lineal, a excepción del caso del 15%; en el escenario base se observa que el aporte de este ítem al costo medio es de 0,07 dólares por MWh, al subir a un 15% y 20% dicho costo aumenta al doble, llegando a 0,14 dólares por MWh. Para el escenario del 30% de generación a partir de fuentes ERNC, dicho costo aumenta en tres veces con respecto al escenario base, llegando a 0,21 dólares.

La inversión en respaldo sigue una tendencia similar, presentando un costo de 0,30 dólares por MWh para el escenario base, y creciendo en aproximadamente un 20% en el escenario del 15%, llegando a un valor de 0,36 dólares. En el escenario del 20% de ERNC el costo asociado a esta inversión aumenta en 44% aproximadamente con respecto al escenario base, llegando a un valor de 0,43 dólares. Para el escenario del 30%, el valor llega a 0,57, representando un aumento de 89% con respecto al escenario base.

Estos resultados se consideran bastante robustos en tanto, si bien el costo por potencia previa instalada puede variar, los aumentos relativos en cuanto a las inversiones realizadas, considerando los otros ítems, producen aumentos en los costos medios de la generación que no dependerán de la potencia previa. Es decir, la escala de las inversiones necesarias para alcanzar las distintas metas de ERNC del 15%, 20% y 30% implican aumentos de 2, 5 y 10 dólares respectivamente.

7.3.3. Costo Nivelado Energía Eólica

Una segunda métrica que se busca determinar es el costo nivelado de la energía, analizando las fuentes eólicas y solares de forma separada. Como se ha señalado anteriormente, con el costo nivelado de la energía (o LCOE) se busca relacionar los costos asociados a la producción eólica, con la generación efectiva de estas fuentes.

A partir de las simulaciones realizadas por el CDEC se obtienen las distintas trayectorias de generación para las fuentes eólicas. El siguiente gráfico presenta los estos resultados para los cuatro casos de penetración de ERNC anteriormente descritos.

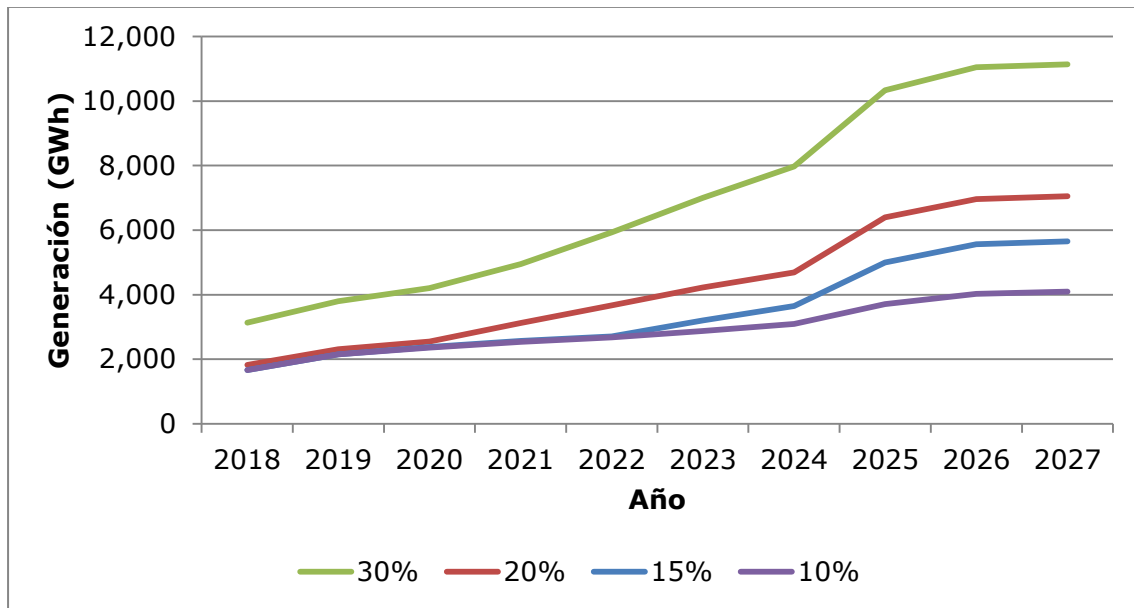


Figura 33: Generación simulada fuentes eólicas
Fuente: Elaboración Propia

Si bien esta generación viene en gran parte determinada por las decisiones de inversión para cada escenario, las cuales son exógenas al modelo, como se ha mencionado anteriormente: se considera que cada escenario representa una adaptación de corto plazo de la matriz energética chilena para cumplir con cuotas de generación de ERNC. En este sentido, el costo nivelado que se obtiene es de corto plazo, de acuerdo a la metodología propuesta por Ueckerdt [10].

Para calcular el costo de capital se utiliza una metodología similar a la presentada en la sección anterior, donde se considera la potencia instalada por año y se la combina a su costo unitario de inversión. Los valores obtenidos se presentan en el siguiente gráfico, señalando los millones de dólares invertidos en fuentes eólicas por año.

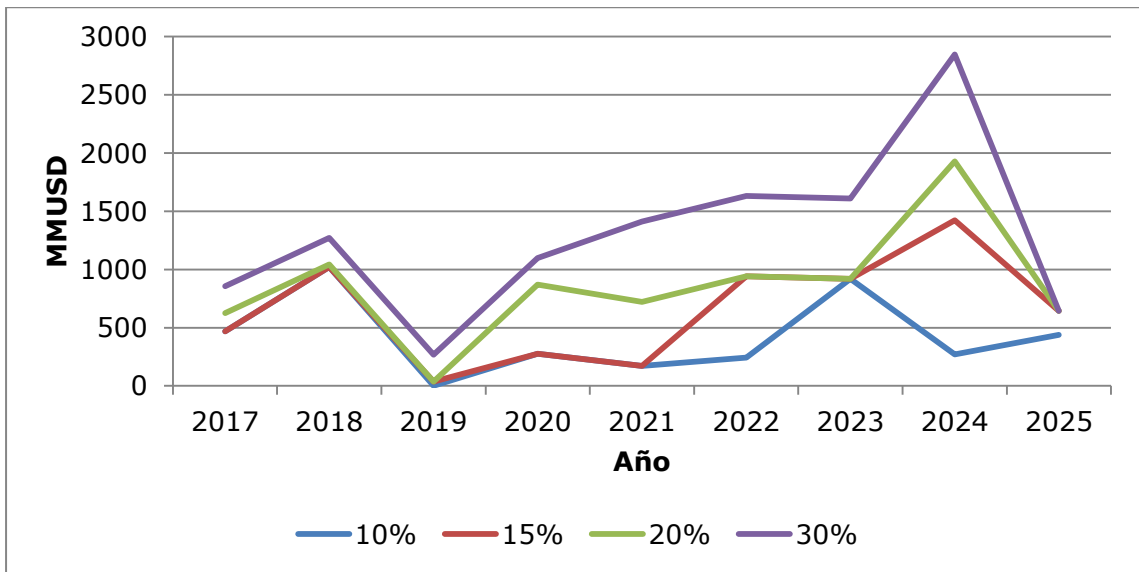


Figura 34: Inversión en generación eólica por año por nivel de ERNC
Fuente: Elaboración Propia

Como se ha señalado anteriormente, para estimar un LCOE que considere los costos asociados a la incorporación de estas fuentes en una matriz energética particular, a fin de dar cuenta de mejor manera el efecto de la intermitencia, en esta sección se calcula el LCOE como un diferencial con respecto al año base. Con esto se busca estimar cuánto cuesta subir una unidad de generación en base a esta tecnología en particular, con respecto al escenario base. En consecuencia se analizan los diferenciales de inversión y generación.

El siguiente gráfico presenta el incremento en la inversión para el caso de 15%, 20%, y 30%, con respecto a la inversión en fuentes eólicas realizada en 10% de penetración ERNC.

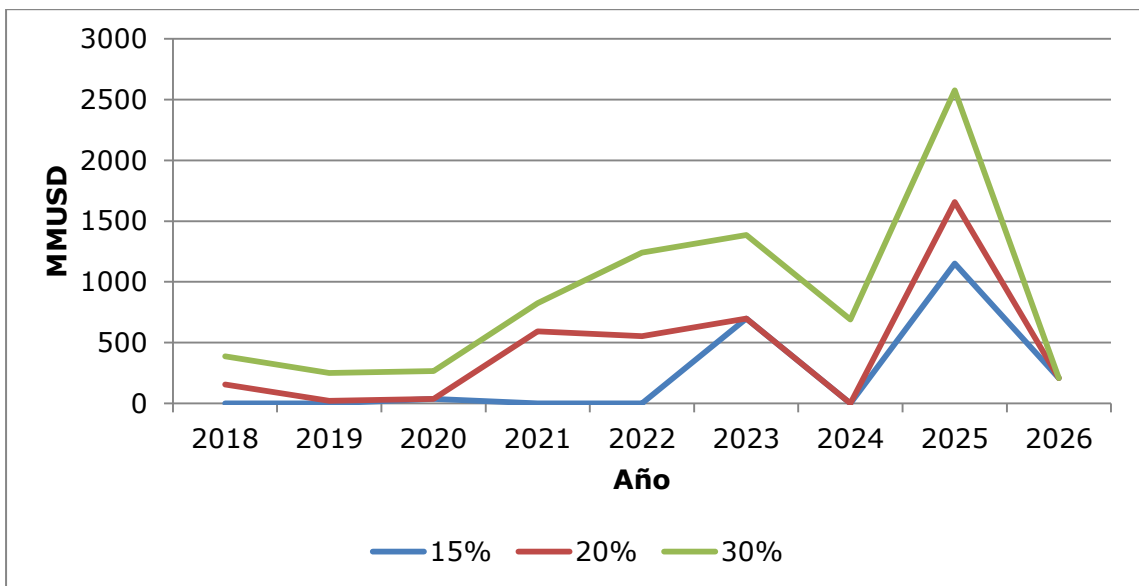


Figura 35: Inversión incremental fuentes eólicas con respecto a escenario base
Fuente: Elaboración propia

Se realiza el mismo ejercicio para el caso de la generación. En el siguiente gráfico se presenta el incremento en la generación eólica, producto de una mayor inversión e instalación de centrales.

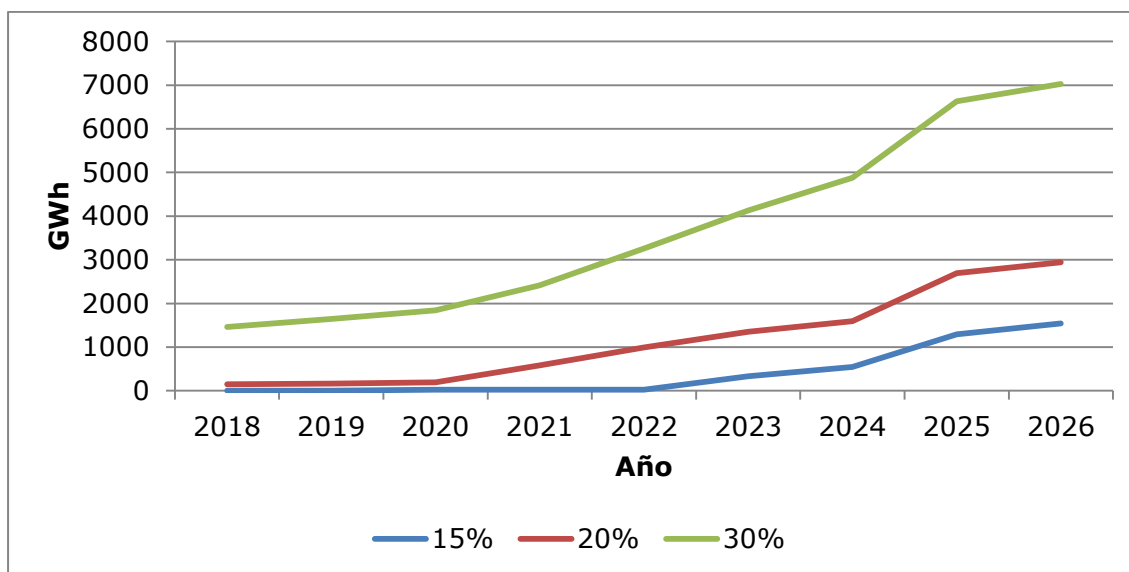


Figura 36: Generación incremental fuentes eólicas con respecto a escenario base
Fuente: Elaboración propia

Las inversiones, al igual que para la sección anterior, son anualizadas considerando pagos constantes durante 20 años, lo cual representa la vida útil de una turbina eólica [22], descontadas a una tasa de descuento del 10%, de acuerdo a los criterios utilizados por la CNE, anteriormente mencionados para el caso del valor presente de los costos totales.

A partir de la información de inversiones anualizadas y generación, se estima un costo de capital para la energía eólica, para una matriz que pasa del 10% al 15%, 20% y 30% respectivamente. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 12: Costo del capital, Energía Eólica
Fuente: Elaboración propia

Penetración de ERNC	Costo del Capital [US\$/MWh]
15%	\$ 117
20%	\$ 110
30%	\$ 110

Se observa que el costo del capital se mantiene relativamente constante a medida que se incorporan estas tecnologías en mayores escalas. Sin embargo, estos valores incluyen únicamente la inversión realizada en las fuentes eólicas. Es necesario considerar que también se debe tener una capacidad de respaldo que funcione durante los momentos en que estas

tecnologías intermitentes no estén entregando energía. Además de la inversión en transmisión.

Se utilizan los valores de la capacidad de respaldo necesaria para las fuentes eólicas calculada anteriormente, y se asocian a la generación de estas fuentes a forma de estimar el *Costo por Respaldo*. Los valores estimados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 13: Costo por Respaldo, Energía Eólica
Fuente: Elaboración propia

Penetración de ERNC	Costo por Respaldo [US\$/MWh]
15%	\$ 2.01
20%	\$ 2.21
30%	\$ 1.86

Se observa que los costos por respaldo, por unidad de energía generada, se reducen a mayores escalas. Esto se considera consecuencia de la reducción en la variabilidad producto de mayores penetraciones, mencionado anteriormente.

En cuánto a la inversión en transmisión, el análisis es similar a los casos anteriores, anualizando las inversiones, y sólo considerando una fracción del total invertido, correspondiente a la participación de las fuentes eólicas dentro de las ERNC (la otra fracción se la lleva la energía solar).

Esta inversión no incluye la necesaria para que la fuente renovable se conecte al sistema, sino que la necesaria en el sistema para poder transportar mayores cantidades de energía procedentes de regiones con mayor capacidad de generación eólica, por ejemplo, a los centros de consumo. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 14: Costo de transmisión I, Energía Eólica
Fuente: Elaboración propia

Penetración de ERNC	Transmisión [US\$/MWh]
15%	\$ 3.43
20%	\$ 0.89
30%	\$ 0.73

Para el caso de la inversión en transmisión para conectar la fuente renovable al sistema eléctrico, se consideran los estimados por la U.S. Energy Information Administration (EIA), de 3,2 dólares por MWh [23]. En consecuencia, se consideran los siguientes costos:

Tabla 15: Costo de transmisión II, Energía Eólica
Fuente: Elaboración propia

Penetración de ERNC	Transmisión [US\$/MWh]
15%	\$ 6.63
20%	\$ 4.09
30%	\$ 3.93

Para la determinación de costos de operación, se consideraron nuevamente las estimaciones realizadas por la EIA para el caso de Estados Unidos. En el caso del costo variable, se consideran 0 US\$/MWh debido al no uso de combustibles en el proceso. El costo fijo de operación y mantenimiento se fija en 13 US\$/MWh [23].

Combinando los costos por unidad de energía anteriormente calculados, se estima el LCOE de la incorporación incremental de la tecnología eólica para los escenarios anteriormente descritos.

Tabla 16: LCOE Energía Eólica
Fuente: Elaboración propia

<i>Escenario</i>	<i>Costo del Capital</i>	<i>Costo por Respaldo</i>	<i>Inversión en Transmisión</i>	<i>Costo de Operación y Mantenimiento</i>	<i>LCOE</i>
15%	\$ 117,09	\$ 2,01	\$ 6,63	\$ 13,00	\$ 138,73
20%	\$ 109,80	\$ 2,21	\$ 4,09	\$ 13,00	\$ 129,10
30%	\$ 110,53	\$ 1,86	\$ 3,93	\$ 13,00	\$ 129,32

Se observa en los resultados una leve tendencia a la baja a medida que se incorporan en mayor escala las tecnologías renovables. Sin embargo, se considera que es necesario un mayor análisis de los escenarios, considerando por ejemplo, costos unitarios de inversión que reflejen las tendencias en el tiempo, y a su vez, una mayor desagregación de los resultados obtenidos en las simulaciones.

A su vez, es necesario considerar que el valor de LCOE encontrado anteriormente, expresa un costo por unidad de energía generada. Si bien pueden existir ciertas economías de escala, el valor actual de los costos totales del sistema sigue siendo creciente a medida que haya una mayor penetración de las fuentes ERNC.

7.3.4. Costo Nivelado Energía Solar

En esta sección se presenta el mismo análisis, esta vez considerando el caso de la energía solar. Para el desarrollo de este indicador se utiliza la misma metodología que para el caso anterior. En primer lugar se presenta

información sobre la generación simulada, para después presentar las trayectorias de inversión de esta fuente, todo en comparación al escenario base del 10% ERNC.

En la siguiente figura se presentan las trayectorias de generación simulada para esta tecnología, señalando los 4 escenarios estudiados. Cabe señalar que bajo el escenario base del 10% la generación a partir de fuentes solares prácticamente no varía.

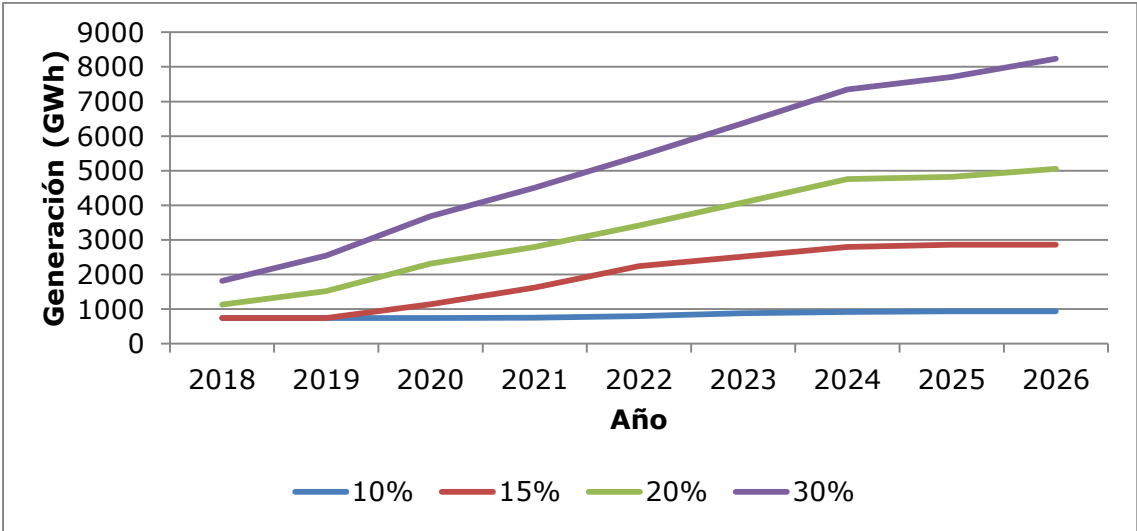


Figura 37: Generación simulada fuentes solares
Fuente: Elaboración Propia

En el siguiente gráfico, al igual que para la sección anterior, se presentan las trayectorias de inversión, considerando la potencia entrante por año y su costo unitario de inversión. Se anualizan las inversiones, considerando una vida útil de estas fuentes de 25 años [24], y la tasa de descuento del 10%, de acuerdo al criterio de la CNE.

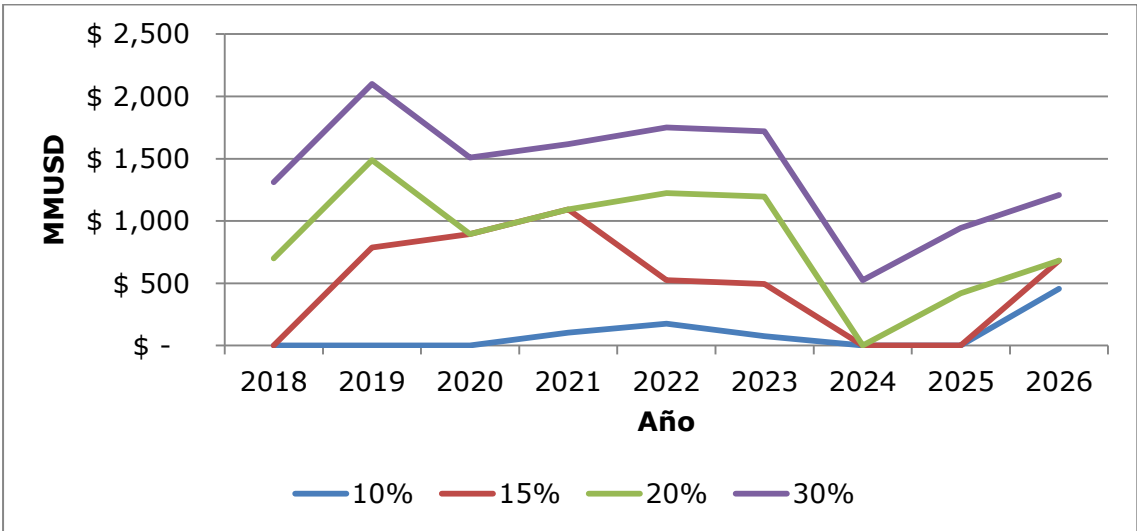


Figura 38: Inversión en generación solar por año por nivel de ERNC
Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos en cuanto al LCOE de esta tecnología, señalando los diferentes componentes de éste.

Tabla 17: LCOE Energía Solar
Fuente: Elaboración propia

<i>Escenario</i>	<i>Costo del Capital</i>	<i>Costo por Respaldo</i>	<i>Inversión en Transmisión</i>	<i>Costo de Operación y Mantenimiento</i>	<i>LCOE</i>
15%	\$ 162,06	\$ 1,32	\$ 5,46	\$ 42,00	\$ 210,84
20%	\$ 156,71	\$ 1,09	\$ 3,31	\$ 42,00	\$ 203,11
30%	\$ 160,78	\$ 0,92	\$ 2,42	\$ 42,00	\$ 206,11

A diferencia del caso anterior, no existe una tendencia a la disminución del costo por MWh a medida que haya una mayor penetración de estas fuentes. Si bien existen ahorros en cuanto a la inversión en transmisión y el respaldo, el costo de capital se mantiene relativamente constante para todos los niveles.

Se infiere que esto puede deberse a que a mayores niveles de incorporación de las fuentes solares, la reducción de la variabilidad no es tan significativa como para el caso eólico, teniendo como consecuencia que no se beneficie mayormente su interacción con las otras tecnologías generadoras. En este sentido, la incorporación de las fuentes solares impone otro tipo de desafíos al planificador. El efecto que tiene la intermitencia de este tipo de fuentes sobre el resto del sistema no parece ser tan determinante en la elección de esta tecnología. Considerando sus altos costos de capital, uno de los mayores desafíos está en el aumento del factor de planta de esta tecnología.

7.4. Reducción de Emisiones de GEI

En el presente capítulo se presentan los resultados en cuanto a la estimación del impacto ambiental que tiene la incorporación de las fuentes eólicas y solares bajo los diferentes escenarios estudiados. En una primera sección se presentan los resultados en cuanto a la reducción producto de la disminución del uso de combustibles fósiles, analizando el efecto de la intermitencia a partir de datos históricos. En la segunda sección de este capítulo se presentan brevemente los resultados considerando las emisiones incurridas durante ciclo de vida de ambas tecnologías, estimadas a partir del LCA.

7.4.1. Reducción de Emisiones por Escenarios

En esta sección se calcula la reducción de emisiones de CO_2 debido a la disminución de la generación de centrales en base a combustibles fósiles. Para cada escenario se estima las emisiones por año, considerando los factores de emisión por MWh generado, para cada tecnología, de acuerdo a las estimaciones realizadas por la Asociación Chilena de Eficiencia Energética

(AChEE) para el año 2010 [25]. Estos factores son presentados en la siguiente tabla, señalando las toneladas de dióxido de carbono por cada MWh generado.

Tabla 18: Factores de Emisión (tCO₂/MWh)
Fuente: Agencia Chilena de Eficiencia Energética (2010)

	Factor de Emisión (tCO ₂ /MWh)
Biomasa	0,046
Carbón	0,968
Diesel	0,758
GNL	0,667

Si bien estos factores cambian a medida que se modifica la matriz energética, y ya no representan de tan buena forma al SIC en tanto están ajustados al 2010, se considera una mejor aproximación que utilizar los factores de emisión propuestos por la literatura para cada tecnología. Se considera que para futuros desarrollos, este punto debe refinarse.

En el siguiente gráfico se presentan los resultados obtenidos de la combinación de estos factores con las trayectorias de generación por escenario, obtenidas a través de las simulaciones. Se señalan las toneladas de CO₂ por año, por escenario.

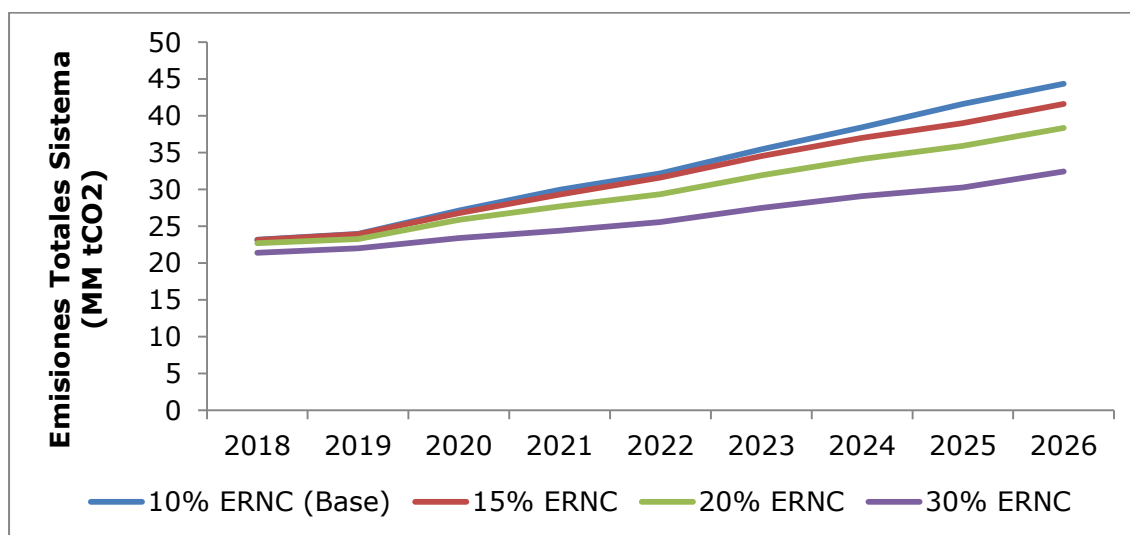


Figura 39: Emisiones de CO₂ por año, por escenario ERNC
Fuente: Elaboración Propia

Se observa, según lo esperado, que a una mayor penetración de fuentes renovables no convencionales, mayor es la reducción de emisiones del sistema eléctrico. Esto pues básicamente se reemplaza la generación de fuentes como el carbón, principalmente, por la generación eólica y solar, a la cual no se le atribuyen emisiones producto de la generación.

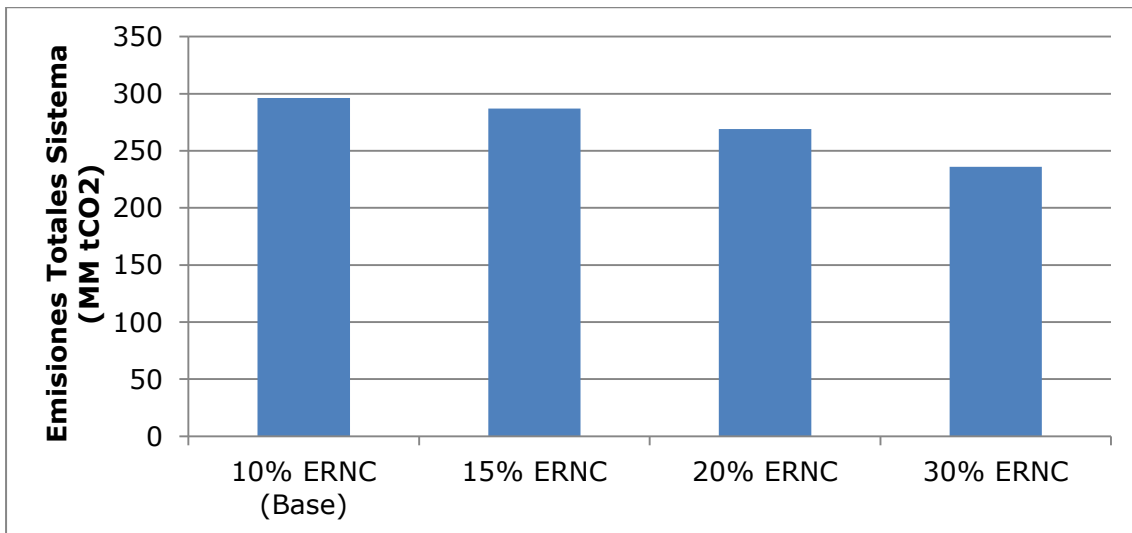


Figura 40: Emisiones totales periodo 2018-2026 por escenario ERNC
Fuente: Elaboración propia

En la figura anterior se presentan los mismos resultados, acumulados para todo el periodo estudiado (de 2018 a 2026). Nuevamente se observa la tendencia que a una mayor penetración de fuentes renovables, el sistema genera menos emisiones de dióxido de carbono.

En la siguiente figura se presentan las reducciones de emisiones con respecto al escenario base del 10%, considerando el total de emisiones del periodo acumulado.

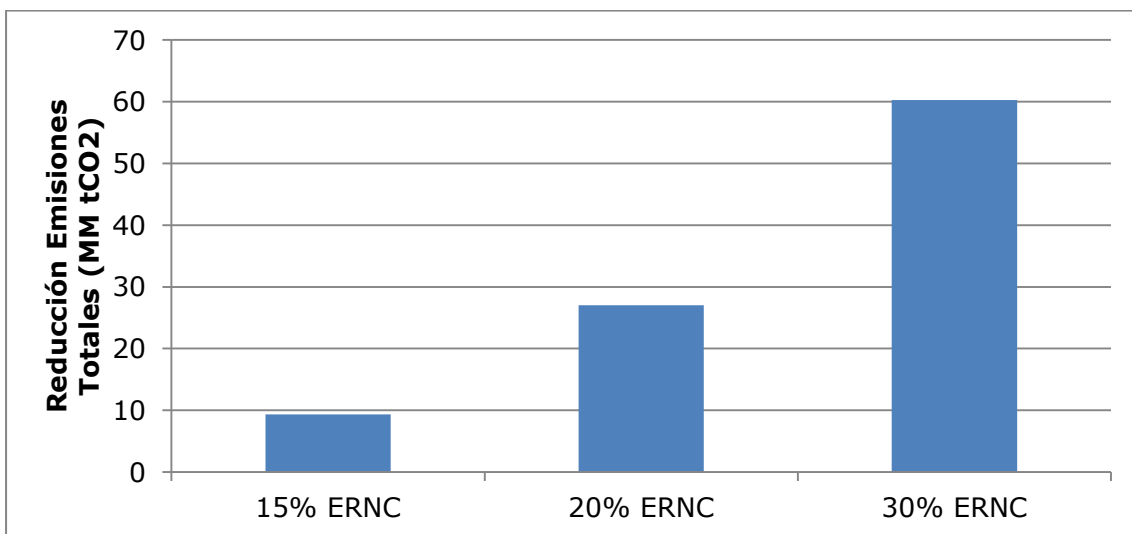


Figura 41: Reducción emisiones totales con respecto al escenario base (10% ERNC)
Fuente: Elaboración propia

Se observa que en el caso del 15%, se redujo en 10 millones de toneladas las emisiones de CO_2 a la atmósfera. En el escenario del 20%, dicha reducción crece a 25 millones con respecto al caso base; mientras que en el 30%, las reducciones se ven reducidas en 60 millones.

A su vez, se observa que el aumento en las reducciones por cada porcentaje de generación ERNC extra, no sigue una tendencia lineal. Para el caso de aumentar en 5% las fuentes renovables (de 10% a 15%), el ratio es de 2 millones de toneladas de CO_2 por cada aumento porcentual; para el caso de aumentar en 10% con respecto al escenario base, dicho ratio pasa a ser de 2,5 millones de toneladas; mientras que para el aumento del 20% (escenario del 30% ERNC), es de 3 millones de toneladas por cada variación porcentual.

7.4.2. Emisiones de ciclo de vida

En esta sección se presenta el análisis de las emisiones durante el ciclo de vida de las turbinas eólicas y paneles solares, producto de su elaboración, uso y reciclaje, de acuerdo a la metodología de LCA anteriormente mencionada en el marco teórico. En una primera parte se presenta el caso de las fuentes eólicas, mientras que en la segunda se analizan las fuentes solares.

La estimación de las emisiones en esta sección se basa en los resultados de los LCA presentados por los fabricantes de las tecnologías e investigadores del área, en los cuales se detallan las diferentes etapas de producción con sus gastos energéticos y emisiones asociadas. En el caso de las fuentes eólicas se consideró utilizar el estudio de LCA de las turbinas Vestas de 2MW, desarrollado por Peter Garret y Klaus Ronde para Vestas Wind Systems S.A., en tanto proyectos que forman parte del plan de obras presentado por la CNE, como por ejemplo Monte Redondo, utilizarán esta tecnología en sus instalaciones [26].

En el informe de Vestas se señala que estas turbinas emiten $9,7 \text{ g } CO_2/kWh$ en los procesos de producción, uso, y reciclaje [27]. Considerando este valor, y la generación simulada presentada anteriormente para las fuentes eólicas, se estiman las emisiones producto del ciclo de vida. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico, señalando los millones de toneladas de CO_2 asociadas a la instalación de turbinas para cada escenario.

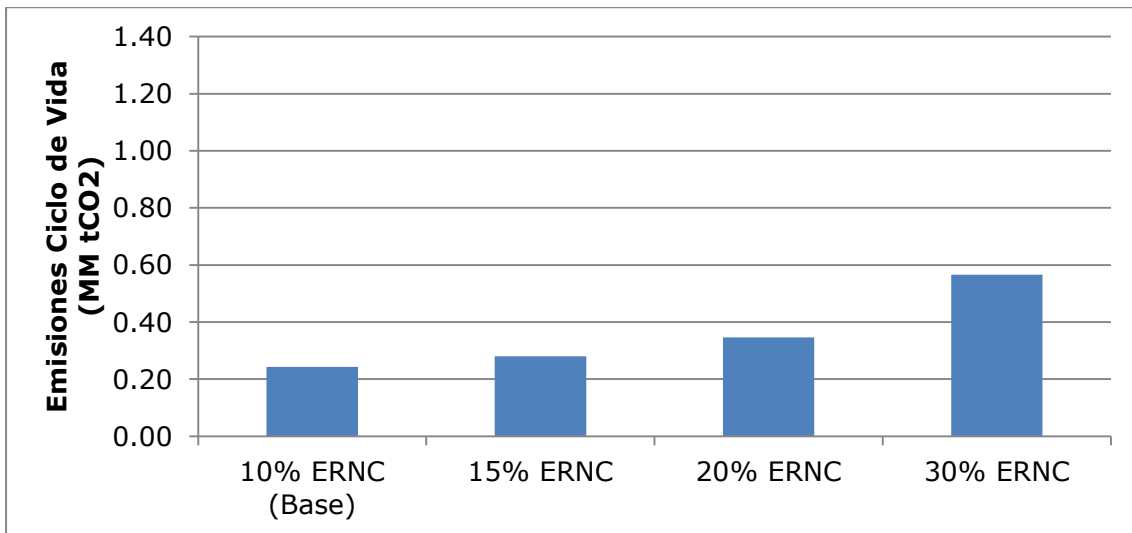


Figura 42: Emisiones ciclo de vida fuentes eólicas
Fuente: Elaboración propia

Se observa, según lo esperado, que el escenario base, el cual presenta una menor incorporación de turbinas eólicas es el caso en el cual se tienen menores emisiones producto del ciclo de vida de las centrales eólicas. Siguiendo la misma lógica, el escenario del 30% presenta las mayores emisiones asociadas a este ítem.

En el caso de las fuentes solares se consideró la información presentada por un grupo de investigadores en India, los cuales estudian las emisiones producto del ciclo de vida de la elaboración, uso y reciclaje de los paneles fotovoltaicos utilizados para la generación solar, utilizando la metodología de LCA. Ellos determinan, entre otros resultados, un factor de emisión de 26,4 $g CO_2/kWh$ para esta tecnología [28]. Los resultados, que combinan este factor con la generación simulada, se presentan en el siguiente gráfico:

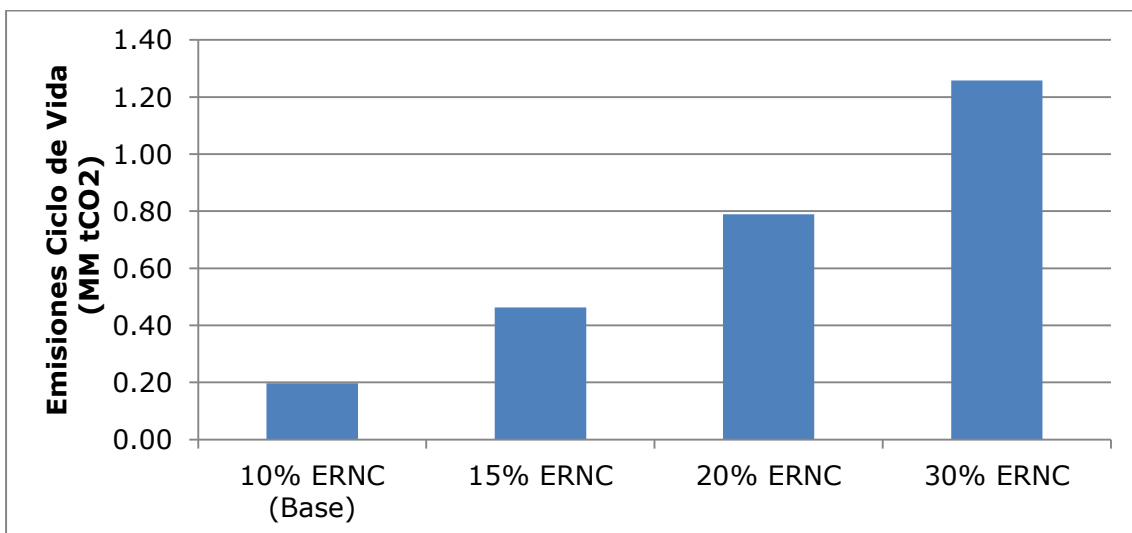


Figura 43: Emisiones ciclo de vida fuentes solares
Fuente: Elaboración propia

Se observa que las emisiones producto del ciclo de vida de las fuentes solares son mayores a las de las fuentes eólicas. Esto se debe básicamente a que la elaboración de paneles solares es mucho más contaminante y exigente de energía que las turbinas eólicas. Por otro lado, al igual que para el caso anterior, las emisiones aumentan a medida que se incorpora en mayor escala esta tecnología.

7.4.3. Efecto sobre otras fuentes generadoras

Una de las hipótesis desarrolladas en esta memoria es la que la intermitencia tiene un efecto negativo sobre la generación en base a otros combustibles como el carbón, diesel, o gas. Se supone que para cada central existe un nivel óptimo de generación por fuera del cual los consumos de combustible serían mayores por unidad de generación.

Para analizar este efecto se consideró la información de despachos anuales de energía presentados por el CDEC-SIC a través de su sitio web [29], y los reportes de uso de combustibles presentados en el anuario [30].

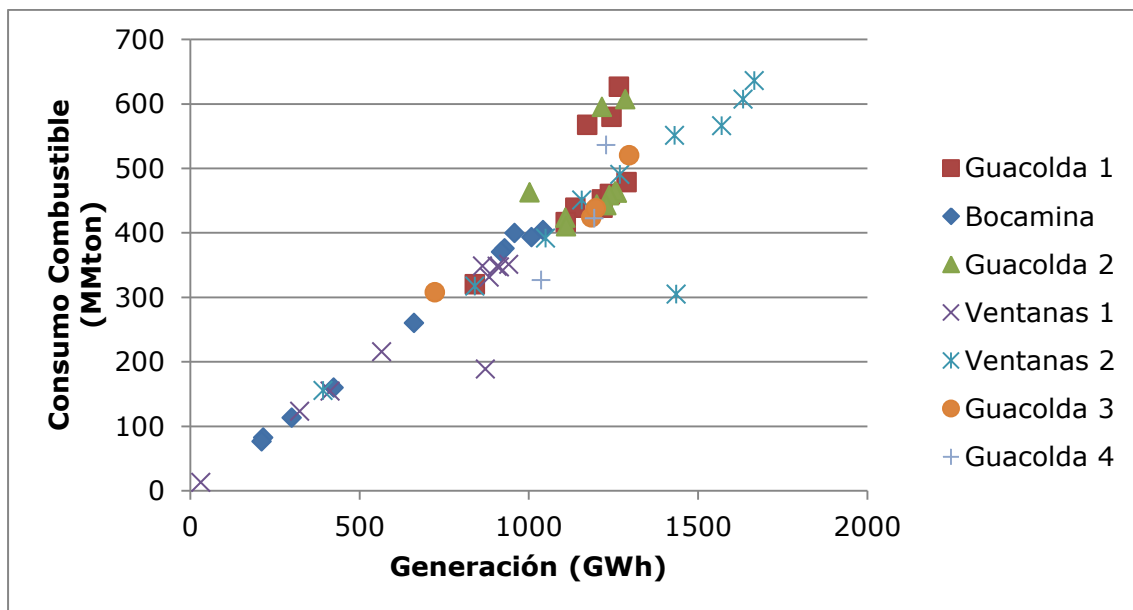


Figura 44: Consumo de Combustible vs. Generación, Centrales a Carbón
Fuente: Elaboración propia en base a información del CDEC-SIC

En el gráfico anterior se expresa el consumo de combustible histórico (en millones de toneladas de carbón) con respecto a la generación eléctrica de cada central. Cada punto representa los valores de combustible y generación por año para cada central.

Se observa una cierta tendencia lineal en los datos. Esto quiere decir, que a diferentes escalas de generación, el combustible utilizado por unidad de electricidad generada es similar: para generar 1 GWh se necesita aproximadamente 0,4 toneladas de carbón. De esta forma, se rebate en

parte la hipótesis que a menores niveles de generación eléctrica, el consumo de carbón por unidad producida es mayor. Sin embargo, el efecto contrario parece ser un poco más difuso: a mayores niveles de generación el uso de combustible presenta una mayor variabilidad, señalando que es posible que a mayores niveles de producción, el consumo unitario de combustible sea mayor.

En consecuencia, se considera que la reducción del factor de planta de centrales a carbón, producto de una mayor generación a partir de fuentes ERNC no presenta en sí una ineficiencia en cuanto al consumo de combustibles. Sin embargo, es necesario considerar que el reducir el factor de planta de estas centrales también representa un costo en tanto se debe pagar por una capacidad ociosa en el sistema.

De todas formas, este análisis considera únicamente la generación anual. Se señala que la intermitencia, y una mayor variación en la producción de energía, si bien puede no tener un gran efecto sobre el uso de combustibles, puede aumentar los costos fijos de las centrales en tanto es necesario realizar mantenciones de forma más frecuente.

7.5. Costos de Abatimiento

En esta sección se presentan brevemente los resultados en cuanto a los costos de abatimiento asociados a la incorporación de las fuentes eólicas y solares a la matriz energética chilena bajo los diferentes escenarios estudiados.

Tabla 19: Costo de Abatimiento
Fuente: Elaboración propia

Escenario	Reducción Emisiones (tCO₂)	Emisiones LCA (tCO₂)	Costo Adicional (tCO₂)	Costo de Abatimiento (USD/ tCO₂)
10% (Base)	-	-	\$ -	
15%	9.322.778	302.902	\$ 1.115.081.882	124
20%	27.019.094	695.879	\$ 2.225.712.328	85
30%	60.251.441	1.384.018	\$ 4.582.696.815	78

Como se ha señalado anteriormente, el costo de abatimiento vincula los gastos asociados a la implementación de tecnologías que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este indicador se estima combinando las reducciones de emisiones (disminución del uso de combustibles fósiles e impacto ambiental asociado al ciclo de vida de las instalaciones) con el costo que se tiene la mayor incorporación de estas energías, para el sistema. Todo esto se hace en referencia al caso base del 10% de ERNC.

Si se decide incorporar un 20% de energías renovables no convencionales para reducir las emisiones de CO_2 del sistema eléctrico chileno, por ejemplo, en total se estará pagando 85 dólares aproximadamente por cada tonelada que se reduce.

Se observa a partir de los resultados que las economías de escala evidenciadas en la sección del impacto económico y ambiental, se reflejan en la reducción de los costos de abatimiento de GEI. Sin embargo, y al igual que para el caso del LCOE, el costo total sigue siendo creciente con respecto a la penetración de las fuentes ERNC.

Comparando estos resultados con respecto a las estimaciones realizadas en estudios de la OCDE para Chile en su informe *Effective Carbon Prices*, se observa que el rango calculado en esta memoria es mayor a los valores presentados por la OCDE. Este organismo estimó que el costo de abatimiento para el sector de generación eléctrico en Chile se situaba en un rango entre los 13 a 65 dólares [31]. Se considera que parte de estas diferencias pueden provenir de los costos de capital utilizados, siendo en esta memoria valores constantes de acuerdo a los criterios de la CNE.

8. Conclusiones

A partir de los resultados estimados en los capítulos anteriores se concluye que la incorporación de fuentes renovables no convencionales intermitentes como lo son las tecnologías eólica y solar tiene un impacto económico significativo para el sistema eléctrico chileno. En un escenario base actual, donde la generación a partir de estas fuentes alcanza el 10%, se estimó que el valor presente del costo de generación, inversión en centrales, y de la inversión en transmisión y capacidad de respaldo es de aproximadamente 20 mil millones de dólares, para el periodo entre los años 2018 y 2026.

Para aumentar dicha participación de las fuentes de ERNC en un 5% y pasar de 10% a 15%, se estimó que se debe incurrir en un costo adicional de 1.100 millones de dólares para todo el sistema, principalmente asociado a la inversión en centrales eólicas y solares, aun considerando los ahorros en cuanto a costos variables asociados al uso de combustibles fósiles.

En caso de aumentar en 10% la participación de las fuentes de ERNC con respecto al año base, y pasar a tener un 20%, el valor presente asociado a las inversiones en centrales, costos de generación, e inversiones en transmisión y respaldo, es de 22.500 millones de dólares aproximadamente, 2.225 millones superior al escenario base. En cuanto al escenario del 30% de generación a partir de fuentes renovables, el valor presente es de 4.500 millones de dólares sobre el caso base, dando un total de 24.800 millones de dólares aproximadamente.

El efecto que tienen estos costos adicionales sobre el precio de la energía en promedio para el periodo estudiado se cuantificaron concluyendo que, para el escenario actual del 10%, el costo medio de la electricidad sería de aproximadamente 89 dólares por MWh. Al aumentar la participación de las fuentes ERNC en generación a un 15%, 20% y 30%, el costo medio de la energía aumenta a 91, 94 y 99 dólares por MWh respectivamente.

Si bien se ha señalado que estos resultados pueden variar en cuanto al pago por capacidad instalada previamente, se considera que los valores de aumentos relativos con respecto al escenario base son resultados robustos. Estos valores representan los costos adicionales que presenta el sistema con respecto al escenario base para alcanzar las metas ERNC, repartidos en la generación total del SIC. Básicamente se concluye que al pasar de un 10% a 15%, 20% y 30%, los costos por MWh aumentarán en \$2, \$5 y \$10.

Por otro lado, si se quiere aislar este costo adicional, repartiéndolo únicamente en la generación de las fuentes ERNC a fin de observar los costos en cuanto a su interacción con el resto del sistema, se estiman los costos de incorporación. Para el escenario del 15%, el costo de incorporación se estima de 155 dólares por MWh; para el del 20%, dicho costo se reduce a 123

dólares; mientras que para el escenario del 30% la reducción es mayor, alcanzando un valor de 110 dólares por MWh incorporado a la matriz energética chilena, con respecto al escenario base.

Esto evidencia la existencia de ciertas economías de escala asociadas a la incorporación de estas tecnologías en generación. A mayores tasas de penetración de las fuentes renovables, la inversión en transmisión es menor por unidad de energía generada en tanto se comparte esta infraestructura. A su vez, en cuanto a la capacidad de respaldo necesaria para hacer frente a la intermitencia de estas fuentes, se realizaron simulaciones las cuales presentan que a mayores niveles de generación eólica, la variabilidad total del sistema se reduce.

Sin embargo, los beneficios de incorporar estas fuentes son diversos. Sin entrar en detalle, se considera que una mayor penetración de estas fuentes aumenta la seguridad del sistema en tanto se reduce la dependencia a combustibles fósiles, provenientes del extranjero, los cuales, como el caso del gas argentino en 2007, pueden pasar por periodos de inestabilidad. Aun considerando la necesidad de una capacidad de respaldo, se estima que implementar estas tecnologías es un aumento en el uso de los recursos naturales propios del país.

Por otro lado, se determinó que la reducción en las emisiones de dióxido de carbono, producto de la quema de combustibles fósiles para generar electricidad, es de 9 millones de toneladas más por pasar de un 10% a 15% de generación por fuentes de ERNC. Dicha reducción aumenta a 26,3 millones de toneladas para el escenario del 20%; y a 58,8 millones de toneladas. Esto tiene como consecuencia que la eficiencia de las inversiones realizadas en estas fuentes, con el fin de reducir las emisiones de CO_2 sean de \$124, \$85, y 78 dólares por tonelada de CO_2 respectivamente.

En este sentido, se propone como estudio posterior evaluar la eficiencia de estas medidas de mitigación considerando los beneficios generados por las reducciones de emisiones en cuanto a salud, por ejemplo. En particular, se considera que uno de los mayores beneficios que se producen en salud no es de las emisiones de CO_2 directamente, sino de la reducción del material particulado.

Con la información generada a partir de este estudio se pretende ayudar a la toma de decisiones con respecto a la implementación de estas tecnologías. Existe una serie de otros factores a considerar además del impacto económico y ambiental, como puede ser por ejemplo el desarrollo estratégico del país, queriéndose dar más impulso al uso de recursos locales, o incluso generar más desarrollo en regiones a partir de este tipo de proyectos energéticos. Sin embargo, se considera que las estimaciones realizadas aportan a la discusión, y deben ser complementadas con más estudios e información, considerando los alcances y limitaciones que éstas poseen.

9. Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, "Estrategia Nacional de Energía 2012-2030," Santiago, 2012.
- [2] La Tercera. (2013, Octubre) [Online]. <http://www.latercera.com/noticia/negocios/2013/10/655-547004-9-gobierno-promulga-ley-que-impulsa-las-ernc-y-publica-entrada-en-vigencia-de-ley.shtml>
- [3] La Tercera. (2013, Octubre) [Online]. <http://www.latercera.com/noticia/politica/2013/09/674-541023-9-bachelet-reafirma-compromiso-de-lograr-un-30-de-presencia-de-energias-renovables.shtml>
- [4] European Wind Energy Association, "Powering Europe: wind energy and the electricity grid," Noviembre 2010.
- [5] IEA Wind, "2010 Annual Report," IEA , 2011.
- [6] Vladislav Akhmatov and Hans Knudsen, "Large penetration of wind and dispersed generation into Danish power grid," *Electric Power Systems Research*, pp. 1228-1238, 2007.
- [7] Ignacio J. Pérez-Arriaga, "Managing large scale penetration of intermittent renewables," 2011.
- [8] Der Spiegel. (2013, Octubre) [Online]. <http://www.spiegel.de/international/germany/commentary-why-germany-is-waging-its-green-revolution-wrong-a-929693.html>
- [9] Centro de Energías Renovables (CER), "Reporte CER," CORFO, Santiago, Reporte Mensual 2013.
- [10] Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer, and Ottmar Edenhofer, "System LCOE: What are the costs of variable renewables?," *Energy*, vol. 63, pp. 61-75, Diciembre 2013.
- [11] CNE, "Programa de obras de generación y transmisión de los sistemas interconectados central (SIC) y del norte grande (SING)," Ministerio de Energía, Informe Técnico Anual 2013.
- [12] CDEC-SIC. (2013) CDEC-SIC. [Online]. https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=1&contenido_id=000001
- [13] Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030, "Escenarios Energéticos Chile 2030," Santiago, 2013.
- [14] CDEC-SIC, "Anuario 2012," CDEC-SIC, Santiago, Informe Anual 2013.
- [15] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), "Renewables 2013: Global Status Report," REN21, 2013.
- [16] Ministerio de Energía, "Agenda de Energía," Gobierno de Chile, Santiago, 2014.
- [17] EnerNex Corporation, "Eastern Wind Integration and Transmission Study," The National Renewable Energy Laboratory, 2010.

- [18] Scientific Applications International Corporation (SAIC), "Life Cycle Assessment: Principles and Practice," U.S. Environmental Protection Agency, 2006.
- [19] OECD, "Effective Carbon Prices," OECD Publishing, 2013.
- [20] Capablanca Ltda., "Estudio de actualización del modelo de estimación de la tasa social de descuento en el marco del sistema nacional de inversiones de Chile," Ministerio de Desarrollo Social, 2014.
- [21] AChEE. (2010) Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE). [Online]. <http://www.acee.cl/recursos/herramientas-interactivas/factores-de-emisi%C3%B3n-sic-y-sing-para-proyectos-mdl>
- [22] IEA Coal Industry Advisory Board, "Power Generation from Coal," IEA, 2010.
- [23] Andrew Mills et al., "Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System," Lawrence Berkeley National Laboratory, Mayo 2010.
- [24] CDEC-SIC, "Anuario 2013," CDEC-SIC, Santiago, Informe Anual 2014.
- [25] EWEA, "Wind Energy - The Facts: Costs & Prices," European Wind Energy Association, 2005.
- [26] EIA, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014," U.S. Energy Information Administration, 2014.
- [27] REN21, "Renewables 2013 Global Status Report," Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2013.
- [28] GDF SUEZ. Parque Eólico Monte Redondo. [Online]. <http://www.eolicamonteredondo.cl/>
- [29] Peter Garrett and Klaus Ronde, "Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0MW Gridstreamer Wind Plant," Vestas Wind Systems, LCA 2011.
- [30] A.F. Sherwani, J.A. Usmani, and Varun, "Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 540-544, 2010.
- [31] CDEC-SIC. <http://www.cdec-sic.cl>. [Online]. http://www.cdec-sic.cl/est_operativa_privada.php
- [32] CDEC-SIC, "2003-2012: Estadísticas de Operación," Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, 2013.
- [33] ENFORCE. [Online]. <http://www.enforce-eeen.eu/esp/category/tecnologias/energia-solar-fotovoltaica/>
- [34] Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunmar Luderer, and Ottmar Edenhofer, "System LCOE: What are the costs of variable renewables?," *Energy*, vol. 63, pp. 61-75, Diciembre 2013.

10. Anexo y apéndices

10.1. Matriz energética SIC 2012

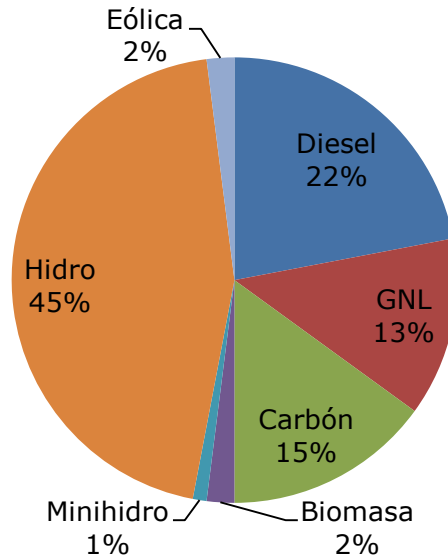


Figura 45: Matriz energética SIC 2012
Fuente: Escenarios energéticos Chile 2030

10.2. Matriz energética SING 2012

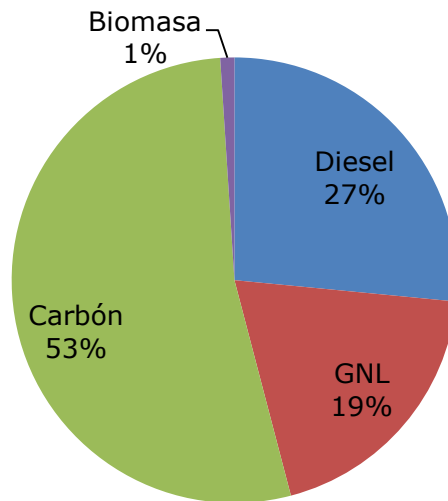


Figura 46: Matriz energética SING 2012
Fuente: Escenarios energéticos Chile 2030

10.3. Precios spot de la electricidad SIC-SING

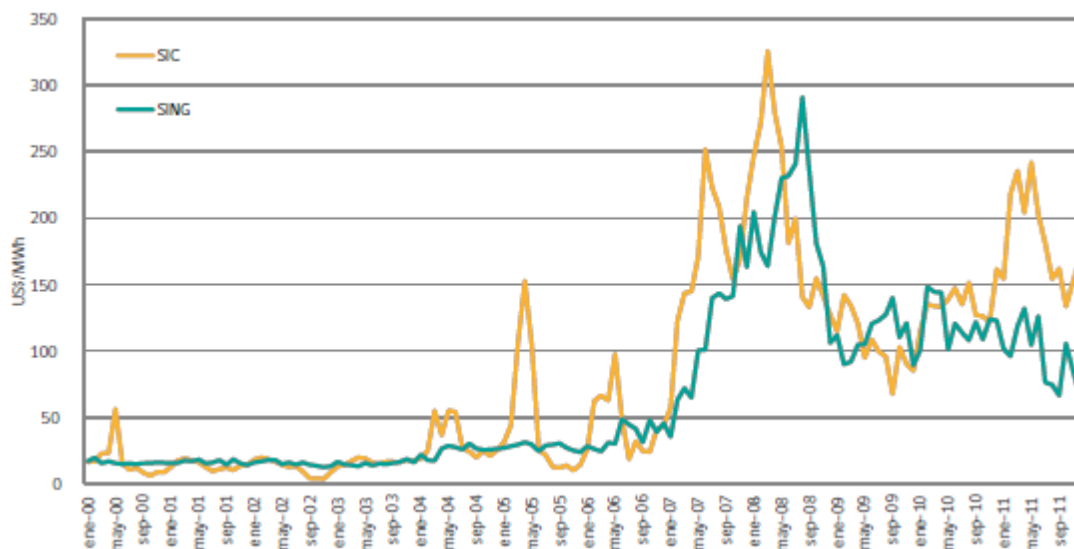


Figura 47: Precios spot de la electricidad SIC-SING
Fuente: Ministerio de Energía, CDEC-SIC y CDEC-SING

10.4. Matriz energética nacional periodo 2000-2011 (SIC-SING)

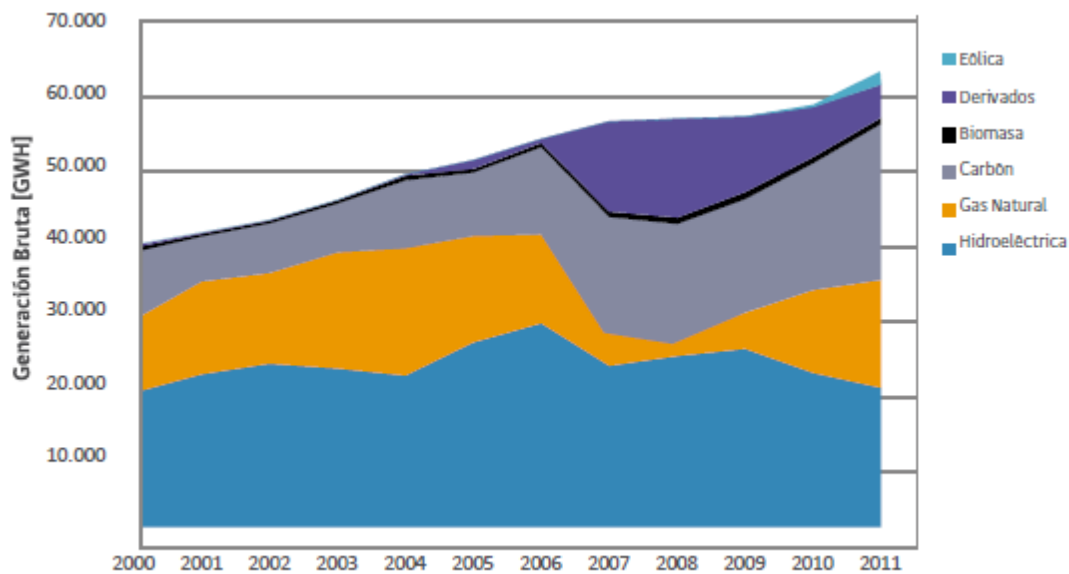


Figura 48: Matriz energética periodo 2000-2011 (SIC y SING)
Fuente: Ministerio de Energía, CDEC-SIC y CDEC-SING

10.5. Demanda eléctrica nacional periodo 2000-2030 (SIC-SING)

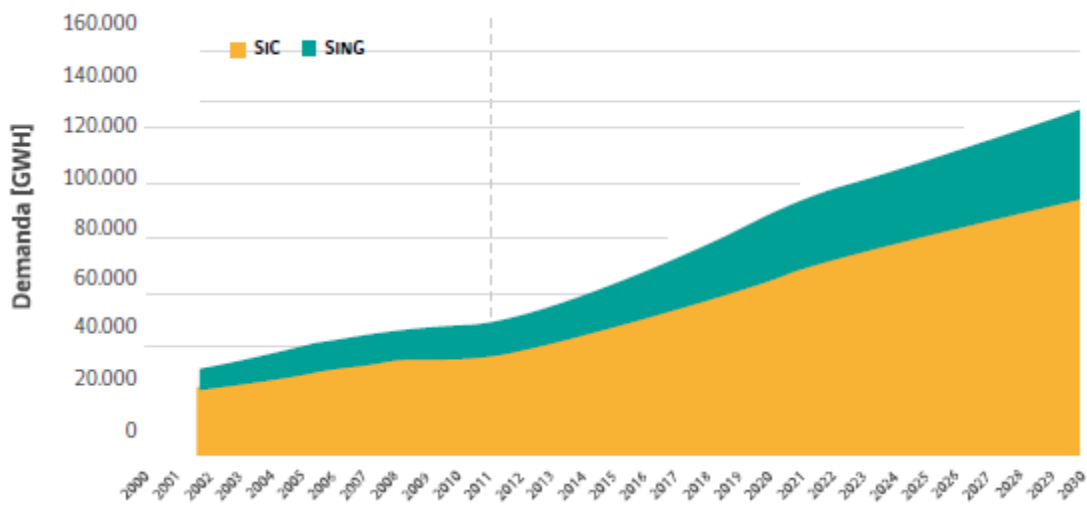


Figura 49: Demanda eléctrica nacional periodo 2000-2030 (SIC y SING)
Fuente: CNE y Ministerio de Energía

10.6. Esquema de una turbina eólica

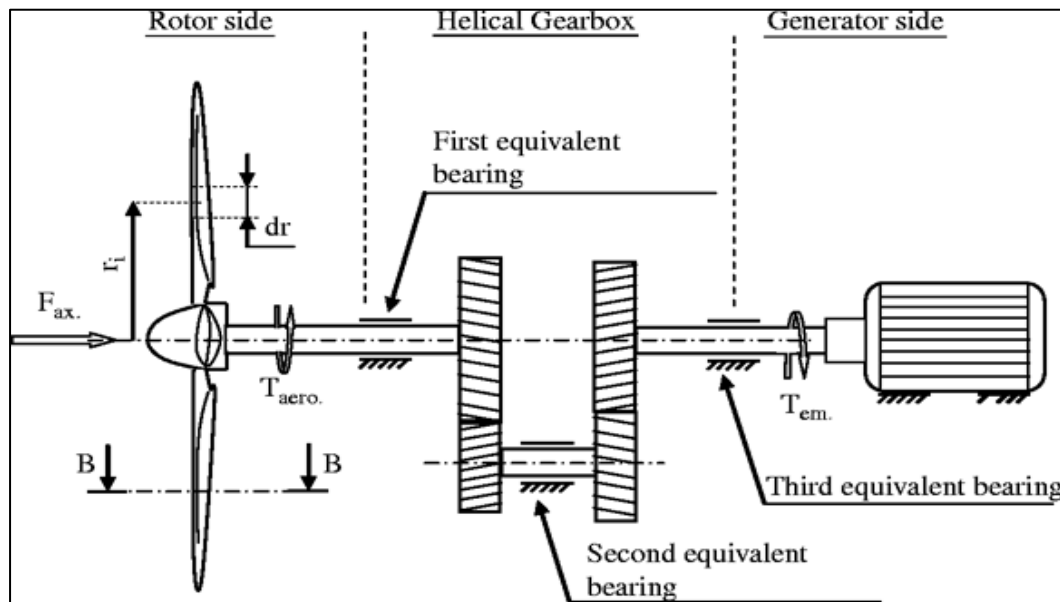


Figura 50: Esquema de turbina eólica
Fuente: "Effects of aerodynamic excitations on the dynamic behavior of helical gear system", Emeraldinshigt.

10.7. Esquema técnico de un panel fotovoltaico

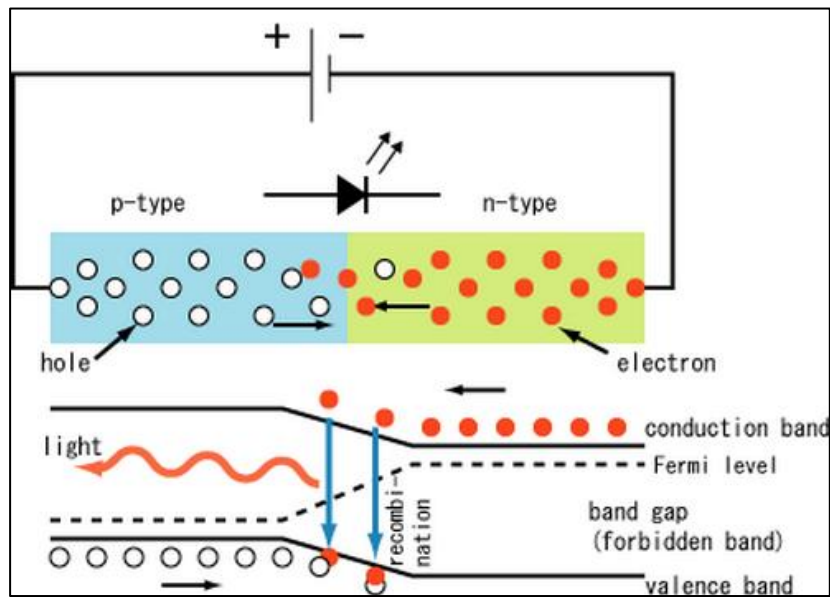


Figura 51: Esquema técnico panel fotovoltaico
Fuente: Sitio web ENFORCE [31]

10.8. Esquema del LCA

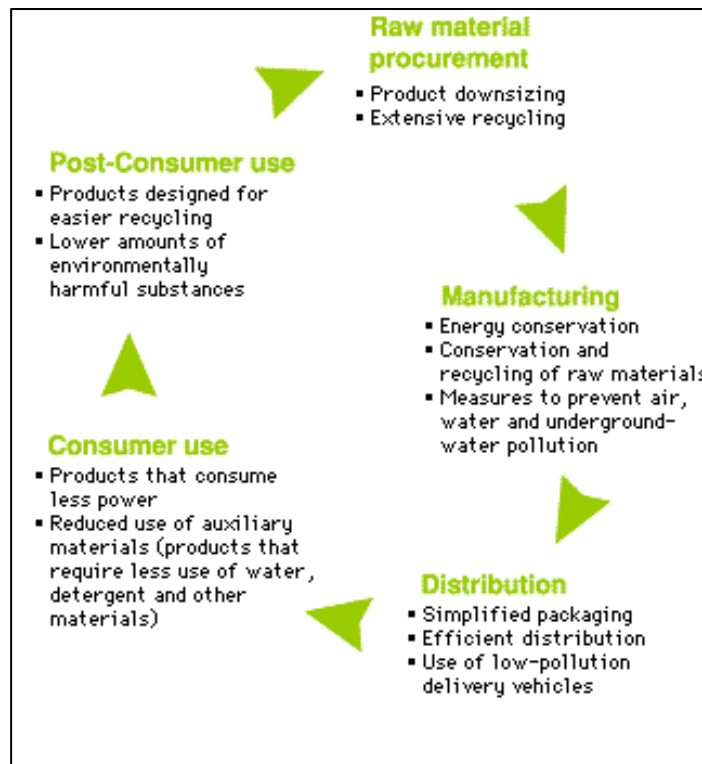


Figura 52: Esquema LCA
Fuente: The Global Development Research Center

10.9. Generación Escenario 15% ERNC

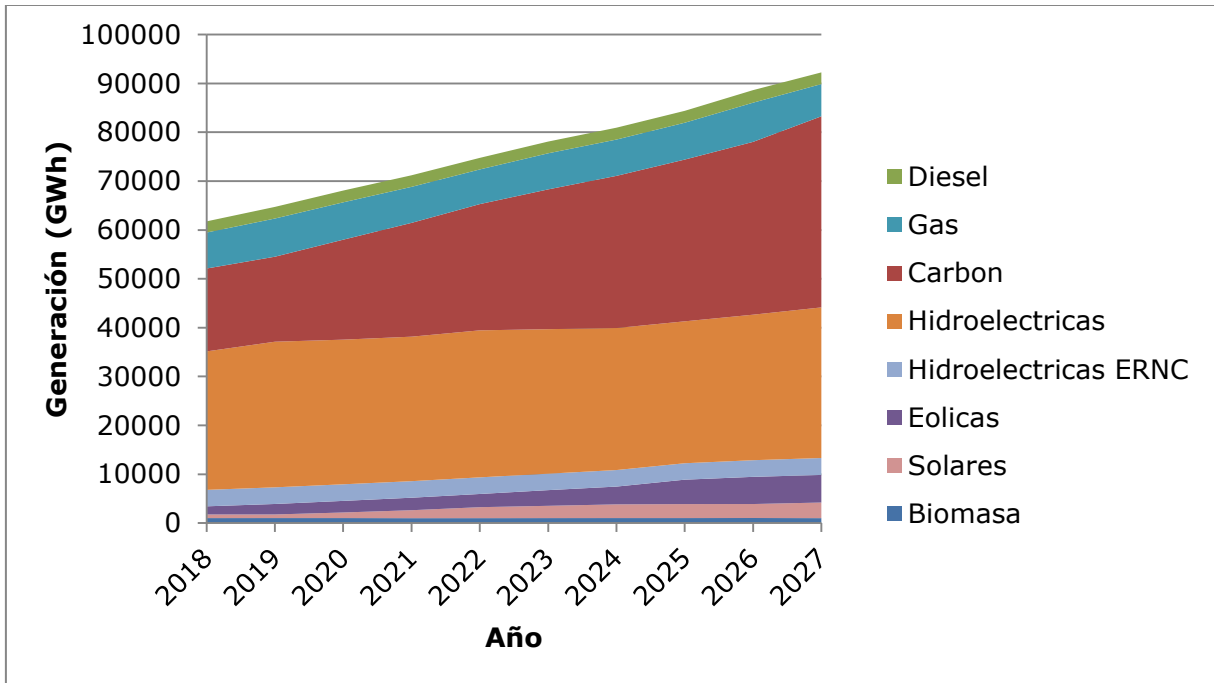


Figura 53: Generación simulada por fuente, escenario 15% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

10.1. Generación Escenario 20% ERNC

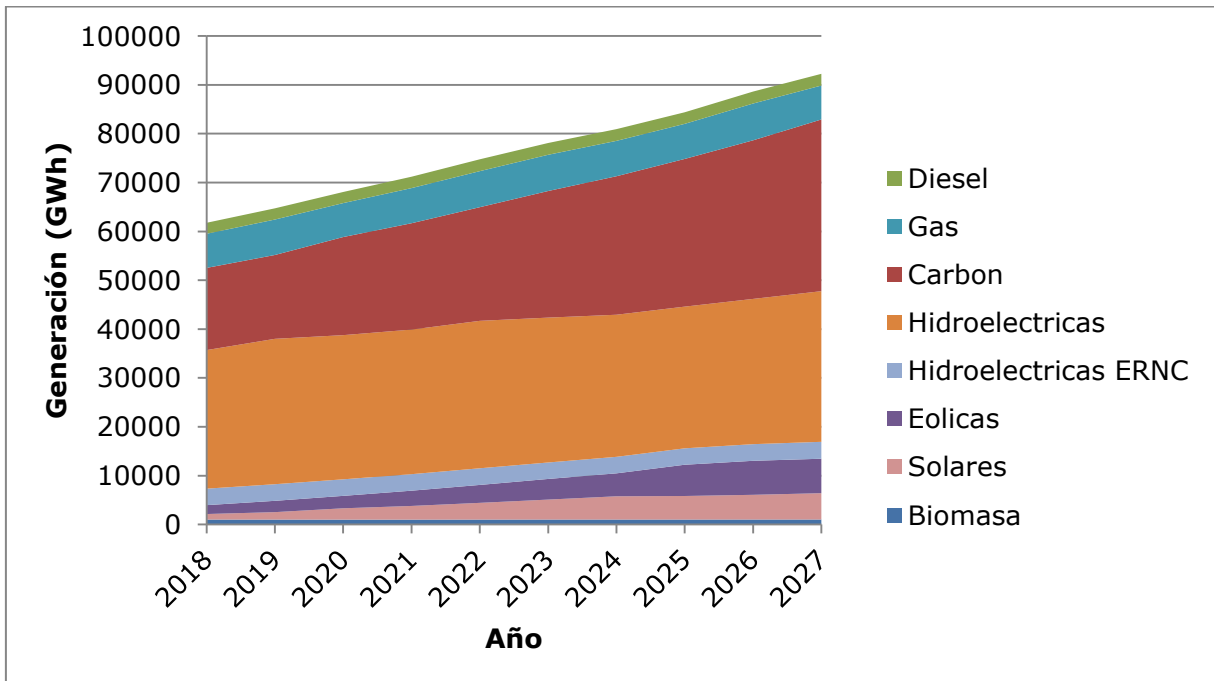


Figura 54: Generación simulada por fuente, escenario 20% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

10.1. Generación Escenario 30% ERNC

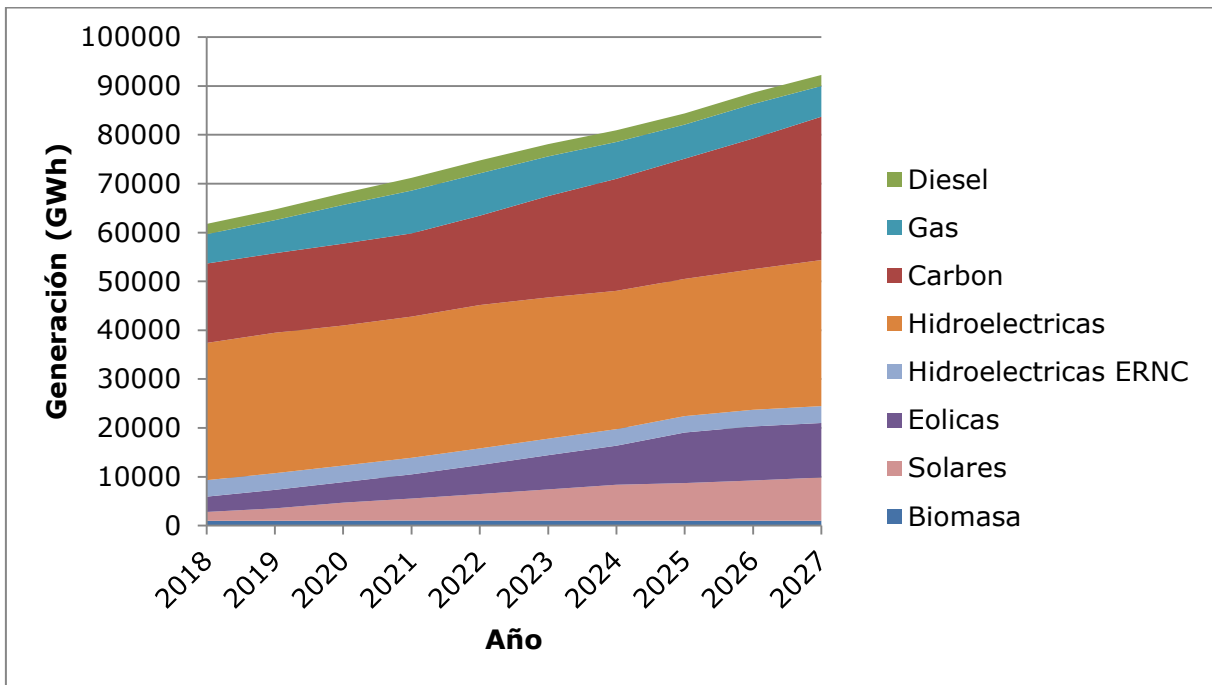


Figura 55: Generación simulada por fuente, escenario 30% ERNC.
Fuente: Elaboración propia en base a las simulaciones del CDEC-SIC

10.2. Test distribución normal

Distribución Normal

One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test												
	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
N	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Normal Mean	71.71	63.61	57.77	56.05	52.48	52.54	50.40	52.70	59.57	63.23	72.70	83.31
Parameters ^{ab} Std. Deviation	69.183	59.253	51.886	52.048	51.650	57.104	51.441	44.270	49.155	48.551	58.731	68.124
Most Extreme Absolute Differences	.196	.167	.180	.173	.160	.211	.271	.160	.132	.124	.186	.147
Positive	.196	.167	.180	.173	.160	.211	.271	.160	.132	.124	.186	.133
Negative	-.150	-.147	-.135	-.143	-.156	-.179	-.167	-.120	-.119	-.099	-.131	-.147
Kolmogorov-Smirnov Z	1.093	.929	1.000	.963	.890	1.178	1.511	.890	.733	.690	1.033	.817
Asymp. Sig. (2-tailed)	.183	.354	.271	.312	.406	.125	.021	.407	.657	.727	.236	.517

	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00
N	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Normal Mean	103.28	116.08	122.77	126.23	125.12	118.27	106.77	89.45	80.54	78.17	73.38	67.22
Parameters ^{ab} Std. Deviation	77.939	81.377	80.818	80.649	83.012	80.196	79.809	73.003	68.033	65.436	64.411	60.982
Most Extreme Absolute Differences	.159	.164	.185	.143	.119	.113	.116	.119	.125	.122	.149	.158
Positive	.136	.114	.142	.104	.116	.110	.116	.119	.123	.122	.149	.158
Negative	-.159	-.164	-.185	-.143	-.119	-.113	-.090	-.110	-.125	-.116	-.127	-.135
Kolmogorov-Smirnov Z	.887	.914	1.028	.794	.663	.630	.647	.660	.698	.680	.830	.881
Asymp. Sig. (2-tailed)	.411	.374	.241	.555	.771	.823	.796	.776	.715	.745	.496	.419

a. Test distribution is Normal.

b. Calculated from data.

Figura 56: Test de Kolmogorov-Smirnov distribución normal
Fuente: Elaboración propia

10.3. Test distribución exponencial

Distribución Exponencial

One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test												
	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
N	31 ^c	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Exponential Mean	74.10	63.61	57.77	56.05	52.48	52.54	50.40	52.70	59.57	63.23	72.70	83.31
Most Extreme Absolute Differences	.169	.128	.113	.118	.124	.136	.171	.121	.149	.194	.162	.166
Positive	.169	.125	.113	.089	.124	.136	.171	.086	.118	.098	.152	.129
Negative	-.063	-.128	-.112	-.118	-.123	-.097	-.114	-.121	-.149	-.194	-.162	-.166
Kolmogorov-Smirnov Z	.925	.711	.631	.659	.688	.759	.952	.671	.828	1.080	.904	.922
Asymp. Sig. (2-tailed)	.359	.694	.820	.779	.731	.612	.325	.758	.500	.194	.388	.363

	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00
N	31	31	31	31	31 ^c	31 ^c	31 ^c	31 ^c	31	31 ^c	31 ^c	31 ^c
Exponential Mean	103.28	116.08	122.77	126.23	129.29	122.21	110.33	92.43	80.54	80.77	75.83	69.46
Most Extreme Absolute Differences	.193	.234	.243	.202	.192	.220	.177	.123	.096	.103	.128	.111
Positive	.110	.129	.128	.139	.183	.168	.158	.123	.080	.103	.128	.111
Negative	-.193	-.234	-.243	-.202	-.192	-.220	-.177	-.116	-.096	-.080	-.088	-.071
Kolmogorov-Smirnov Z	1.074	1.304	1.354	1.127	1.053	1.206	.969	.674	.535	.564	.704	.605
Asymp. Sig. (2-tailed)	.199	.067	.051	.158	.217	.109	.305	.754	.937	.908	.705	.857

a. Test Distribution is Exponential.

b. Calculated from data.

c. There is 1 value outside the specified distribution range. This value is skipped.

Figura 57: Test de Kolmogorov-Smirnov distribución exponencial
Fuente: Elaboración propia

10.4. Correlación caída de carga con respecto a distancia entre plantas solares

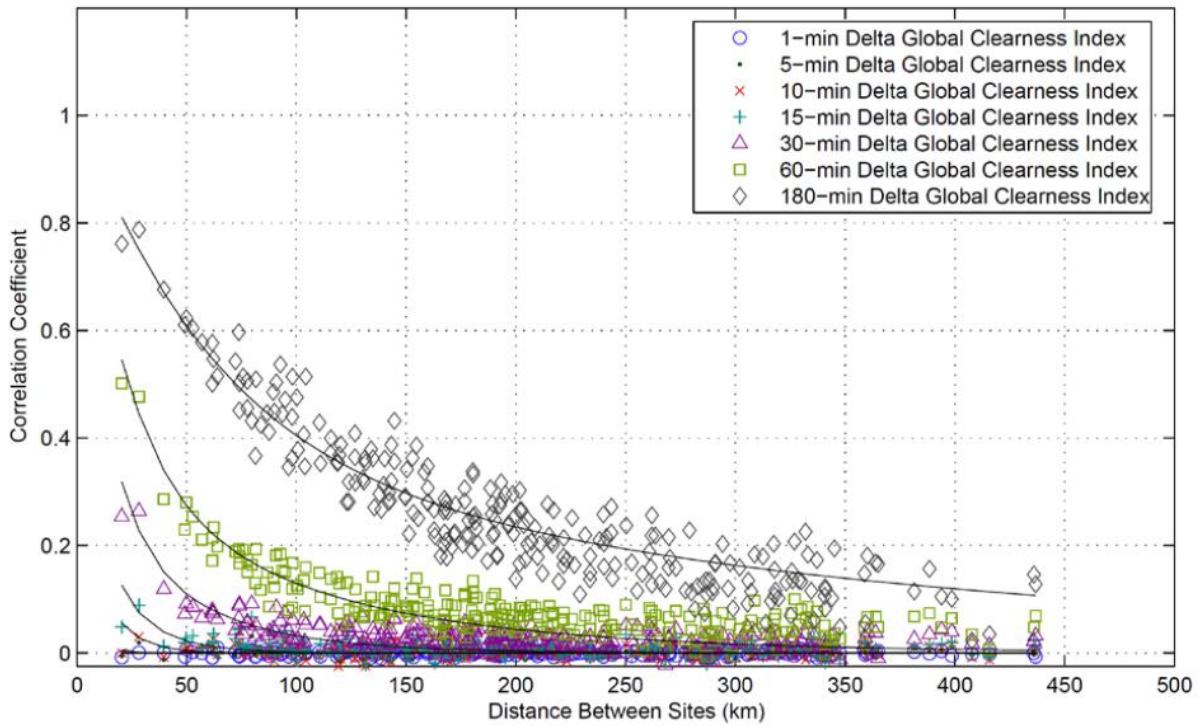


Figura 58: Correlación caída de carga con respecto a distancia entre plantas solares
Fuente: Lawrence Berkeley National Laboratory

