

*Natural Resources Defense
Council (NRDC) & Asociación
Chilena de Energías
Renovables (ACERA)*

*Beneficios Económicos para
Chile de las Energías
Renovables No Convencionales*



Policy Report

Septiembre 2013

Índice

<i>Siglas</i>	6
<i>1 Propósito del estudio</i>	8
1.1 Metodología general	9
<i>2 Resumen Ejecutivo</i>	12
2.1 Impactos sobre los costos del Sistema Eléctrico Nacional (SIC + SING)	15
2.2 Impactos macroeconómicos sobre la generación de empleo y el PIB nacional.	17
2.3 Impactos por reducción de externalidades ambientales (emisiones) y uso de recursos.	17
<i>3 El futuro energético, punto de partida y escenarios</i>	21
3.1 Escenarios de Generación	21
3.1.1 Demanda	21
3.1.2 Costos de los Combustibles	22
3.1.3 Parámetros específicos por Tecnología	22
3.1.4 Expansión de la Capacidad.....	23
3.2 Sensibilizaciones.....	28
3.2.1 Escenarios de generación	28
3.2.2 Precio de Combustible	29
3.2.3 Costos de Capital	29
3.2.4 Tasa de descuento	30
<i>4 Análisis sistémico</i>	32
4.1 Análisis LCOE	32
4.2 Costos del sistema.....	33
4.3 Análisis de Sensibilización	36
4.4 Beneficios no cuantificados.....	39
4.4.1 Seguridad de suministro.....	39

4.4.2	Save Water Analysis (Análisis Ahorro de Agua)	40
4.4.3	Shave Peak Analysis (Análisis de recorte de punta)	41
<hr/>		
5	Análisis macroeconómico.....	42
<hr/>		
5.1	Empleo directo e indirecto.....	43
5.2	Impacto PIB directo e indirecto.....	44
5.3	Impacto de Externalidades.....	45
5.3.1	Emisiones de GEI	45
5.3.2	Emisiones locales	47
5.3.3	Uso de Suelo	49
5.3.4	Consumo de Agua.....	51
<hr/>		
6	Conclusiones	55
<hr/>		
6.1	Impactos sobre los costos del Sistema Eléctrico Nacional (SIC + SING) .. ¡Error! Marcador no definido.	
6.2	Impactos macroeconómicos sobre la generación de empleo y el PIB nacional..... ¡Error! Marcador no definido.	
6.3	Impactos por reducción de externalidades ambientales (emisiones) y uso de recursos. .. ¡Error! Marcador no definido.	
<hr/>		
	<i>Bibliografía</i>	59
	<i>Anexo A</i>	69
<hr/>		
	Curva de Carga y Disponibilidad Solar e Hídrica	69
	Curva de carga.....	69
	Disponibilidad de la energía solar fotovoltaica	70
	Disponibilidad de la energía hídrica	71

Índice de Figuras y Tablas

Figura 1 Enfoque Metodológico General	10
Figura 2 Beneficios económicos y sociales netos escenario ERNC frente al escenario base.....	13
Figura 3 Proyección de la demanda de electricidad (según ETT 2013).....	21
Figura 4 Evolución Precio Combustible - Carbón	22
Figura 5 Evolución Precio Combustible - GNL.....	22
Figura 6 Evolución Precio Combustible - Crudo WTI.....	22
Figura 7 Expansión Matriz de Generación Escenario Base – SIC (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %).....	24
Figura 8 Expansión Matriz de Generación Escenario ERNC – SIC (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %).....	25
Figura 9 Expansión Matriz de Generación Escenario Base – SING (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %).....	26
Figura 10 Expansión Matriz de Generación Escenario ERNC – SING (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %).....	27
Figura 11 Generación escenario Base - País (GWh) y Fracción ERNC.....	27
Figura 12 Generación escenario ERNC - País (GWh) y Fracción ERNC	28
Figura 13 Proyección Precio Carbón.....	29
Figura 14 Proyección Precio GNL	29
Figura 15 Costo Anualizado (US\$/MWh)	33
Figura 16 SIC Costos de Combustible (MMUS\$)	34
Figura 17 SIC Costos de Operación (MMUS\$)	34
Figura 18 SIC Costos de Capital (MMUS\$).....	34
Figura 19 SIC Costos totales (MMUS\$).....	34
Figura 20 SING Costos de Combustible (MMUS\$)	35
Figura 21 SING Costos de Operación (MMUS\$).....	35
Figura 22 SING Costos de Capital (MMUS\$)	35
Figura 23 SING Costos totales (MMUS\$).....	35
Figura 24 Escenario ERNC vs. Base (MMUS\$) Costos (+) y Beneficios (-) netos estimados – Tasa de descuento 10%.....	36
Figura 25 Escenario ERNC vs. Base (MMUS\$) Costos (+) y Beneficios (-) netos estimados – Tasa social de descuento 6%	37
Figura 26 Costo/ Beneficio ERNC (MMUS\$).....	38
Figura 27 Ahorros de Combustible (MMUS\$).....	38
Figura 28 Gasto directo de Combustible (MMUS\$)	39
Figura 29 SIC Millones tCO ₂ eq.....	46
Figura 30 SING SIC Millones tCO ₂ eq	46
Figura 31 Valor Social del daño de emisiones CO ₂ eq MMUS\$	47
Figura 32 Emisiones Locales PM _{2.5} SIC para el periodo 2013-2028.....	48
Figura 33 Emisiones Locales PM 2.5 SING para el periodo 2013-2028	48
Figura 34 Superficie [de planta] requerida para generar una unidad de energía (Ha/MW).....	50
Figura 35 Superficie requerida para la implementación de los escenarios energéticos (Ha).....	50
Figura 36 Consumo de Agua Promedio por unidad de energía generada (m ³ /MWh)	53
Figura 37 Comparación del consumo de agua para el periodo 2013-2028 simulados en los distintos escenarios de generación (m ³)	53
Figura 38 Beneficios económicos y sociales netos escenario ERNC frente al escenario base	56
Figura 39 Curva de carga de un día promedio, SING	69
Figura 40 Curva de carga de un día promedio, SIC	70

Tabla 1 Comparación de costos directos sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa de descuento 10%.	15
Tabla 2 Comparación de costos directos sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa social de descuento 6%.....	16
Tabla 3 Comparación de resultados: costo directo total sobre Sistema Eléctrico Nacional sensibilización Escenario (+) y ETT caso base. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa social de descuento 10% y 6%.	16
Tabla 4 Comparación de resultados: Beneficio neto asociado a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa de descuento 10%	18
Tabla 5 Parámetros por Tecnología	23
Tabla 6 Supuestos Acordados para la sensibilización de Escenarios.....	28
Tabla 7 Comparación de Valor Presente (MMUS\$) – Tasa de descuento 10%.....	36
Tabla 8 Comparación de Valor Presente (MMUS\$) – Tasa social de descuento 6%	37
Tabla 9 Comparación de Valor Presente Escenarios (MMUS\$)	38
Tabla 10 Impacto en Empleo por energía generada.....	43
Tabla 11 Creación de Empleo 2013-2028.....	43
Tabla 12 Impacto en el Producto Interno Bruto (US\$/MWh)	44
Tabla 13 Aporte al PIB por Escenario (Valor Presente MMUS\$).....	44
Tabla 14 Valor del Costo Social del CO2.....	47
Tabla 15 Comparación de costos directos sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa de descuento 10%.	iError! Marcador no definido.
Tabla 16 Comparación de costos directos sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa social de descuento 6%.....	iError! Marcador no definido.
Tabla 17 Comparación de resultados: costo directo total sobre Sistema Eléctrico Nacional sensibilización Escenario (+) y ETT caso base. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa social de descuento 10% y 6%.	iError! Marcador no definido.
Tabla 18 Comparación de resultados: Beneficio neto asociado a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa de descuento 10% ..	iError! Marcador no definido.
Tabla 19 Promedio de energía entregada trimestralmente.....	71

Siglas

ACERA: Asociación Chilena de Energías Renovables

BAU: Business As Usual o escenario base

CADE: Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico

CA-Diésel: Ciclo Abierto en base a Diésel

CAPEX: Capital Expenditure o gastos de capital

CC-GNL: Ciclo Combinado en base a Gas Natural Licuado

CCTP: Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria

CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga

CNE: Comisión Nacional de Energía

CO₂: Dióxido de Carbono

CO_{2eq}: Dióxido de Carbono equivalente

CONAMA: Comisión Nacional del Medio Ambiente

DIA: Declaración de Impacto Ambiental

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

EIA: Estudio de Impacto Ambiental

ETT: Estudio de Transmisión Troncal

ETS: Emissions Trading Scheme o Esquema de Transacción de Emisiones

GEI: Gas Efecto Invernadero

GNL: Gas Natural Licuado

GWh: Giga Watt hora

IMACEC: Indicador mensual de actividad económica

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

IPCC SRREN: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation

LEAP: Long range Energy Alternatives Planning System o Simulador de alternativas energéticas a largo plazo

LCOE: Levelized Cost of Energy o Costo Nivelado de la Energía

MIP: Matriz Insumo Producto

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

MMBTU: Millones de Unidad Térmica Británica

MP: Particulate Matter (PM) o Material Particulado

MW: Mega Watt

MWh: Mega Watt hora

NRDC: Natural Resources Defense Council

NO_x: Óxidos de Nitrógeno

O₃: Ozono

ONU: Organización de las Naciones Unidas

OPEX: Operating Expense o gastos operativos

O&M: Operation and Maintenance u Operación y Mantención.

PIB: Producto Interno Bruto

SEA: Servicio de Evaluación Ambiental

SIC: Sistema Interconectado Central

SING: Sistema Interconectado Norte Grande

SO₂: Dióxido de Azufre

tCO₂eq: Tonelada de CO₂ equivalente

US\$: Dólares Americanos

VA: Valor Agregado

VBP: Valor Bruto de la Producción

1 Propósito del estudio

¿Es deseable para Chile, desde el punto de vista económico y social, asumir el compromiso de lograr un mayor porcentaje de fuentes Energéticas Renovables No Convencionalesⁱ (ERNC) en su matriz energética? ¿Cuáles son los costos y beneficios que implica para el país lograr un escenario de mayor penetración de fuentes ERNC?

El presente estudio busca contribuir a responder estas preguntas, las cuales han estado muy presentes en el debate político chileno durante los últimos años, y más aún a la fecha de publicación de este informe, cuando estamos en periodo de elecciones y los candidatos a la presidencia deben presentar sus respectivos planes de gobierno, los cuales necesariamente deberán incluir su posición respecto al desarrollo de estas fuentes de energía.

Las respuestas que se dan en este informe se diferencian de otros estudios existentes acerca del impacto de las ERNC, ya que el propósito no fue la búsqueda y análisis de cuál es el mejor escenario para un futuro parque de generación, sino el análisis de los impactos sociales y macroeconómicos tomando un escenario de mayor penetración de ERNC.

En el contexto nacional, en febrero del 2012, el gobierno de Chile anunció la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, donde se plantearon las directrices de la política del país en materia energética, y que identifica la contribución de las Energías Renovables No Convencionales como uno de los pilares fundamentales para lograr una mayor seguridad de suministro y diversificación energética en Chile. Este objetivo es fundamental, ya que el país no cuenta con recursos energéticos fósiles propios (carbón, gas y petróleo) y es altamente dependiente de las importaciones de los mismos; siendo por tanto vulnerable a la volatilidad y “shocks” en el precio internacional de estos energéticos, así como a las interrupciones de suministro, como la ocurrida en el caso de las importaciones de gas natural desde Argentina.

Dentro de las estrategias del país para diversificar su matriz energética y disminuir su dependencia de recursos fósiles, se ha entablado la discusión sobre el proyecto de reforma a la Ley 20.257 vigente o “Ley ERNC”, que encarna la política actual de promoción de fuentes renovables en el país. La reforma planteada pretende incrementar la participación de estas fuentes de energía en la matriz energéticaⁱⁱ, en comparación con la meta de la ley vigente a la fecha de emisión del presente informe, que contempla una incorporación de 10% de esta energía al año 2024.

En el contexto de este debate político sobre la conveniencia o no de plantearse una meta más ambiciosa para la penetración de fuentes renovables de energía en el país, surge inevitablemente la pregunta sobre cuánto le cuesta al país comprometerse con dicha meta. El logro de cualquier meta de penetración de fuentes renovables en la matriz energética chilena, necesariamente implica costos y beneficios que deben, primero identificarse, y luego asumirse en comparación con un escenario sin intervención de políticas para la promoción de fuentes renovables. Para que el país pueda tomar decisiones informadas se hace necesario entonces estimar los costos y beneficios netos que implicaría asumir como materia de ley, una meta específica de penetración de fuentes renovables.

El propósito específico del estudio es determinar si un escenario de mayor penetración de capacidad renovable no convencional (ERNC), contribuye a un mayor bienestar social y económico del país, en comparación con un escenario que mantiene las disposiciones de la ley 20.257. Durante la mayor parte del tiempo en que este informe fue elaborado, el Parlamento chileno se encontraba considerando una modificación a la

mencionada ley 20.257, aumentando la penetración de ERNC a un 20% para el año 2020, y por lo tanto este estudio consideró esta meta como el parámetro del escenario ERNC. Recientemente se aprobó en el Congreso un proyecto de ley alternativo, conocido como 20/25 – es decir 20% de generación por fuentes de ERNC al año 2025. Lo anterior no significa que el estudio pierde su propósito, sino que el trabajo realizado agrega valor por su énfasis en la creación de las líneas bases para identificar y evaluar beneficios macroeconómicos distintos a los que se han estimado en la mayoría de los trabajos realizados hasta ahora en Chile sobre esta materia. Al respecto, podemos suponer razonablemente que los beneficios que este estudio arroja para el año 2020, tanto sociales como económicos derivados del aumento de las ERNC, podrían ser incluso mayores para 2025, como consecuencia de la tendencia al alza de los combustibles fósiles en comparación a la tendencia a la baja de los costos de las ERNC.

Por otra parte, la apertura de la matriz insumo-producto de Chile para los distintos tipos de fuentes renovables, constituye un aporte innovador del presente estudio.

El estudio compara dos escenarios hipotéticosⁱⁱⁱ en un horizonte de largo plazo hasta el 2028:

- a) el “Escenario Base”, que continúa las tendencias actuales según el plan de obras publicado en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT) CNE 2013, que incluye un 10% al año 2024; y
- b) el “Escenario ERNC”, que implica lograr un 20% de generación ERNC al año 2020.

Considerando que la práctica de los generadores convencionales en los años recientes ha sido transferir al precio final el máximo posible de sus riesgos, incluyendo la indexación a costo marginal, ello ha llevado a un alza sostenida en los precios para nuevos contratos. Ese fenómeno ha quedado en evidencia con los resultados de las últimas licitaciones públicas de suministro para las empresas distribuidoras, que han quedado desiertas a precios de energía tan altos como 129 US\$/MW.

Si bien los precios exactos de los contratos privados que han firmado las empresas ERNC en Chile no son públicos, si se ha hecho público que ellos se sitúan en torno a los 100 US\$/MWh. Así, las ERNC aportan a una reducción directa del precio de la energía para sus clientes, y a través de la consideración de este precio en la formación del Precio Medio de Mercado mitiga la presión al alza que esta referencia sufre, debido al alza de los precios de contratos basados en energía convencional antes mencionados.

1.1 Metodología general

Cada uno de los escenarios abordados en el presente estudio se analiza separadamente para determinar y cuantificar los impactos directos, indirectos y externos implícitos en él por medio de un análisis sistémico y macroeconómico.^{iv} En el análisis sistémico, se estudian los impactos directos, los cuales son estimados a partir de los costos relacionados a la inversión y operación del sistema eléctrico. Uno de los objetivos principales del estudio es cuantificar si los costos directos del sistema eléctrico chileno aumentan o disminuyen bajo el escenario de mayor penetración de ERNC.

En el análisis macroeconómico se estudian los impactos directos de la actividad eléctrica de generación y su vinculación al resto de los sectores de la economía, y con ello al potencial de crecimiento de la economía del país o PIB. Los impactos indirectos de cada escenario se refieren a su impacto en la generación de empleo y su impacto en la actividad económica general del país, a través de sus encadenamientos con otras actividades económicas externas al sector eléctrico (ej. proveedores, servicios de ingeniería, servicios de consultoría, etc.). Este análisis permite evaluar las diferencias entre ambos escenarios en términos de la generación de empleo directo e indirecto, y en términos de su contribución directa e indirecta al PIB del país, a través de su demanda de bienes

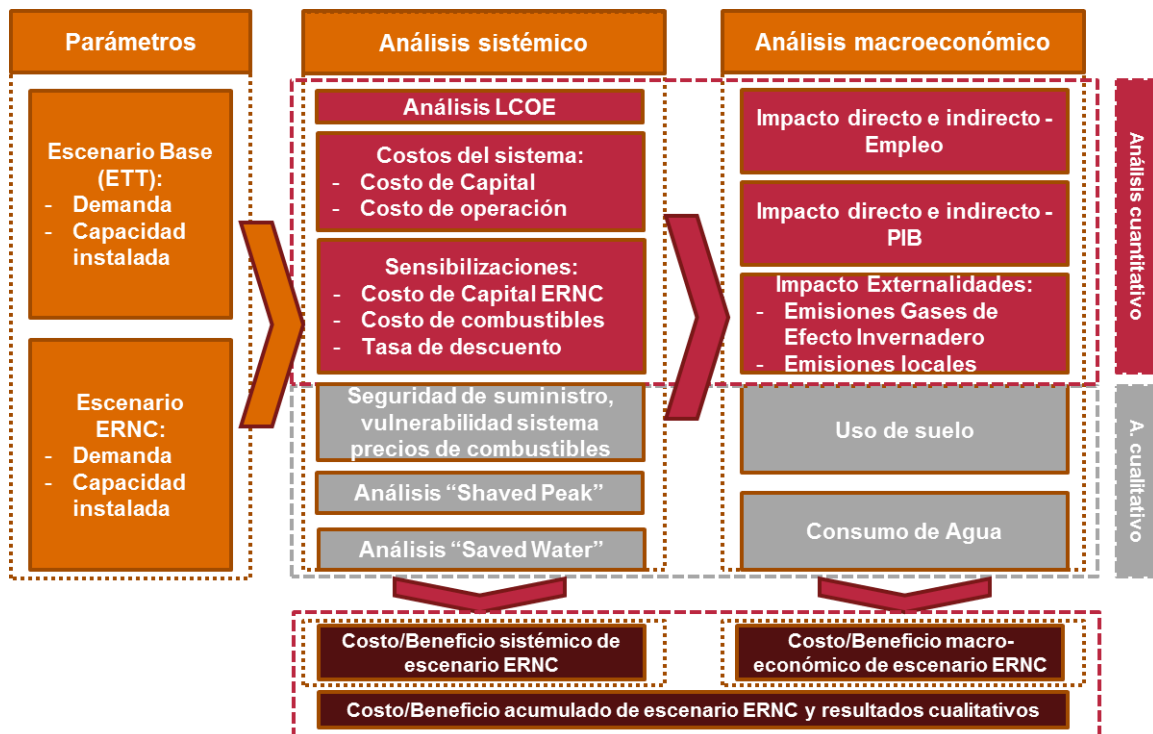
y servicios de otros sectores de la economía nacional. A pesar que el empleo no se valora directamente en unidades monetarias, sino en número de puestos de trabajo, ésta es una variable determinante asociada al bienestar de una nación y, por tanto, es fundamental en el diseño de políticas públicas. Desde el punto de vista macroeconómico, y bajo supuestos usuales, estas categorías de impactos directos e indirectos identifican el cambio en bienestar social entre escenarios, en un análisis parcial^v, sin externalidades^{vi}.

El presente estudio también realiza un análisis de los impactos externos de cada escenario (externalidades) para complementar los anteriores. Estos impactos externos se refieren, por ejemplo, a los costos y beneficios implícitos en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero (toneladas CO₂ equivalente), y en la generación de emisiones de contaminantes locales (material particulado) que son distintos entre ambos escenarios. Estas diferencias en la cantidad de emisiones generadas implican impactos en la salud pública e impactos ambientales que resultan externos al sistema de precios, y que deben incorporarse en un análisis de los costos y beneficios de cada escenario. En principio estos impactos pueden cuantificarse monetariamente y complementar los resultados directos del análisis sistémico.

Existe otro conjunto de impactos que no han sido estimados en términos monetarios, pero que también son relevantes al hacerse la pregunta de si una mayor penetración ERNC resulta en beneficios netos para el país. Entre ellos, se encuentran indicadores como el consumo de agua y uso de suelos implícitos en cada escenario.

La figura siguiente resume el diseño conceptual de la metodología general. En esta se incluye además el análisis de costos nivelados de la energía que permite identificar los determinantes de costos de cada tecnología y que nutre los parámetros e interpretación de resultados de los escenarios (que en este análisis se comportan dentro del sistema y no aislados).

Figura 1 Enfoque Metodológico General



Dados los alcances del presente estudio, los escenarios de generación analizados en él se definieron para fines comparativos y con la mejor información pública disponible para ellos. En tal sentido se optó por utilizar la información del Plan de Obras de Generación determinada como parte del Estudio de Transmisión Troncal más reciente. Por lo tanto, no deben considerarse como un pronóstico de la expansión futura del sector de generación en Chile.

Notas:

ⁱ En términos generales, las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile están definidas como todos aquellos medios de generación cuya fuente de energía primaria sea la biomasa, energía eólica, solar, hidráulica -cuya potencia máxima sea inferior a 20MW-, energía geotérmica y la energía de los mares.

ⁱⁱ En un principio se discutió modificar la meta a un 20% al año 2020, y así fue reflejado, en el proyecto original de reforma a la Ley de fomento a las ERNC. La reforma a la Ley, fue aprobada en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara baja el miércoles 12 de Junio de 2013. En esa ocasión se introdujo una modificación al articulado del proyecto de reforma original donde se aplaza hasta el 2025 la meta de participación de las ERNC. Para efectos de este estudio se consideró la meta original planteada en el texto original que corresponde a un 20% de participación de ERNC al 2020.

ⁱⁱⁱ Para efectos del presente estudio se optó por utilizar el Plan de Obras de Generación del Estudio de Transmisión Troncal vigente. Con ello, la discusión respecto a las conclusiones de este informe se podrá centrar en los análisis económicos aquí contenidos y no en los criterios de expansión del parque generador que el consultor pudiera haber aplicado para definir su propio Plan de Expansión de Generación. Durante la realización del estudio, el ETT fue la mejor y más reciente referencia que incluyó un plan de expansión y por esa razón fue utilizado.

^{iv} Dada la incertidumbre en la evolución de algunos parámetros definidos para este estudio, se establecen escenarios de sensibilización.

^v Este análisis del sistema es referencial y no se consideran detalles técnicos de operación como la transmisión. Estos supuestos incluyen que la demanda es perfectamente inelástica y que toda la demanda se satisface (no hay fallas en la operación).

^{vi} Externalidades son todos aquellos impactos que afectan a terceras partes, y que no son mediados a través de transacciones de mercado (por ejemplo los impactos de las emisiones producidas en la generación de energía, etc.). Para abordar externalidades y otros temas relevantes, se hace referencia a los numerosos estudios que simulan la expansión y operación de un sistema eléctrico y se analizaron con este propósito. De estos resultados, y de manera general, se compararon los escenarios en cuanto a la dependencia energética. Además, se discute de manera cualitativa la probabilidad de los impactos que mayor penetración de ERNC podrían tener en reducir o aumentar los costos de generación según consumo y disponibilidad de agua de embalse (saved water analysis) y en la reducción de requerimientos de potencia de punta (shave peak analysis).

2 Resumen Ejecutivo

La ampliación del parque de generación mediante una creciente participación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) constituye uno de los pilares fundamentales para enfrentar la actual problemática energética que Chile enfrenta. El país cuenta con un potencial importante, todavía no desarrollado, para cubrir su demanda de energía a través del desarrollo de fuentes renovables de generación limpia, pudiendo con esto reducir costos y agregar valor a la economía por sus numerosos beneficios asociados. El logro de una matriz energética más diversificada en fuentes renovables, que fortalezca la independencia energética del país, constituye un objetivo político de largo plazo que requiere decisiones importantes, en materia de regulaciones específicas, que induzcan al mercado hacia un desarrollo inteligente y sustentable de la matriz eléctrica del país.

Actualmente existe una ley de ERNC en vigencia y otra que, habiendo sido aprobada por el Congreso, se encuentra a la espera de ser promulgada. La ley 20.257, actualmente vigente, ha establecido una obligación de generar cuotas mínimas a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, exigiendo que hasta el año 2024 la fracción obligada se aumente progresivamente a 10%. La energía generada por ERNC sobrepasó en los primeros meses de este año la meta de 5%^{vii}. En Septiembre de 2013 se aprobó en el Congreso la nueva ley de fomento a las energías renovables no convencionales, que tiene como meta de aumentar el porcentaje generado por ERNC hasta un 20% al año 2025. En el presente estudio, la meta teórica establecida llega a un 20% de generación ERNC en el año 2020, con el propósito de examinar los beneficios que trae frente al escenario vigente (10% en el año 2024). La razón para lo anterior es que durante el período en que se desarrolló este estudio, esa era la meta que estaba siendo considerada, aun cuando en el proceso final de aprobación, esta fue cambiada a 20% al año 2025. Lo anterior no significa que el estudio pierde su propósito. Al respecto, podemos suponer razonablemente que los beneficios que este estudio arroja para el año 2020, tanto sociales como económicos derivados del aumento de las ERNC, podrían ser incluso mayores para 2025, principalmente como consecuencia de la tendencia al alza de los combustibles fósiles en comparación a la tendencia a la baja de los costos de las ERNC.

Los resultados del presente estudio sustentan que Chile puede capturar importantes beneficios económicos y sociales mediante el logro de un escenario de mayor penetración de fuentes renovables ERNC dentro del horizonte 2013 – 2028.

El estudio muestra que, bajo rangos razonables de sensibilización del valor de los principales parámetros que determinan y permiten comparar los méritos relativos entre ambos escenarios, el escenario de mayor penetración ERNC aporta beneficios netos al país. Esta aseveración resulta cierta aun basándonos estrictamente en aquellos costos y beneficios que son directamente monetizables (costos directos de generación del sistema eléctrico chileno, impacto macroeconómico en el PIB, y reducción de emisiones de gases efecto invernadero), y sin considerar otros impactos positivos que si bien se detallan en este documento, no fueron cuantificados en unidades monetarias para este estudio, pero que se encuentran ampliamente documentados en la literatura.

Entre estos impactos positivos se encuentra por ejemplo: la generación de empleo, reducción de emisiones locales con impacto de salud pública, reducción del riesgo o vulnerabilidad del sistema al disminuir la importación de combustibles y diversificar más las fuentes de generación, ahorro de agua de embalse para generación y reducción de costos en horas “peak” de demanda, contribuyendo ambos a reducir los costos marginales de producción de electricidad en el sistema

nacional, entre otros. Estos impactos positivos representan beneficios adicionales con claras implicaciones económicas que pueden valorarse monetariamente en ejercicios futuros.

Por lo tanto, el ejercicio realizado en el presente estudio debe interpretarse como un “piso”, o valor de mínimo estimado, para el beneficio social neto asociado al escenario de mayor penetración ERNC, utilizando datos publicados por las entidades competentes, categorías de costos y metodologías de valoración de impacto macroeconómico ampliamente aceptadas. Adicionalmente, se utilizó una tasa de descuento conservadora – 10% - en la estimación del valor presente del flujo de costos y beneficios asociados a cada escenario dentro del horizonte de evaluación 2013 – 2028.

La Figura 2 a continuación, detalla los beneficios económicos y sociales netos que ofrece un escenario de mayor penetración de fuentes renovables ERNC para Chile (20% ERNC al 2020 en este caso) en comparación con el escenario base, bajo esas condiciones. Se listan los costos y beneficios netos que se generan durante el período 2013-2028 a través de distintos canales, así como otros impactos no monetizados^{viii}.

Figura 2 Beneficios económicos y sociales netos escenario ERNC frente al escenario base (2013-2028)

Tipo de Impacto	Aspecto Evaluado	Descripción del Impacto	MMUS\$	Sección	
Sistémicos	–	VP Costo Inversión	✓ Aumenta el costo de inversión	- 2.874	4.2
	+	VP Costo Combustible	✓ Reduce el consumo de combustibles fósiles	+2.031	4.2
	–	VP Costo operacional	✓ Aumenta levemente el costo operacional (no combustible)	-76	4.2
	+	Seguridad suministro	✓ Disminuye riesgos de suministro	n.v.	4.4.1
	+	“Save Water”	✓ Puede reducir costos al ahorrar agua embalse	n.v.	4.4.2
	+	“Shave Peak”	✓ Puede mejorar gestión de demanda / oferta	n.v.	4.4.2
	–	La suma de los impactos sistémicos representa un costo adicional para la generación de un valor presente de:		-919	
Macro-económico	+	Generación de Empleo	✓ Genera 3.444 Empleos Directos adicionales ✓ Genera 4.325 Empleos Indirectos adicionales	n.v.	5.1
	+	VP Aporte al PIB	✓ Aporte directo al PIB en 1.503 MMUS\$ ✓ Aporte indirecto al PIB en 744 MUS\$	+2.246	5.2
	+	La suma de los impactos macroeconómicos representa un beneficio por su aporte al PIB, con valor presente de:		+2.246	
Externalidades	+	VP Emisiones GEI	✓ Presenta la oportunidad de evitar la emisión de 83 millones de toneladas de CO ₂ eq.	+272	5.3.1
	+	Emisiones Locales	✓ Reduce las emisiones futuras del sector equivalente a 9.000 toneladas de emisiones PM _{2.5}	n.v.	5.3.2
	–	Uso de Suelo	Requiere una mayor superficie, equivalente a 7.641 ha, aunque no se consideró la superficie efectiva, otro uso	n.v.	5.3.3
	+	Consumo de Agua	Genera un ahorro en el consumo de agua de un 11% equivalente a 127 millones de m ³ de agua	n.v.	5.3.4
	+	La suma de los impactos sobre las externalidades representa un beneficio por su reducción de emisiones GEI, con valor presente de:		+272	
	+	El escenario ERNC, con la suma de todos impactos valorizados representa un beneficio para la economía del país, con valor presente de:		+1.600	
		+	= Beneficio	VP = Valor Presente	
		–	= Costo	n.v. = no valorizado monetariamente	

Resultados claves:

- ✓ El escenario de mayor penetración de ERNC representa un beneficio neto de **US\$ 1,6 mil millones** para el período 2013-2028, considerando sólo aquellos impactos que fueron valorizados monetariamente.
- ✓ Los costos directos del sistema aumentan en el Escenario ERNC en **US\$ 919 millones**. Sin embargo, bajo los escenarios de sensibilización una mayor penetración de ERNC puede generar un beneficio neto de **US\$ 251 millones** y si además este ejercicio se realiza a la tasa de descuento social de 6% el beneficio aumenta a **US\$ 345 millones**.
- ✓ La valorización de los costos o beneficios netos dentro de un horizonte de largo plazo, es función en gran medida **de la decisión política** que determina la tasa de descuento seleccionada.
- ✓ El Escenario ERNC genera más empleo que el Escenario Base: **3.444 empleos directos** adicionales y **4.325 empleos indirectos** adicionales, para dar un total de **7.769 empleos adicionales**.
- ✓ El Escenario ERNC, en comparación con el Escenario Base, genera un aporte adicional al producto interno Bruto (PIB) de más de **US\$ 2,3 mil millones**, entre impactos macroeconómicos directos e indirectos.
- ✓ El desarrollo de las ERNC tiene la capacidad de activar un mayor número de encadenamientos con otras actividades económicas del país en comparación con el desarrollo de fuentes térmicas convencionales.
- ✓ El Escenario ERNC permite mitigar cerca de **9 mil toneladas de emisiones de PM 2,5**. En el caso hipotético evaluado (termoeléctrica a carbón de 200 MW en Santiago) esto acarrea costos en salud del orden de US\$ 20 millones anuales, equivalente a 14,5 US\$/MWh.
- ✓ El escenario ERNC evita la emisión de **83 millones de toneladas de CO2 equivalente** para el período 2011-2028. Esto representa un beneficio neto a la sociedad y el clima que equivale a **US\$ 272 millones**.
- ✓ El ejercicio realizado en el presente estudio debe interpretarse como un “piso”, o valor de mínimo estimado, para el beneficio social neto asociado al escenario de mayor penetración ERNC.
- ✓ Con base a la información disponible, bajo una mirada sistémica y de país, los resultados de nuestras estimaciones nos permiten concluir con alto grado de robustez que el Escenario ERNC examinado para Chile ofrece beneficios netos al país.

Recomendaciones:

- ✓ En ejercicios futuros, sincerar los costos de capital de las ERNC y los combustibles, para que sean acordes con las expectativas del mercado.
- ✓ Profundizar aún más en desagregar el sector generación de la matriz insumo producto, en las principales fuentes de generación (ej. abrir el sector hidroeléctrico y termoeléctrico).
- ✓ Ampliar la evaluación de las externalidades, en particular el impacto de las emisiones de contaminantes locales (PM2.5, NOx, SOx, etc) en distintas zonas del país y por fuentes de generación.
- ✓ Con las ERNC Chile gana en independencia energética ¿cuánto vale este beneficio en seguridad de suministro? Estudios futuros podrían valorar esta reducción de riesgo.

A continuación se comentan las conclusiones que se desprenden de estos resultados:

2.1 Impactos sobre los costos del Sistema Eléctrico Nacional (SIC + SING)

Los resultados del análisis de los impactos sobre los costos del Sistema Eléctrico Nacional demuestran el rol importante que tengan las tasas de descuento y las sensibilizaciones de factores como el costo de combustible and costos de capital. Reconociendo su importancia, el análisis usó distintos valores para estas variables con el motivo de explorar cómo se afectarían los resultados. En el escenario ERNC, considerado por los autores como la combinación más probable de las variables elegidas, nos llevó a un resultado de un beneficio neto de 345 MM US\$ comparado con el escenario base. En los párrafos siguientes detallamos los resultados de los distintos análisis partiendo con el más conservador.

La última fila de la Tabla 1 muestra un costo neto asociado al mayor costo de capital que presentan las fuentes ERNC en comparación con las fuentes de generación convencionales bajo parámetros iniciales y menos probables. Es importante señalar que estos resultados fueron calculados en valor presente a una tasa de descuento del 10%. El uso de esta tasa de 10% tiende a subvalorar los beneficios que se materializan a lo largo del tiempo, como el ahorro de combustible anual que permiten las fuentes renovables durante todo el horizonte de evaluación 2013- 2028, mientras que tiende a sobrevalorar los costos de inversión que se materializan durante los primeros años del período de evaluación.

Bajo este escenario, una mayor penetración de fuentes ERNC aumentaría el costo total de inversión del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional pero ver a Tabla 1, el valor presente de este costo adicional (-2.874 MM US\$) es compensado en gran parte por el beneficio que representa el ahorro de combustibles (2.031 MM US\$) que permite un mayor porcentaje de fuentes renovables ERNC en el parque generador durante el horizonte de evaluación (año 2028). Al juntar ambos resultados se obtiene un costo neto -884 MM US\$, debido al mayor costo de capital asignado a las fuentes renovables ERNC.

Tabla 1 Comparación de costos directos sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa de descuento 10% (2013-2028).

Escenario ERNC vs. BASE. Comparación de Valor Presente (MMUS\$) tasa desc. 10 %				
Escenario País	Capital	Combustible	Otros	Total
BASE	10.927	16.391	1.105	28.423
ERNC	13.801	14.360	1.180	29.342
Costo (-) / Beneficio (+) neto ERNC vs. Base.	- 2.874	2.031	- 75	- 919

Veamos cómo cambian estos resultados utilizando la tasa social de descuento 6%. A la tasa social el costo de capital adicional del escenario ERNC aumenta sólo ligeramente (- 3.031 MM US\$), pero se valora mucho más el beneficio neto (2.906 MM US\$) asociado al ahorro de combustibles de las fuentes renovables, el cual aumenta más de un 40% en comparación con el estimado anteriormente (2.031 MM US\$) a la tasa de descuento de 10%.

La Tabla 2 muestra cómo el costo neto adicional total para el Sistema Eléctrico Nacional (SIC + SING) del escenario ERNC en comparación al escenario base se reduce a (- 234 MM US\$) desde los (- 884 MM US\$) estimados a la tasa de 10%. Lo cual representa una reducción de casi 74%.

Tabla 2 Comparación de costos directos sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa social de descuento 6% (2013-2028).

Escenario ERNC vs. BASE. Comparación de Valor Presente (MMUS\$) tasa desc. social 6 %				
Escenario País	Capital	Combustible	Otros	Total
BASE	10.184	21.502	1.452	33.137
ERNC	13.215	18.596	1.561	33.371
Costo (-) / Beneficio (+) neto ERNC vs. Base.	- 3.031	2.906	- 109	-234

La conclusión que se desprende de este ejercicio es que la valoración del costo o beneficio neto de un escenario ERNC sobre los costos directos^{ix} del sistema eléctrico chileno, dentro de horizontes de tiempo de largo plazo como el utilizado, es función en gran medida de la decisión política que determina la tasa de descuento seleccionada.

Por otra parte, se realizó un ejercicio de sensibilización, relativamente conservador, que implicó aumentar en un 5% el costo de combustibles (Carbón y Gas GNL), y reducir en un 15% el costo de capital de las fuentes ERNC, en relación con los parámetros oficiales utilizados en el caso base o contra-fáctico. Además, se mantuvo la tasa de descuento conservadora de 10%. Bajo estos supuestos, que tienen grandes posibilidades de materializarse en la práctica, el escenario ERNC resulta en menores costos directos al sistema eléctrico, y genera un beneficio neto estimado en (251 MM US\$) en valor presente. Este beneficio neto aumenta si se decide valorarlo a la tasa social de descuento de 6%.

Tabla 3 Comparación de resultados: costo directo total sobre Sistema Eléctrico Nacional sensibilización Escenario (+) y ETT caso base. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa social de descuento 10% y 6% (2013-2028).

Escenario País	Escenario(+) Tasa descuento 10%	ETT caso base Tasa descuento 10%	Escenario(+) Tasa descuento 6%	ETT caso base Tasa descuento 6%
Base	30.571	28.423	40.958	33.137
ERNC	30.320	29.342	40.613	33.371
Costo (-) / Beneficio (+) neto ERNC vs. Base.	251	- 919	345	-234

Cabe mencionar que el resultado que arrojó el escenario de sensibilización es el que tiene mayor probabilidad de materializarse, ya que refleja más certeramente las tendencias actuales y proyecciones internacionales^x. Éstas apuntan al aumento sostenido en el costo de los combustibles fósiles durante el horizonte 2013-2028, así como también a la mantención de la tendencia hacia una reducción del costo de capital de las tecnologías renovables a largo plazo en la medida que consolidan su creciente participación en el mercado global.

Otros beneficios sistémicos han sido valorizados cualitativamente. Partiendo con la seguridad de suministro se destacó que la mayor penetración de ERNC contribuye a la reducción del riesgo o vulnerabilidad del sistema al disminuir la importación de combustibles y diversificar más las

fuentes de generación. El ahorro de agua de embalse para generación y reducción de costos en horas “peak” de demanda, además contribuyen a reducir los costos marginales de producción de electricidad en el sistema nacional, entre otros. Estos impactos positivos representan beneficios adicionales con claras implicaciones económicas que pueden valorarse monetariamente en ejercicios futuros.

2.2 Impactos macroeconómicos sobre la generación de empleo y el PIB nacional

En la categoría de impactos macroeconómicos, la figura 2 muestra un beneficio neto asociado a la mayor generación de empleos directos (3.444 empleos adicionales) e indirectos (4.325 empleos adicionales) en el escenario ERNC en comparación con el escenario Base durante el horizonte de evaluación. Si bien no se cuantificó monetariamente, ni se estimó su valor presente, esta creación neta de empleo adicional constituye un aporte socio-económico considerable que debe tomarse en cuenta a la hora de evaluar los méritos relativos de adoptar una política de mayor penetración de fuentes ERNC.

El escenario ERNC también arrojó mayores aportes directos e indirectos al PIB nacional, en relación al escenario Base, resultando en aportes o beneficios netos directos estimados en (1.503 MM US\$) y aportes o beneficios indirectos de (744 MM US\$), ambos en valor presente a la tasa de descuento de 10%. Estos impactos macroeconómicos se estimaron utilizando la matriz insumo-producto más reciente publicada por el Banco Central de Chile (2009), para lo cual se abrió y desagregó dentro de la misma el sub-sector de energías renovables.

La principal conclusión que sugieren estos resultados es que el desarrollo de fuentes renovables tiene la capacidad de activar un mayor número de encadenamientos con otras actividades económicas del país, en comparación con el desarrollo de fuentes térmicas convencionales.

En efecto, se estimó un mayor número de empleo total creado por GWh de energía generada en el siguiente orden decreciente por tipo de fuente: Biomasa, Solar y Eólica, Hidráulica, y finalmente las Térmicas convencionales. Igualmente el ejercicio de estimación de aportes directos e indirectos al PIB en términos de US\$ por MWh de generación arrojó el siguiente orden decreciente por tipo de fuente: Solar y Eólica, Hidráulica, Biomasa y finalmente las Térmicas, según se reporta en mayor detalle en la Sección 5.2.

2.3 Impactos por reducción de externalidades ambientales (emisiones) y uso de recursos

Las externalidades son los efectos indirectos de la generación de energía y pueden generar costos o beneficios que no están reflejados en el precio de la energía. La Figura 2 muestra cuatro categorías de impactos asociados a externalidades: emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), emisiones locales, uso de suelo y consumo de agua.

Emisiones GEI

De los impactos asociados a externalidades, sólo uno fue valorado monetariamente; se trata del beneficio neto asociado a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que ocurre en el escenario con mayor penetración de fuentes renovables. El escenario ERNC implica un ahorro neto de 83 millones de toneladas de CO₂ equivalente, en relación al escenario base durante el período 2013-2028.

La externalidad negativa asociada a estas emisiones fue valorada a un precio conservador de US\$ 9.87 por tonelada de CO2 equivalente, en función de las tendencias regulatorias y situación actual de los mercados que transan reducciones de emisiones certificadas, en aquellos países que han asumido compromisos oficiales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La siguiente Tabla muestra el beneficio neto estimado a nivel país asociado a esta reducción de emisiones (272 MM US\$) en valor presente a una tasa de descuento de 10%.

Tabla 4 Comparación de resultados: Beneficio neto asociado a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Valor Presente (MMUS\$) - Tasa de descuento 10%

VALOR PRESENTE 2013-2028, tasa de descuento 10%			Millones de US\$
Escenario	SIC	SING	País
BASE	1.512	1.448	2.960
ERNC	1.325	1.363	2.688
Costo / Beneficio neto			
ERNC vs. Base	187	85	272

Emisiones locales

El escenario ERNC también implica una reducción de las emisiones de contaminantes locales que afectan la salud pública, en relación al escenario Base. Entre las emisiones contaminantes locales (material particulado PM 10 y 2.5, SOx, NOx, ozono, entre otros) está documentado ampliamente que el material particulado más fino PM 2.5 ocasiona los mayores daños de salud pública en Chile. Se estimó que el escenario Base emite 15% más de material particulado PM2.5 que el escenario ERNC para el periodo 2020-2028, lo cual equivale aproximadamente a un ahorro o mitigación de 9.000 toneladas de emisiones de PM 2.5. Los impactos concretos sobre la salud pública dependen de la ubicación y densidad de población en su área de influencia por lo cual requiere un análisis profundo. En la página 47 se muestra un ejemplo hipotético, el funcionamiento de una central termoeléctrica en la región metropolitana provocaría una externalidad que representa un costo total anual de aproximadamente US\$20 millones adicionales asociados a impactos en salud. Este valor es equivalente a 14,5 US\$/MWh.

Si bien, este beneficio neto del escenario ERNC tampoco fue valorado monetariamente en el presente estudio, indudablemente representa un beneficio social que se traduce directamente en una menor incidencia de afecciones de salud pública asociadas al PM 2.5, que pueden medirse en términos de morbilidad y mortalidad reducida. En Chile se han realizado varios estudios para valorar económicamente los beneficios asociados a la mitigación de emisiones de contaminantes locales, en el marco de evaluaciones costo/beneficio de los planes de descontaminación de la región metropolitana de Santiago, entre otros.

Uso suelo

El estudio concluyó que las ERNC tienden a requerir una superficie reportada mayor que las tecnologías convencionales. El escenario ERNC requiere 6.747 hectáreas más que el escenario base, considerando. Este valor corresponde a 0,1% de la superficie de la región metropolitana. Sin embargo, es necesario considerar que gran parte de la superficie reportada para proyectos ERNC podría ser usada para otros fines, no contaminen el medioambiente e incluso pueden aumentar el valor de terrenos, que en su mayoría se encuentran en lugares con poca infraestructura.

Consumo de agua

En el escenario de generación de 20% de ERNC al 2020, se podría generar un ahorro del 11% en el consumo de agua del sector eléctrico en comparación al escenario base. Esto equivale a 120

millones de m³ de agua acumulado en el horizonte evaluado por el estudio. Al evaluar esta información, es necesario considerar el tipo de tecnología y el contexto local, por ejemplo el impacto que podrían tener centrales termoeléctricas en los ecosistemas acuáticos por el aumento de la temperatura y concentración salina al reinyectar agua de circulación para procesos como el enfriamiento.

Este punto vuelve a reforzar el mensaje de que las estimaciones de beneficios netos asociados al escenario de mayor penetración de fuentes renovables ERNC en el presente estudio, deben ser consideradas como valores de mínimo o “piso”, sobre los cuales habría que agregar un conjunto de beneficios adicionales de distintos tipos. El presente estudio señala cualitativamente algunos de estos beneficios adicionales del escenario ERNC. En la medida que estudios futuros procedan a valorar monetariamente estos beneficios adicionales, se podrán revisar y fortalecer con mejores datos e información los presentes resultados. Sin embargo, con base en la información disponible y bajo una mirada sistémica, los resultados de nuestra estimación permiten concluir con alto grado de robustez que el escenario ERNC examinado para Chile ofrece beneficios netos al país.

Notas:

^{vii} La obligación al mes de Junio 2013 era de 5% o 145 GWh. Hasta el año 2024 la fracción obligada aumenta progresivamente a 10% de la energía total generada (no considerando el proyecto ley 20/25).

^{viii} Los resultados se presentan como costo (-) o beneficio (+) neto, en valor presente utilizando una tasa de descuento de mercado del 10%. Se señalan también otros impactos positivos (+) o negativos (-) que no fueron cuantificados monetariamente para este estudio.

^{ix} En este caso se consideró el costo de capital, costos de combustible, y otros costos de mantenimiento, para cada tipo de fuente de generación.

^x Los parámetros determinantes para la sensibilización son los costos de combustibles y costos de capital (CAPEX) para las distintas tecnologías ERNC. Los precios actuales de combustibles y sus proyecciones utilizados en el estudio se han comparado con las indicaciones de la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*) en su reciente publicación “*World Energy Outlook 2012*” sobre las estimaciones del futuro desarrollo del sector energético a nivel mundial. En su escenario “*Current Policy Scenario*”, un escenario conservador que pretende la continuación de políticas vigentes, el precio de carbón muestra alzas entre 5%-15% sobre los valores oficiales utilizados en el presente estudio, y además muestra una diferencia mayor en las tasas de aumento de precio de los combustibles. En el caso particular del GNL se han comparado los valores oficiales utilizados con las indicaciones del mercado como agentes, prensa y expertos con el resultado que los precios de GNL utilizados en el escenario base no son alcanzables en mediano plazo. Se ha concluido que un escenario de sensibilización que aumenta el precio de carbón y gas en un 5% sobre el escenario base, es muy probable de ocurrir y representa un escenario conservador. Para la comparación de los costos de capital se han considerado las indicaciones de publicaciones recientes de distintos organismos (*World Energy Outlook 2012*, *REN21 2012*, *IRENA 2012*), aparte de las indicaciones obtenidas durante las entrevistas realizadas. Cabe destacar que los costos de capital se han disminuido de manera importante para la mayoría de las tecnologías ERNC, sobre todo para la tecnología fotovoltaica debido a la curva de aprendizaje durante el fuerte crecimiento de la industria. Las fuentes consultadas internacionales sugieren que los costos de capital para las tecnologías ERNC siguen disminuyendo con el crecimiento del mercado, y que los costos para las tecnologías convencionales se mantienen al menos estables o pueden incluso aumentar a lo largo del tiempo. Aquí es importante mencionar que futuras regulaciones pueden exigir cumplimiento a restricciones en cuanto a las emisiones que conllevaría costos adicionales importantes para las tecnologías convencionales. En este contexto se ha concluido que un escenario con costos inferiores

para las tecnologías de ERNC, 15% menor al escenario base, es un escenario que tiene alta probabilidad materializarse. La revisión de los costos de capital para proyectos eólicos y solares con agentes del mercado ha comprobado que los valores oficiales utilizados representan alzas alrededor de 20% por sobre los costos de capital actualmente requeridos para la realización de estos proyectos en Chile.

3 El futuro energético, punto de partida y escenarios

3.1 Escenarios de Generación

En esta sección fueron definidos los dos escenarios de generación a comparar^{xi}. El “escenario base” que refleja la continuidad de las tendencias actuales, se basa en el plan de expansión del sistema de transmisión para el año 2012 - 2013, el cual fue publicado por la Comisión Nacional de Energía en enero de 2013. Este plan se conoce como el “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal: Período 2012-2013^{xiii}” (Plan ETT). La selección del Plan ETT permite utilizar una referencia actual, y óptimamente adaptada, para definir el “escenario base” sobre el cual se discutirán importantes decisiones de inversión para la expansión del sistema eléctrico chileno durante el horizonte temporal del presente estudio.

El “escenario ERNC” está determinado por la fracción de energía generada con fuentes de energía renovables no convencionales. Este escenario asume que el 20% de la energía generada debe provenir de fuentes renovables no convencionales para el año 2020. Para construir este “escenario ERNC” se determina la fracción necesaria de fuentes renovables que deberían entrar a generar para cumplir con la oferta requerida, determinada por la demanda total de electricidad. En este “escenario ERNC” se reemplazan ciertas centrales térmicas, básicamente de gas natural (GNL) que entrarían en el “escenario base”, por centrales de generación renovables Eólica y Solar Fotovoltaica, así como generación a partir de Biomasa, Geotermia y Minihidro^{xiii}.

Respecto del punto anterior, es importante mencionar la utilización de una metodología simplificada (no de optimización del plan de expansión), pero que a su vez cuenta con racionalidad económica. Se utilizó un método de reemplazo de unidades de generación, en donde la entrada en operación de centrales ERNC, dada la satisfacción de la demanda, desplaza la entrada de centrales térmicas que, vía plan de expansión se encontrasen planificadas para el momento en el cual se requeriría una mayor capacidad ERNC, satisfaciendo así la misma demanda con estas fuentes.

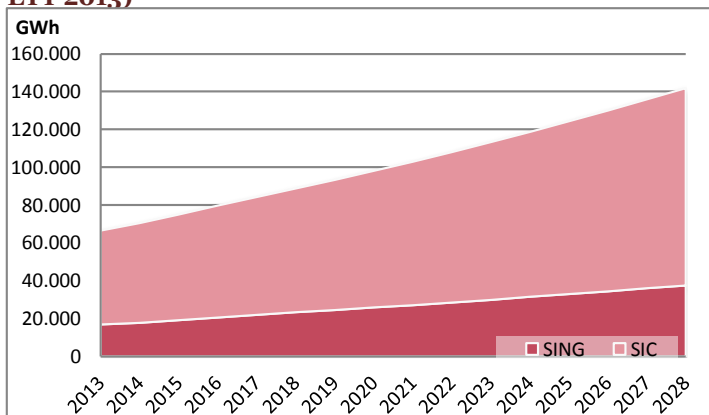
Ambos escenarios se evalúan independientemente para los dos sistemas eléctricos mayores del país: Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

A continuación, se presentan los principales parámetros que definen los dos escenarios a comparar y de los cuales dependen directamente los resultados que se obtendrán.

3.1.1 Demanda

Para la proyección de la demanda de energía en el SIC y SING se utiliza como base la demanda desarrollada por la CNE en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre 2012^{xiv}. La proyección de

Figura 3 Proyección de la demanda de electricidad (según ETT 2013)



demanda 2013-2028 es la misma para el “escenario base” y para el “escenario ERNC”.

3.1.2 Costos de los Combustibles

Las figuras siguientes muestran los costos de los combustibles utilizados en el Estudio de Transmisión Troncal 2013 (GNL y Carbón) y en el Informe Precio Nudo Octubre 2012. Estos mismos valores se utilizaron directamente en la modelación del “escenario base” y el “escenario ERNC”. En la sección 3.2 se muestran los resultados de sensibilizaciones de estos supuestos, ya que la experiencia local e internacional en general (*por ejemplo International Energy Agency: World Energy Outlook*), muestra valores más altos para el costo de los combustibles que los reflejados en los dos estudios mencionados^{xv}.

Figura 4 Evolución Precio Combustible - Carbón

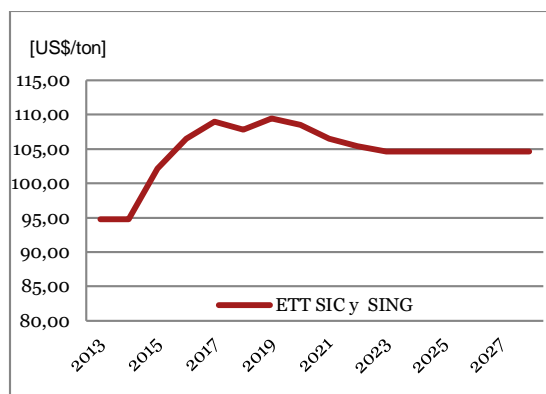


Figura 5 Evolución Precio Combustible - GNL

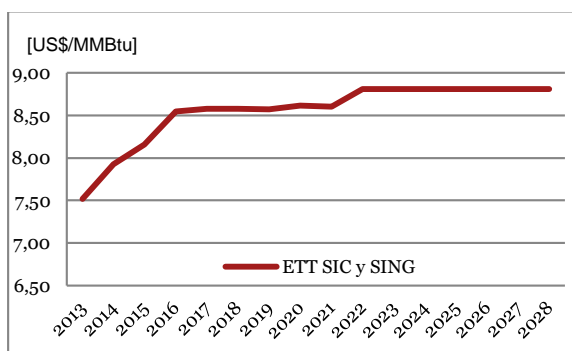
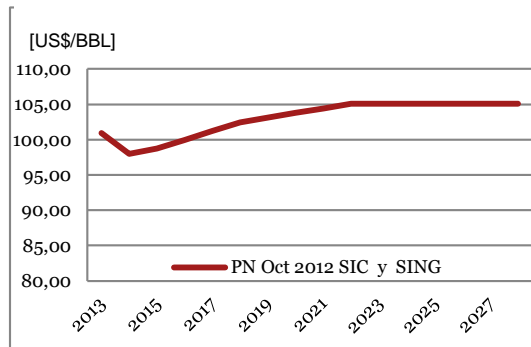


Figura 6 Evolución Precio Combustible - Crudo WTI



3.1.3 Parámetros específicos por Tecnología

En la construcción de ambos escenarios, es preciso definir los parámetros que caracterizan cada tipo de tecnología de generación, tanto para fuentes renovables como para fuentes de generación convencionales.

La Tabla 5 muestra los parámetros de costo de capital (tomados del ETT 2013), factores de planta, costos fijos y variables no combustibles para cada tecnología de generación^{xvi}.

Tabla 5 Parámetros por Tecnología

	Capital (US\$/kW)	Factor de Planta*	CF OPERACIÓN (US\$/kW-año)*	CVNC (US\$/MWh)*
Carbón	2500 (SING)	0.85	20	2
Pulverizado	2350 (SIC)			
CC-GNL	850	0.9	15	2
CA Diésel	800*	0.92	15	10
Biomasa sin cogeneración	3125	0.83	30	0
Biomasa con cogeneración	3125	0.8	20	0
Geotermia	3550	0.83	20	2
Pasada	2000	0.55	12.5	0
Pasada (<20MW)	2100	0.65	12.5	0
Eólica	2300	0.3	0	10
Solar PV	2500	0.31	10	0
CC – Ciclo combinado				
CA – Ciclo abierto				
PV – Fotovoltaico				
CF – Costo fijo				
CV – Costo variable no combustible				

Fuente: Plan Estudio de Transmisión Troncal (Enero 2013); Factor de planta convencional de 0.3 para eólica

*Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE).

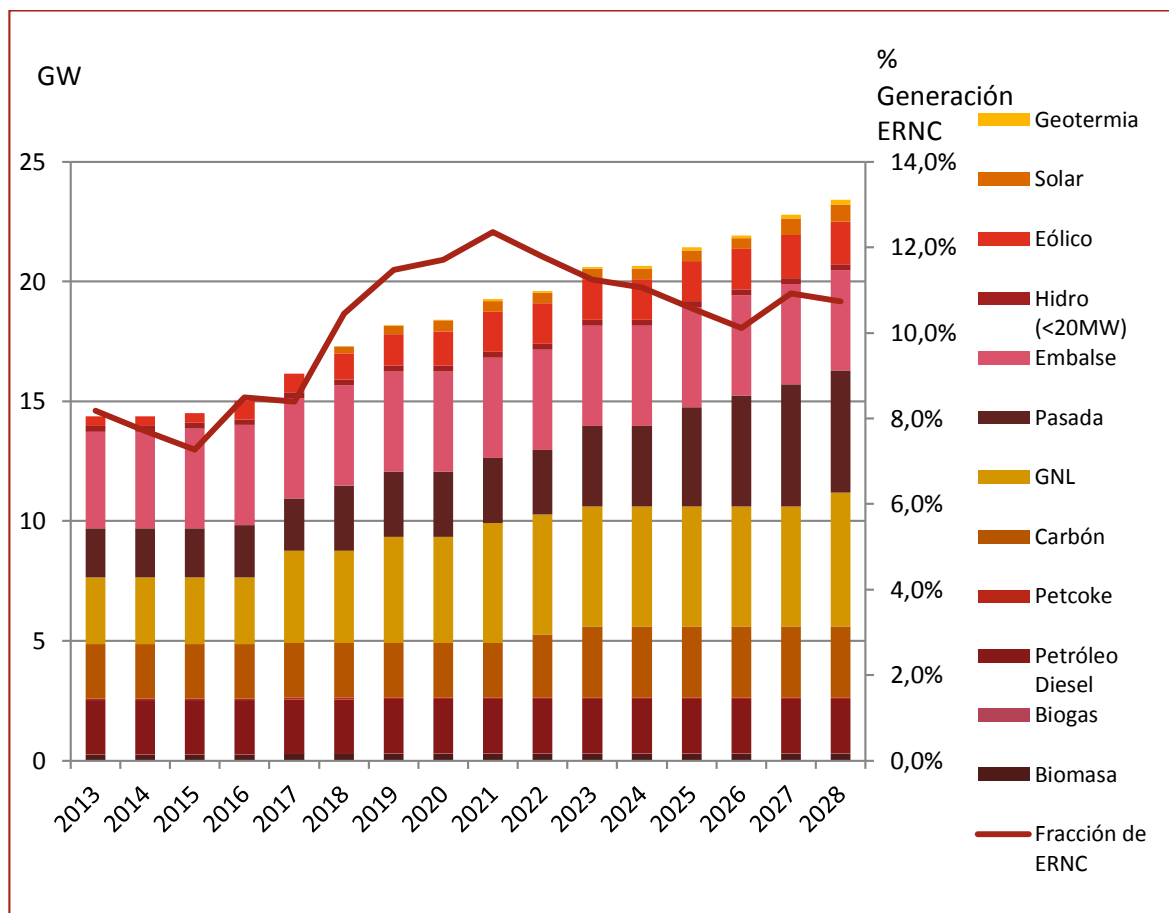
Según opinión de PwC, los costos de capital utilizados en el Plan ETT para las tecnologías Eólica y PV, se encuentran elevados en comparación a los valores que indicaron los agentes del mercado local en reuniones obtenidas. Para ambas tecnologías se registraron valores bajo de 2000 US\$/kW. Por ello se realiza sensibilizaciones al respecto en la sección 3.2.

3.1.4 Expansión de la Capacidad

Según la metodología establecida, se utilizan los escenarios de expansión definidos por el ETT, y se incluyen también las centrales que aparecen como “en construcción” en el plan indicativo de obras, contenido en los informes definitivos de precio de nudo publicados por la Comisión Nacional de Energía.

La figura 7 muestra la expansión de la capacidad para el escenario base del SIC resumiendo tanto aquellos proyectos que aparecen en ETT como aquellos en construcción del Informe de Precio de Nudo de Octubre 2012, indicando también el porcentaje de ERNC en el eje derecho.

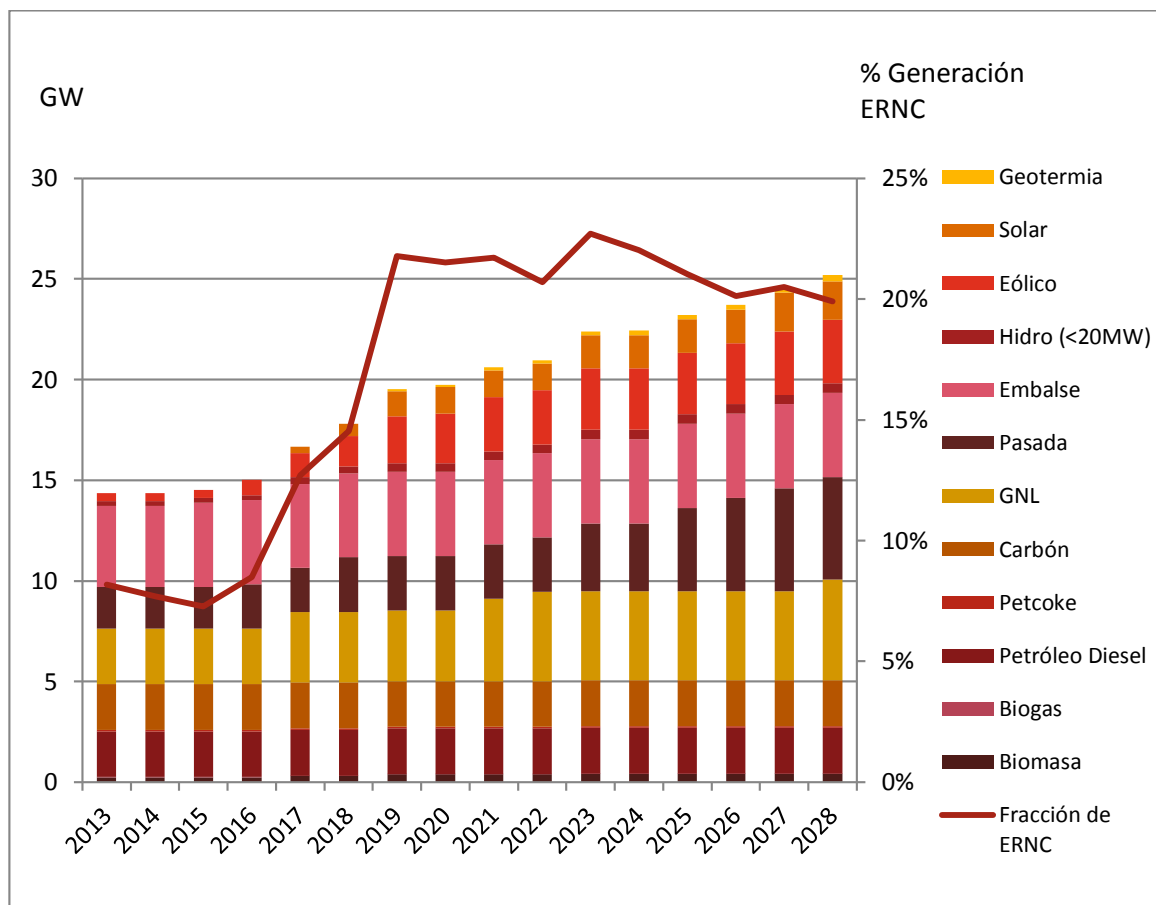
Figura 7 Expansión Matriz de Generación Escenario Base – SIC (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %)



En este escenario la expansión de la capacidad térmica domina por la tecnología de generación a gas natural licuado (GNL). Como se presentará en detalle posteriormente con los resultados, este escenario cumpliría con la ley de ERNC (10% de generación ERNC en 2024), pero no con 20% de generación ERNC en el año 2020.

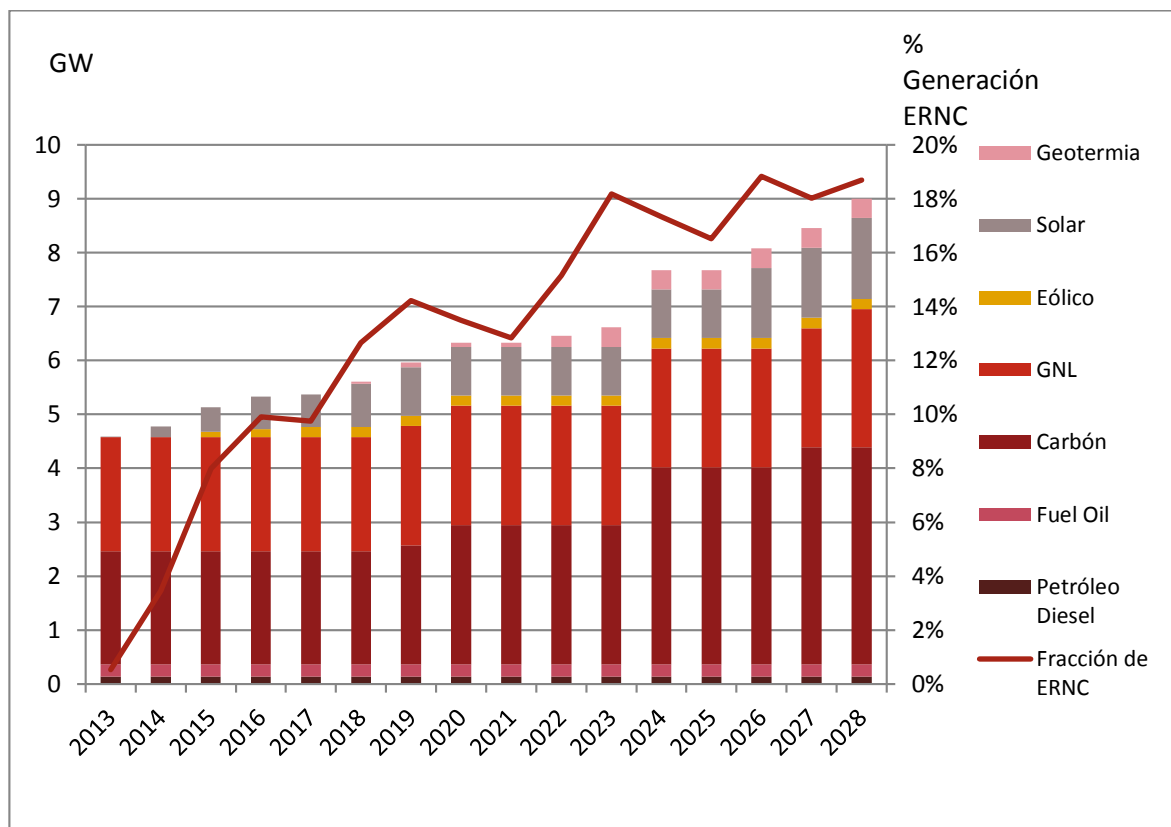
En el “escenario ERNC” se incorpora mayor potencia de fuentes renovables, disminuyendo la potencia de fuentes térmicas convencionales, sin alterar la capacidad total de generar energía en el sistema. Es decir, se reemplaza energía de fuentes térmicas convencionales, por energía de fuentes renovables. El criterio utilizado es reemplazar la potencia de fuentes convencionales por fuentes renovables lo más tarde posible, para minimizar (en términos de valor presente) los posibles aumentos de costo implícitos en dicha sustitución. De esta manera se reemplaza una central de 375MW de gas GNL el 2017, una central de 575 MW de GNL que entraría el 2019, y una central de 342MW a carbón en 2023; por fuentes renovables equivalentes. Con estas sustituciones se cumple el porcentaje de generación ERNC requerido para lograr la meta 20/20, y mantener 20% de fuentes renovables hasta el final del horizonte de estudio (2028). La figura 8 muestra la expansión de capacidad el escenario ERNC.

Figura 8 Expansión Matriz de Generación Escenario ERNC – SIC (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %)



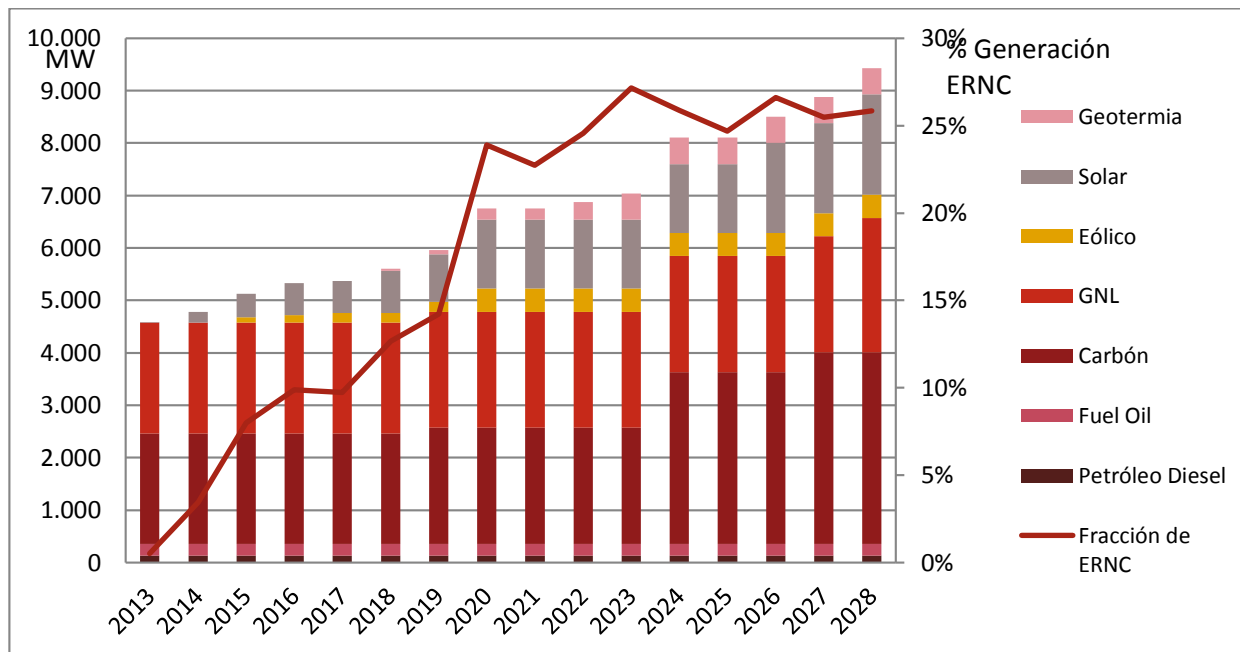
La figura 9 muestra la expansión de la capacidad para el escenario base del SING resumiendo los proyectos que aparecen en ETT y aquellos en construcción del Informe de Precio de Nudo de Octubre 2012.

Figura 9 Expansión Matriz de Generación Escenario Base- SING (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %)



Para construir el “escenario ERNC” para el SING, basta con reemplazar una única central de 375 MW de carbón (que en el escenario base entra en 2020), por capacidad renovable. Nuevamente se instala potencia de fuentes renovables de forma tal que la energía total generada por el sistema no se vea alterada. La figura 10 presenta la expansión de la capacidad en el “escenario ERNC” para el SING.

Figura 10 Expansión Matriz de Generación Escenario ERNC – SING (Capacidad instalada en GW y Generación de ERNC en %)



Para visualizar los escenarios, en términos de generación total de energía eléctrica, se presentan en las figuras 11 y 12 la modelación para el “escenario Base” y el “escenario ERNC” a nivel país (SIC+SING) indicando también el porcentaje de energía renovable en el eje derecho.

Figura 11 Generación escenario Base - País (GWh) y Fracción ERNC

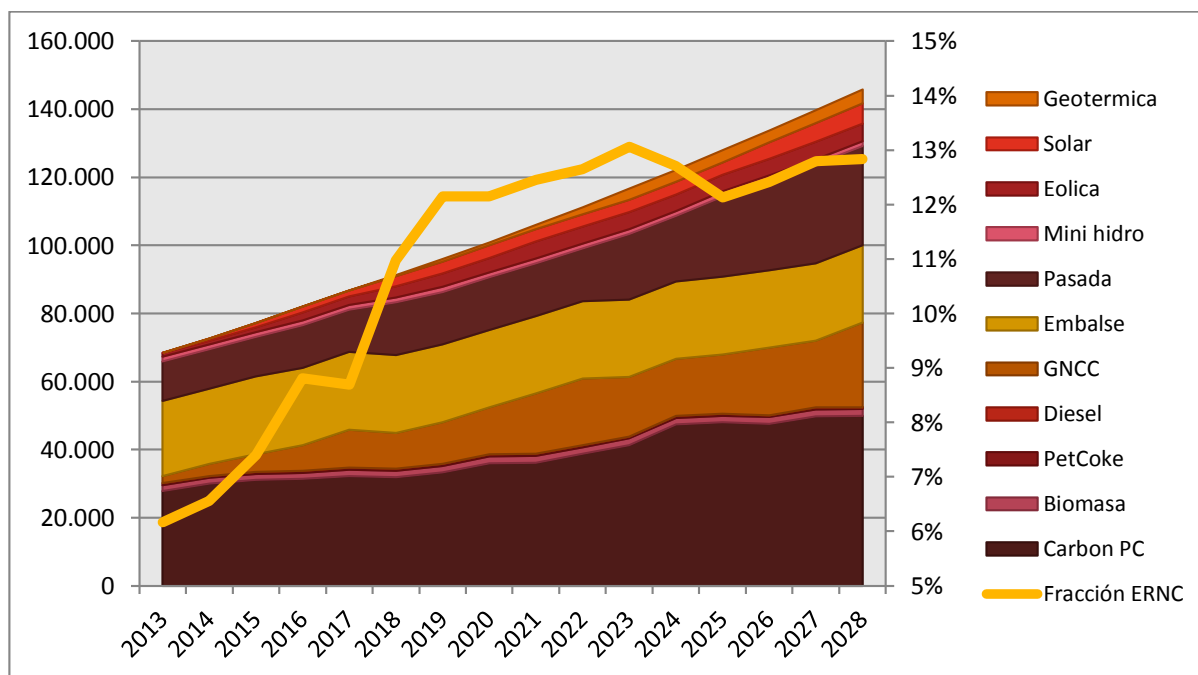
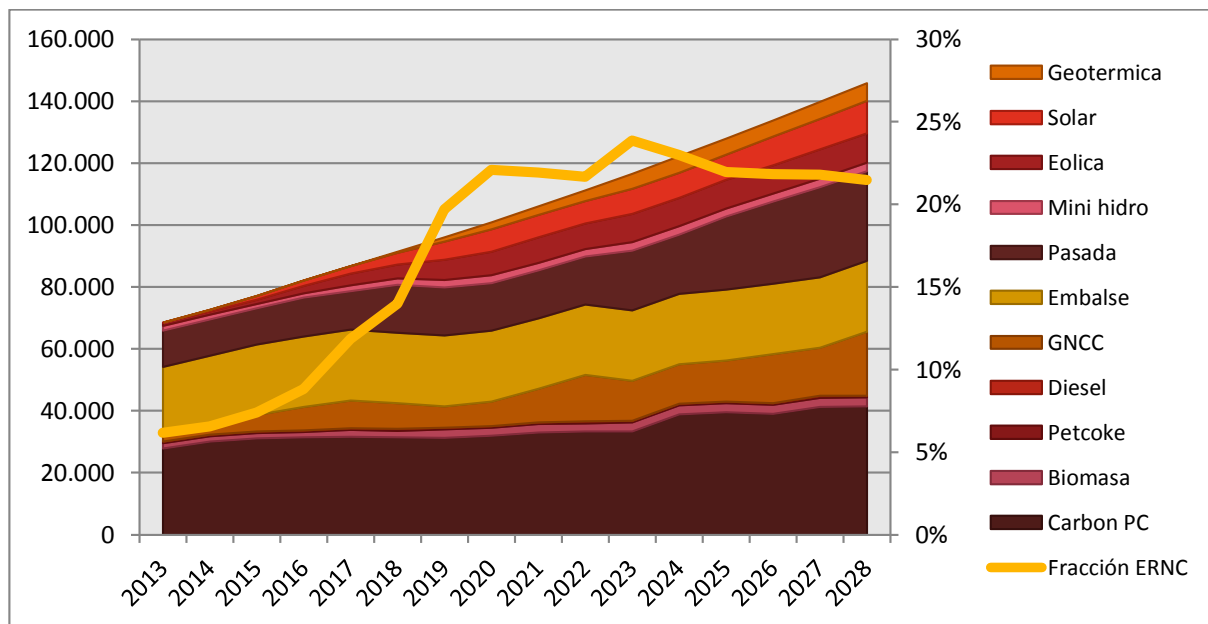


Figura 12 Generación escenario ERNC - País (GWh) y Fracción ERNC



3.2 Sensibilizaciones

Los resultados de los escenarios pueden cambiar según varíen los supuestos de entrada. Por esta razón se realizaron sensibilizaciones cambiando ciertas variables, incluyendo eventos de shock de precios que permitan inferir el impacto en la seguridad de suministro de energía.

3.2.1 Escenarios de generación

Los principales parámetros de entrada que puedan influir en los resultados de los escenarios son: los costos de capital y los precios de combustibles. Estos parámetros están basados en los valores indicados en la referencia oficial utilizada como base (Plan ETT), por lo cual se realizan sensibilizaciones sobre estos valores. La tabla 6 muestra los supuestos que se han acordado para la sensibilización de los escenarios.

Tabla 6 Supuestos Acordados para la sensibilización de Escenarios

Parámetro	Variación Parámetro Escenarios “(ETT)”	Variación Parámetro Escenarios “(+)”	Variación Parámetro Escenarios “(-)”
Precio Carbón	→ 0%	↗ +5%	↘ -5%
Precio GNL	→ 0%	↗ +5%	→ 0%
CAPEX (sólo ERNC)	→ 0%	↘ -15%	↗ +15%

Nota: El ETT indica un precio promedio GNL **8,54 US\$/MMBTU**; **7,5 US\$/ MMBTU** (2013) para ambos sistemas. Precio promedio carbón **104,5 US\$/Ton**.

Aparte de la sensibilización a los parámetros de costo de capital y costo de combustibles, también se realiza una sensibilización de la tasa de descuento utilizada, de 10% a una tasa de 6%.

El escenario (ETT) representa el escenario base original sin ninguna modificación de los parámetros, el escenario “(+)” es un escenario más positivo para las fuentes renovables ERNC, ya que aumenta los costos de combustibles (lo cual penaliza a las fuentes térmicas convencionales que utilizan carbón y gas), y disminuye los costos de capital para las tecnologías ERNC, mientras que el escenario “(-)” es en un escenario más negativo, ya que disminuye o mantiene los costos de combustibles y aumenta los costos de capital para las ERNC.

3.2.2 Precio de Combustible

Frente a la situación real y las proyecciones de precios de combustibles del mercado, los precios de combustibles reportados en el Plan ETT utilizados como referencia, representan valores muy bajos. Sobre todo para el gas GNL, los costos asociados a su cadena de valor, como transporte, desembarque, regasificación y distribución local, ubicarán los precios finales en un rango de 10-12 US\$ per MMBtu. Estas realidades del mercado plantean, entonces, un aumento conservador de precio de un 5% para los combustibles Carbón y GNL, como una sensibilización que se acerca a las condiciones más factibles de materializarse.

Se realiza de igual manera una sensibilización para un escenario “(-)” para examinar la variación de los precios de combustibles. En esta sensibilización solamente se reduce el precio del Carbón en un 5%, dado que el precio del GNL ya representa un valor bajo en el escenario ETT, frente a las características del mercado local, como se mencionó anteriormente.

Las figuras 13 y 14 muestran de manera visual la proyección de precios para Carbón y GNL.

Figura 13 Proyección Precio Carbón

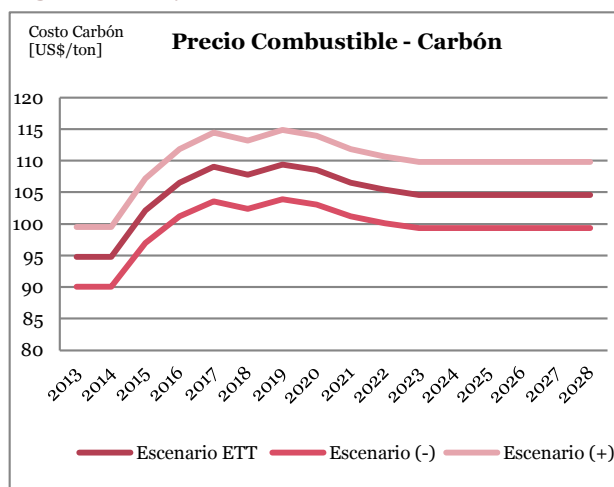
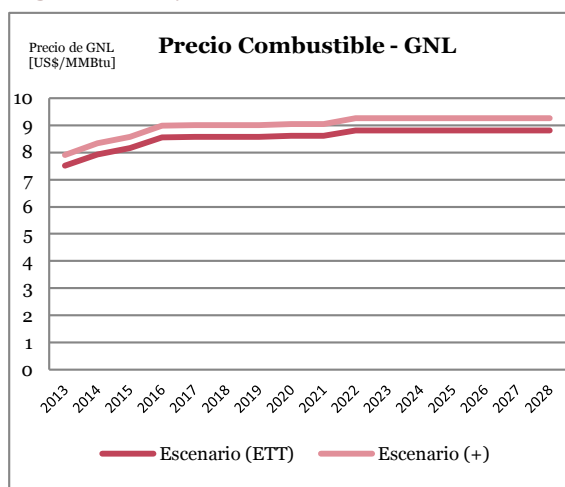


Figura 14 Proyección Precio GNL



3.2.3 Costos de Capital

Según la información levantada sobre los proyectos de inversión, el escenario ETT representa valores elevados para los costos de capital de la tecnología eólica y solar. Es por ello que se plantea en el escenario de sensibilización “(+)” una disminución de 15% de estos costos de capital, y en el escenario “(-)” un aumento de 15% de los costos de capital para las ERNC frente al escenario ETT o base. No se consideran cambios en los costos de capital para las tecnologías convencionales,

aunque es probable que durante el horizonte de estudio al 2028, los costos de capital de estas tecnologías térmicas convencionales aumenten debido al cumplimiento con normas de emisiones más exigentes que requieren instalaciones adicionales para el abatimiento de emisiones contaminantes.

3.2.4 Tasa de descuento

Cabe mencionar que las fuentes renovables ERNC representan costos de capital bastante elevados en comparación con las fuentes convencionales como las centrales a GNL para la generación eléctrica. Por otro lado, las fuentes renovables ERNC tienen costos de operación muy bajos en comparación con las centrales a GNL y Carbón que requieren constantemente insumos de combustibles para su operación. Con la variación de de la tasa de descuento se llega a resultados muy distintos.

En Chile, las evaluaciones costo beneficio del sector eléctrico se han realizado utilizando tasas del 10%, esto incluso considerando externalidades explícitamente. Por ello es que se sensibiliza la tasa del 10% con una tasa menor y que corresponde a la tasa social descuento oficial del país. Esto significa que cualquier estimación del bienestar social debe utilizar esta tasa para tener validez según el Estado^{xvii}. La tasa social de descuento oficial para Chile es 6%^{xviii}.

Por lo tanto, la elección y sensibilización de la tasa de descuento para evaluar los costos del sistema de generación en horizontes temporales largos como los del presente estudio es una decisión sumamente relevante ya que incide directamente en los resultados. Al ser la tasa social 6% menor, aumenta la rentabilidad relativa de las inversiones ERNC dados sus bajos costos de operación y sus beneficios sociales, que se dan a lo largo de todo el horizonte de estudio. Por otro lado, en el caso de una tasa de descuento de 10% se penaliza estas mismas ventajas de largo plazo de las fuentes renovables, y se enfatiza la ventaja relativa de las fuentes convencionales a corto plazo por sus menores costos de capital. Por eso es importante que el gobierno considere en la evaluación de los costos, la capacidad de las ERNC en reducir la vulnerabilidad a los riesgos que presenta la volatilidad de los costos de combustibles.

En este sentido, para obtener el valor presente de cada escenario se utiliza una tasa de descuento de 10%. Luego se realiza la sensibilización relevante utilizando la tasa social de descuento de 6%.

Notas:

^{xi} Se enfatiza el hecho de que estos dos escenarios son exploratorios y no buscan predecir el comportamiento del mercado o sistema, sino cuantificar los impactos derivados de las diferencias entre ambos.

^{xii} <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/738-plan-expansion-2012-2013>

^{xiii} Para construir el Escenario ERNC se efectuaron los siguientes reemplazos para el SIC: (i) en el año 2017 se reemplaza un Ciclo Combinado de 350 MW de capacidad por un mix de capacidad Eólica (604 MW), Solar (584 MW), Biomasa (62 MW), Geotermia (62 MW) y Minihidro (80 MW); (ii) en el año 2019 se reemplaza un Ciclo Combinado de 575 MW de capacidad por un mix de capacidad Eólica (420 MW), Solar (305 MW), Biomasa (38 MW) y Minihidro (97 MW); y (iii) en el año 2023 se reemplaza una central a Carbón de 342 MW de capacidad por un mix de Eólica (339 MW), Solar (328 MW), Biomasa (35 MW) Geotermia (35 MW) y Minihidro (45 MW). Por otra parte, en el SING se efectúa un reemplazo en el año 2020 de una Central a Carbón de 375 MW de capacidad con un mix de Eólica (250MW), Solar (411MW) y Geotermia (140MW).

^{xiv} Para los años 2011 y 2012, los datos de demanda se toman de la información disponible en los CDEC respectivos.

^{xv} Es importante destacar que, utilizando estos precios (y el resto de los parámetros: costos de capital, factores de planta, tasa de descuento 10% etc.) se estima un costo nivelado equivalente para ambos combustibles (GNL y carbón).

^{xvi} Se utilizó como referencia los valores indicados en el Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE 2011).

^{xvii} Precios Sociales Vigentes. División Evaluación Social de Inversiones. Ministerio de Desarrollo Social Diciembre, 2012.

^{xviii} La tasa de descuento es un asunto crítico y debatible. Existen distintas opiniones respecto de qué tasa utilizar. En particular, se suele hacer referencia a la tasa privada y tasa social de descuento. La tasa social de descuento es una tasa de interés que sirve para comparar los beneficios y costos inter-temporales desde una perspectiva social. Existen numerosas teorías sobre la tasa social de descuento. Sin embargo, las dos interpretaciones más comunes se refieren al costo de oportunidad social del capital o de la preferencia temporal social del consumidor.

La tasa privada es una tasa de interés que se utiliza en las evaluaciones privadas para determinar la rentabilidad de un proyecto y se utilizan en un contexto privado. La tasa privada se basa en el concepto de costo de oportunidad del capital. La inversión en capital debe rentar al menos lo mismo que su mejor alternativa de inversión.

4 Análisis sistémico

La metodología general para el análisis sistémico busca comparar los costos totales y directos del “escenario Base”, y del “escenario ERNC”. Así se estima un costo unitario de energía generada (US\$/MWh) por tecnología. Estos resultados permiten calcular los costos totales de capital, de operación y de combustibles utilizando los parámetros definidos en cada uno de los dos escenarios de generación.

Se realizan sensibilizaciones de los parámetros tal como como en la sección anterior, para examinar el comportamiento de los costos de cada escenario bajo variación.

Se analiza el ahorro de costos de combustibles del “escenario ERNC” en comparación con el “escenario base”, y se responde de manera cualitativa al planteamiento de ¿Cómo las fuentes renovables ERNC podrían ahorrar otros costos asociados a la operación diaria o estacional del sistema eléctrico nacional?

La razón para lo anterior es que dichos costos no se han considerado en ambos escenarios y se supone que ellos deberían ser similares en los dos casos, especialmente cuando se habla de centrales de gran tamaño de tecnologías convencionales y de ERNC.

Cabe mencionar que este análisis no considera costos adicionales como aquellos de transmisión, ni de minimización de costos de operación / despacho.

4.1 Análisis LCOE

Para hacer una correcta comparación del costo de producir energía con distintos tipos de fuentes y tecnologías de generación de energía, se utiliza el concepto de Costo Nivelado de Energía o LCOE (por sus siglas en inglés LCOE – Levelized Cost of Energy). Esta es una medida del costo promedio de generar una unidad de energía eléctrica (US\$/MWh) en cada tipo de fuente, para lograr cubrir el valor presente de todos los costos de producción (costo de capital/ inversión, costo de operación/combustible, mantenimiento, etc.) durante toda la vida del proyecto de generación^{xix}.

El costo nivelado de energía es el primer indicador que permite comparar los costos unitarios por tecnología (US\$/MWh), indicándonos ¿Cuánto nos cuesta en valor presente cada unidad de electricidad, si la producimos por ejemplo con una fuente Eólica, una fuente Fotovoltaica, o una fuente convencional térmica a Carbón, o a Gas? Esto nos permite tener una estimación de los costos directos de cada tipo de fuente, y por tanto es un indicador sumamente relevante para nuestro propósito de comparar el costo del “escenario ERNC” vs. el costo del “escenario base” en términos de sus costos directos.

Para el cálculo de los LCOE se evalúa un caso sencillo en que se asume una generación de 1MWh por año para cada tecnología durante la vida útil del proyecto. A cada tecnología se le asocian tres categorías principales de costos: Inversión, costos de combustible y otros costos de operación. De estos se calcula los valores presentes según la siguiente ecuación:

Variable	Notación
Costo de inversión unitario	I
Número de años de construcción del proyecto	τ
Fracción de inversión en año t	λ_t
Factor de planta	f
Precio del combustible en el año t	P_t
Rendimiento	η
Otros costos de operación	C
Costos fijos de operación y mantenimiento	com
Factor de emisión asociada a tecnología α	e_α
Tasa de descuento	r
Horizonte	T

$$VPN = \frac{1000}{365 \cdot 24 \cdot f} \sum_{t=0}^{\tau-1} \lambda_t \frac{I}{(1+r)^t} + \sum_{t=\tau}^{T+\tau-1} \frac{P_t}{\eta(1+r)^t} + \sum_{t=\tau}^{T+\tau-1} \frac{c}{(1+r)^t} + \frac{1000}{365 \cdot 24 \cdot f} \sum_{t=\tau}^{T+\tau-1} \frac{com}{(1+r)^t}$$

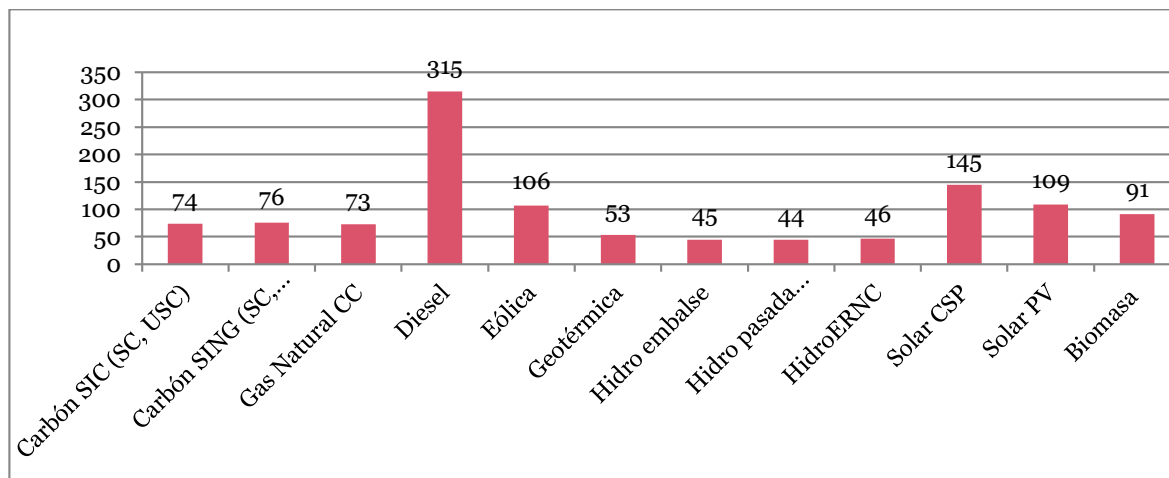
Para anualizar, el monto equivalente constante anual K (con periodo igual a la vida útil de cada proyecto) se estima como:

$$VPN = \sum_{t=1}^T \frac{K}{(1+r)^t} = K \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^{T-1}}$$

Identificando el factor de recuperación del capital FRC queda $K = VPN \cdot FRC$. Lo último tiene unidades de US\$/MWh-año y corresponde a nuestra estimación de costo anualizado o nivelado de la energía.

Aplicando esta metodología, y utilizando los parámetros específicos por tecnología según escenario ETT, se presenta a continuación la estimación de costos unitarios anuales para las tecnologías relevantes^{xx}.

Figura 15 Costo Anualizado (US\$/MWh)



4.2 Costos del sistema

Los costos del sistema se calculan a partir de los parámetros específicos por cada tecnología, considerando los costos de capital, costos fijos y variables de operación y combustibles. Se consideran solamente las centrales a construir según la modelación de expansión de capacidad para determinar y comparar los costos de ambos escenarios. Las figuras siguientes visualizan la proyección de costos de ambos escenarios en SIC y SING.

Figura 16 SIC Costos de Combustible (MMUS\$) **Figura 17 SIC Costos de Operación (MMUS\$)**

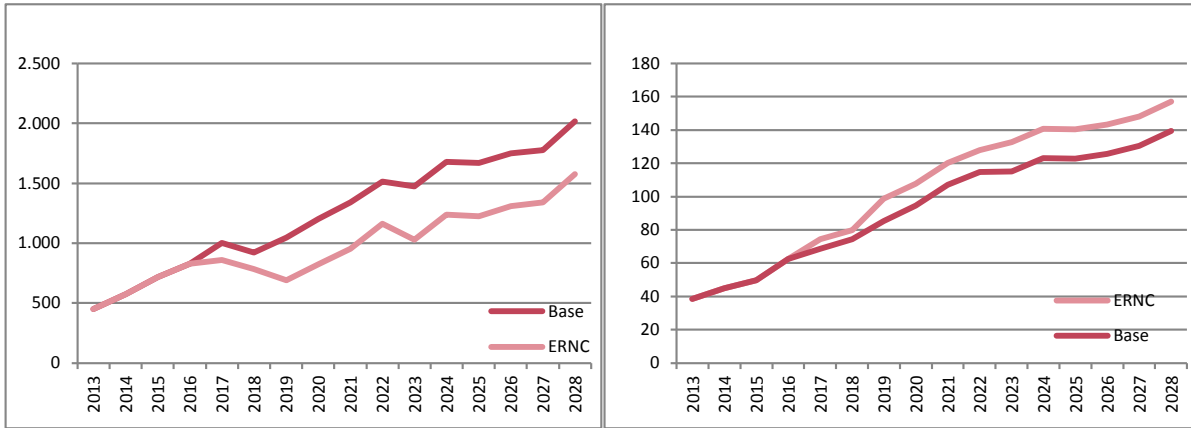


Figura 18 SIC Costos de Capital (MMUS\$)

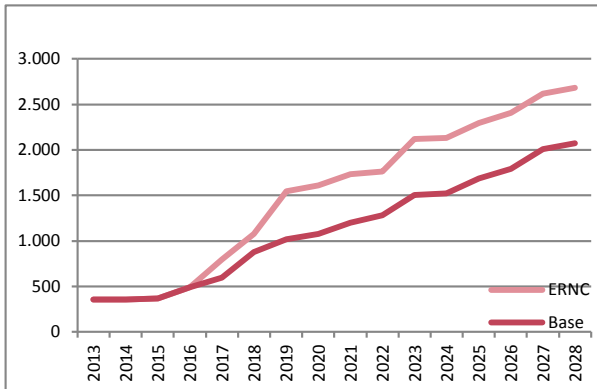


Figura 19 SIC Costos totales (MMUS\$)

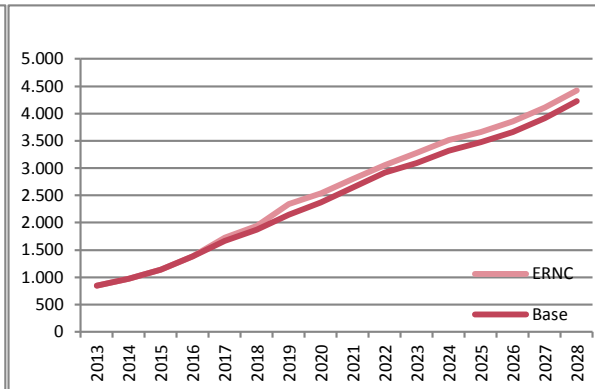


Figura 20 SING Costos de Combustible (MMUS\$)

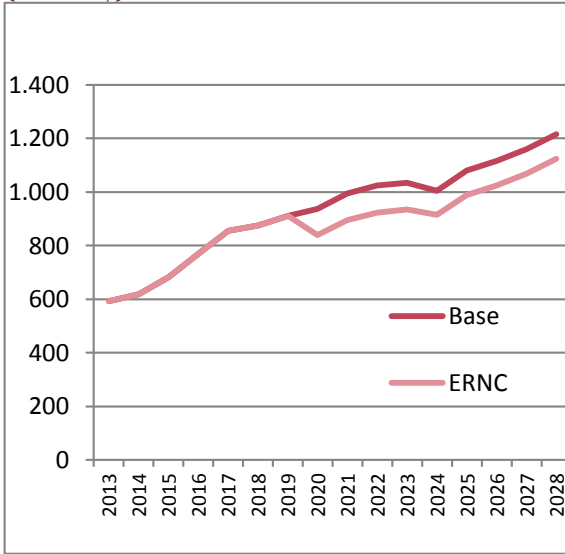


Figura 21 SING Costos de Operación (MMUS\$)

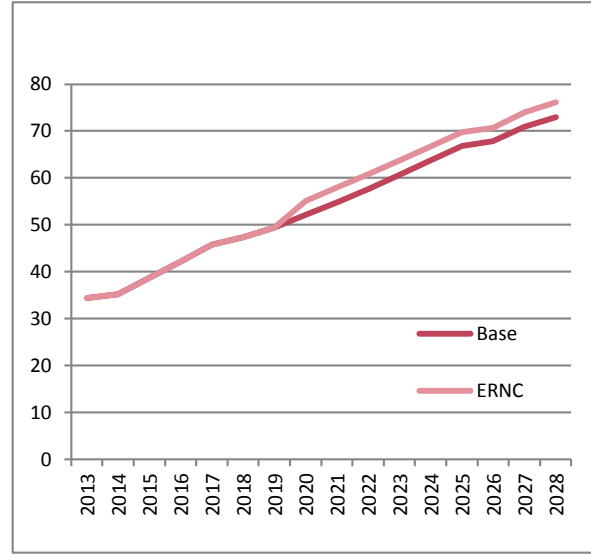


Figura 22 SING Costos de Capital (MMUS\$)

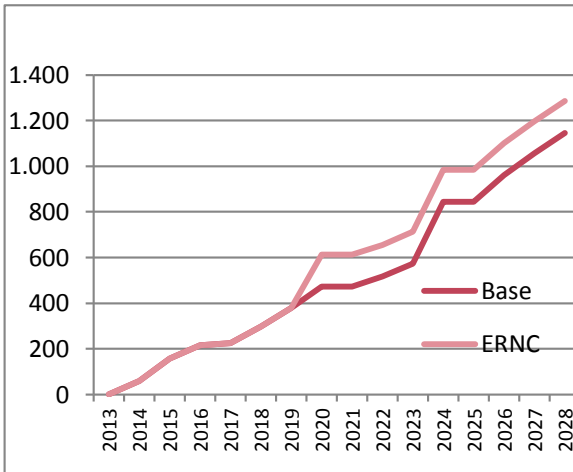
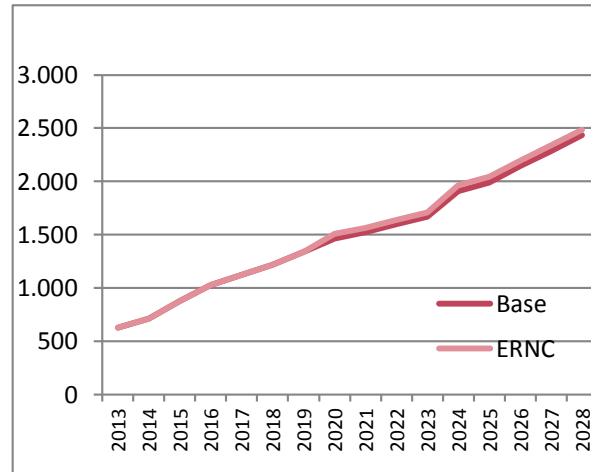


Figura 23 SING Costos totales (MMUS\$)

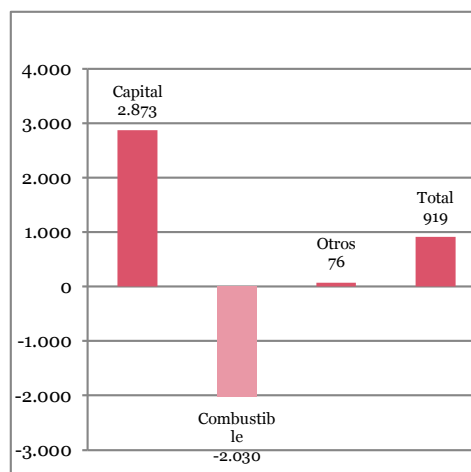


Los costos en valor presente para 2013-2028 se muestran a continuación utilizando una tasa de descuento de 10% para ambos escenarios y acumulado para el país (SIC+SING).

Tabla 7 Comparación de Valor Presente (MMUS\$) – Tasa de descuento 10%

Comparación de Valor Presente (MMUS\$)				
SIC	Capital	Combustible	Otros	Total
BASE	7.727	9.063	686	17.476
ERNC	10.147	7.343	752	18.242
SING				
Capital	Combustible	Otros	Total	
BASE	3.201	7.328	418	10.947
ERNC	3.654	7.017	428	11.099
PAIS				
Capital	Combustible	Otros	Total	
BASE	10.927	16.391	1.105	28.423
ERNC	13.801	14.360	1.180	29.342

Figura 24 Escenario ERNC vs. Base (MMUS\$) Costos (+) y Beneficios (-) netos estimados Tasa de descuento 10%.



Se observa que los costos del “escenario ERNC” en valor presente son más elevados en comparación al “escenario Base”, sumando los tres principales insumos. De esta forma, el ahorro de combustible en el “escenario ERNC” parece no ser suficiente para compensar totalmente los sobrecostos producidos por el mayor costo de capital de las fuentes ERNC en relación al “escenario Base”.

Sin embargo, cabe señalar que los costos de capital y precios de combustibles utilizados son los del escenario ETT, y según nuestra opinión el costo de capital asignado a las fuentes ERNC en el estudio ETT se encontraría sobreestimado, y el costo de combustible en el mismo estudio se encontraría subestimado. Ambos factores tienden a penalizar a las fuentes ERNC, sobreestimando sus costos de capital reales, y subestimando sus beneficios en términos de ahorro de combustible por las razones mencionadas en la Sección 3.2. Por este motivo, se repite el cálculo en 4.3 bajo escenarios de sensibilización, variando los costos de capital y de combustible.

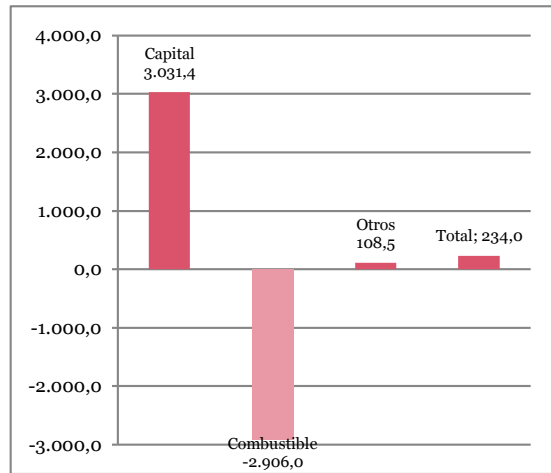
4.3 Análisis de Sensibilización

Al realizar sensibilizaciones variando los parámetros establecidos en la Sección 3.2, pero esta vez variando la tasa de descuento, los resultados presentados del valor presente de 2013-2028 cambian según se muestra en la tabla 8.

Tabla 8 Comparación de Valor Presente (MMUS\$) – Tasa social de descuento 6%

SIC	Capital	Combustible	Otros	Total
BASE	7.017	12.064	910	19.992
ERNC	9.540	9.614	1.005	20.159
SING				
Capital	Combustible	Otros	Total	
BASE	3.167	9.437	542	13.145
ERNC	3.675	8.981	556	13.213
País				
Capital	Combustible	Otros	Total	
BASE	10.184	21.502	1.452	33.137
ERNC	13.215	18.596	1.561	33.371

Figura 25 Escenario ERNC vs. Base (MMUS) Costos (+) y Beneficios (-) netos estimados. – Tasa social de descuento 6%



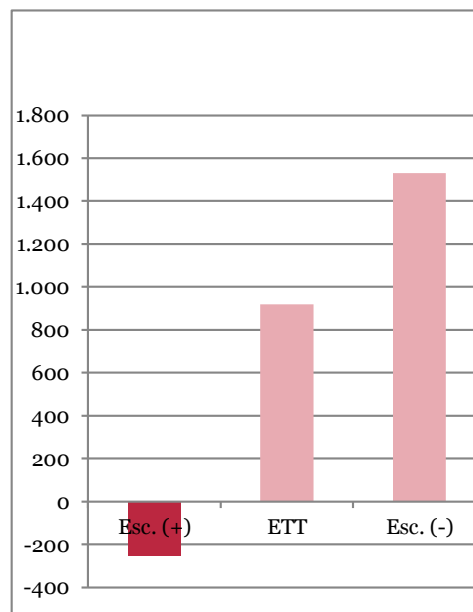
Se observa que el costo total adicional en valor presente del “escenario ERNC” **disminuye de manera significativa aplicando la tasa de descuento social de 6%**. Efectivamente, usar la tasa de descuento social nos permite reconocer y valorar los beneficios de largo plazo de las ERNC – específicamente, costos variables reducidos. Sin embargo, para el análisis contra-factual sistémico y macroeconómico, presentado más adelante, se utiliza la tasa convencional de 10%, reflejando las prácticas comunes para la determinación de los costos del desarrollo del sistema eléctrico a mediano plazo en el Informe Técnico de Precio de Nudo.^{xxi}

Dejando la tasa de descuento constante en 10% y cambiando los costos de capital y de combustible, se comparan 3 escenarios distintos, “ETT”, “(+)” y “(-)” (se refiera a página 26, tabla 6). Los resultados se presentan en la tabla 9.

Tabla 9 Comparación de Valor Presente Escenarios (MMUS\$)

SIC	Esc. (+)	ETT	Esc. (-)
Base	18.961	17.476	17.628
ERNC	18.655	18.242	18.873
Costo Total / Beneficio ERNC SIC	-307	766	1.244
SING	Esc. (+)	ETT	Esc. (-)
Base	11.610	10.947	11.006
ERNC	11.665	11.099	11.292
Costo Total ERNC SING	55	153	286
País	Esc. (+)	ETT	Esc. (-)
Base	30.571	28.423	28.635
ERNC	30.320	29.342	30.165
Costo Total / Beneficio ERNC País	-251	919	1.531

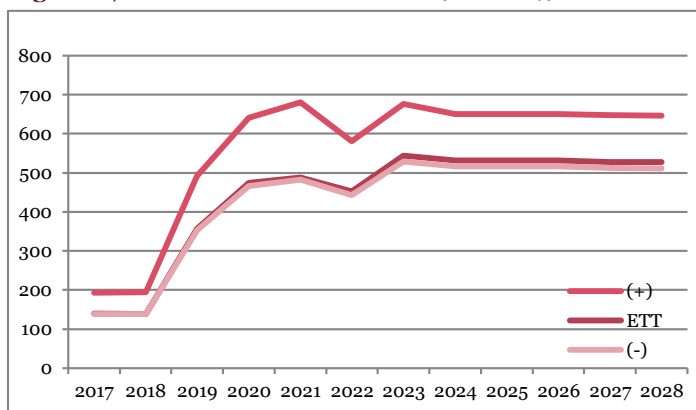
Figura 26 Costo/ Beneficio ERNC (MMUS\$)



El escenario (+) considera un aumento del precio de combustibles, de 5% para Carbón y GNL, además costos de capital más bajos, de 15% para las tecnologías Solar y Eólico. Bajo estas condiciones, se logra un beneficio total en valor presente de 251 MMUS\$, es decir un ahorro neto de recursos a nivel país.

Según opinión de PwC, este escenario “(+)” es más factible de materializarse que los demás escenarios “ETT” y “(-)”, ya que representa supuestos que reflejan la evolución y condiciones del mercado local, pero también las tendencias internacionales. Sin embargo, para el análisis final se utilizarán los supuestos originales del escenario “ETT”, aplicando los supuestos oficiales que representan un escenario conservador (menos favorable a las fuentes renovables), en el que habría que mostrar los beneficios del “escenario ERNC” para Chile. El presente estudio sólo compara la reducción de costos de importación de combustibles como beneficio del “escenario ERNC” frente

Figura 27 Ahorros de Combustible (MMUS\$)



al “escenario Base” que requiere más combustible, básicamente GNL y Carbón, para su operación. De esta manera, se presenta un ahorro importante de combustibles, que a su vez representa una disminución de importaciones, y consecuente ahorro de capital que en términos macroeconómicos estaría disponible para otro tipo de actividades económicas dentro del país. La figura 27 muestra la evolución de estos ahorros de combustible para los escenarios de sensibilización. **El valor presente del escenario central “ETT” representa un ahorro de MMUS\$ 2.300.** Aparte de los beneficios previamente mencionados, existen otros impactos vinculados que pueden

disminuir los costos del sistema y de la electricidad. Aquellos abordamos de manera cualitativa en el siguiente capítulo 4.4.

4.4 Beneficios no cuantificados

4.4.1 Seguridad de suministro

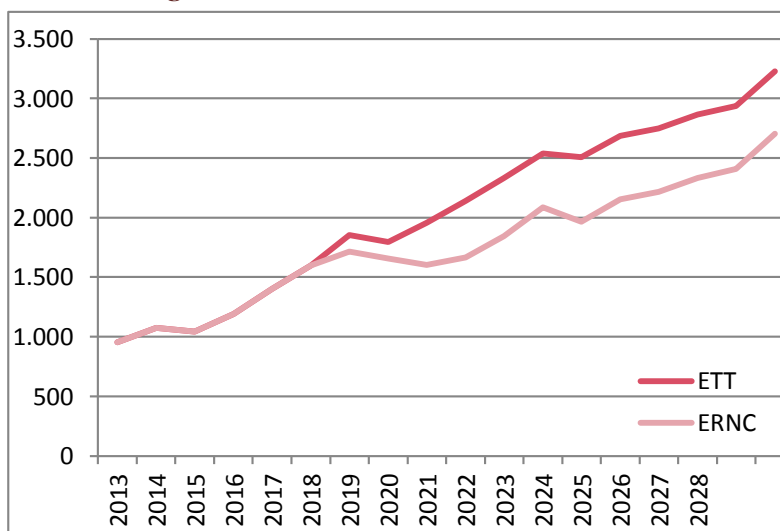
Los parques de generación que dependen altamente de combustibles importados, como son las centrales de generación térmica a Carbón, Gas GNL y Diésel, están expuestos a ciertos riesgos. La dependencia al suministro de los combustibles puede afectar el bienestar de la economía y del país cuando ocurran eventos que conllevan shocks energéticos. En general, un shock modifica los costos de operación del sistema (y eventualmente los precios). Por ejemplo, un alza inesperada en los precios de los combustibles o una sequía un año determinado pueden explorarse en este tipo de análisis.

A partir de los años 1997 y 1998 nuevas plantas termoeléctricas en base a gas natural argentino entraron en operación para abastecer la creciente demanda energética del país. Debido a la crisis de gas natural argentino entre los años 2004-2006, la generación a partir de gas natural fue reemplazada, básicamente modificando las mismas centrales para que comenzaran a generar con Diésel y Crudo (fuel oil o combustóleo). A partir de este momento, también nuevas termoeléctricas en base a carbón iniciaron su operación. En 2009 y 2010, entraron en operación los terminales de gas natural licuado GNL, Quintero y Mejillones que han reemplazado una importante fracción de petróleo Diésel.

Figura 28 Gasto directo de Combustible (MMUS\$)

No se pretende valorar en el

presente estudio el beneficio adicional que representa la seguridad de suministro como la ejemplificada en el caso de arriba (“escenario ERNC”). Sin embargo, no hay duda de que dicho beneficio de reducción del riesgo de suministro puede valorarse como una especie de “prima” o seguro que beneficia directamente la seguridad del sistema eléctrico chileno, dado que al diversificar las fuentes de suministro energético que



no dependen de proveedores externos hacen menos vulnerable al país frente a interrupciones de suministro y shock de precios en los combustibles importados. En muchas situaciones de la vida cotidiana los ciudadanos reconocen el valor que supone reducir el riesgo de enfrentar eventos negativos, que generen un perjuicio económico, y como tal se reconoce un valor monetario y están dispuestos a pagar para protegerse de dichos riesgos (Ej. seguros de salud, vida, etc.). **Una mayor penetración de las ERNC actúa en el mismo sentido, al disminuir el riesgo de suministro y la exposición a la volatilidad del precio de combustibles importados. Por otro lado, es cada vez más esperable que se establezca una prima “Risk Premium” o cobertura contra aumentos de precios de combustible y causantes del cambio**

climático, en este caso ERNC representan una alternativa más competitiva y menos riesgosa.^{xxii}

4.4.2 Save Water Analysis (Análisis Ahorro de Agua)

Un beneficio adicional de las fuentes ERNC se asocia a su relación complementaria con las fuentes hidroeléctricas de embalse, lo cual permite ahorrar agua de embalse de bajo costo operativo en el despacho de carga de todo el sistema, y por lo tanto abre la oportunidad de bajar los costos totales de generación.

Para caracterizar este beneficio en el sistema eléctrico chileno, se realizó una revisión cualitativa de los efectos que una mayor penetración de fuentes ERNC puede tener sobre la operación de centrales hidroeléctricas de embalse, y su impacto en reducir o aumentar los costos de generación según consumo y disponibilidad de agua.

Bajo condiciones ideales, las centrales de embalse tienen ciertas ventajas: un bajo costo operativo, disponibilidad de despacho inmediata, y con ello gran potencial en el respaldo de las ERNC a bajo costo sistémico. En las regiones donde hay centrales existentes se requiere hidrologías “normales” o “húmedas” para asegurar los niveles requeridos que permiten la generación eléctrica, aparte del caudal establecido del riego y agua potable. Pero, desde hace casi 5 años, los niveles de las centrales están disminuyendo debido a un déficit hídrico, o en otras palabras, un periodo de hidrología “seca”. Bajo estas condiciones, la capacidad de generación eléctrica de las centrales embalse ha disminuido; ya en Mayo 2013 solo el 46% era utilizada^{xxiii}.

Considerando que la demanda no se reduce en periodos de hidrología “seca”, se genera un déficit, que debe ser reemplazado por otras centrales de respaldo, más caras (centrales Diésel o gas). La regulación actual^{xxiv} dispone la obligación de la Dirección de Operación del CDEC-SIC de coordinar la operación de los embalses para garantizar en todo momento la existencia de una Reserva Hídrica efectivamente disponible de 47,4 GWh. En caso que no se pueda cumplir con la reserva, el CDEC puede racionar el uso de las centrales hídricas, cuya energía se reemplaza por generación térmica de respaldo (Diésel), por lo cual los costos del sistema aumentan de manera significativa con la entrada de estas centrales según orden de mérito y el costo marginal del sistema también se incrementa, aumentando en consecuencia el precio de los contratos que consideran una indexación según ese costo.

Por otro lado, los propietarios de las unidades generadoras hidroeléctricas respectivas reciben una indemnización como la diferencia entre el costo de operación y el costo de la generación, valorizada al costo marginal con que hubiesen inyectado su energía. Los costos resultantes son asumidos por todas las empresas generadoras que realizan retiros, a prorrata de sus retiros de energía en el sistema en el mes que se realizó la reserva. Los costos de oportunidad calculados para Mayo 2013 alcanzaron los 270 US\$/MWh para algunos embalses^{xxv}.

Concluyendo, periodos secos que limitan el uso de agua en embalses para la generación eléctrica pueden aumentar el costo de energía por requerimiento del despacho de energía generada por centrales caras de backup como Diésel y por otro lado costos de compensación para las centrales hidroeléctricas reservadas no usadas. Un escenario de mayor penetración de ERNC se debe analizar también en términos de la oportunidad que ofrecen de disminuir el despacho de agua de embalse, ahorrando costos totales al sistema. **Dada la hipótesis de que las fuentes ERNC son despachadas en todo momento que se encuentren operativas según orden de mérito,**

los costos marginales totales del sistema disminuyen, y con ello los costos de oportunidad del uso del agua para generación en los embalses del SIC.

Un análisis más desagregado o localizado, pudiera observar la disminución de generación por los embalses dependiendo de la región y los períodos hidrológicos, con objeto de valorar con mayor precisión el beneficio representado por la capacidad de las fuentes ERNC para ayudar a garantizar la reserva requerida en los embalses apoyando a la seguridad de suministro en la matriz del SIC^{xxvi}.

4.4.3 Shave Peak Analysis (Análisis de recorte de punta)

El concepto del peak-shaving se aplica para reducir las puntas de alta demanda de electricidad. Este concepto apunta a la gestión de la demanda (y oferta) de energía en horarios donde la capacidad de generación de energía de base no es suficiente para calzar con la demanda. En estos casos las unidades de respaldo son necesarias para satisfacer la demanda, o los clientes desplazan las actividades de consumo de energía a otro horario. Los horarios de punta dependen de la matriz y su composición que provee la oferta y claramente del perfil de la suma de los consumidores de la energía. Existen casos exitosos en el mundo, donde la energía renovable, sobre todo la energía solar por su generación durante las horas del día, es capaz de balancear las puntas de demanda, sin requerir la generación de respaldo adicional.

En el caso de Chile significaría reemplazar la generación con Diésel en ciertos horarios de punta para el SIC, ya que el SING cuenta con una curva de carga casi plana. Para examinar el impacto que tendrían las ERNC frente a los horarios punta para el SIC en Chile, se debe utilizar un modelo que refleje las transferencias de energía en cualquier punto y hora de la matriz, por lo cual no se ha analizado ese aspecto en este estudio. Claramente es una buena oportunidad estudiar sus impactos y beneficios económicos bajo un régimen de disponibilidad horaria de las distintas fuentes de generación ERNC en las distintas regiones del SIC.

Notas:

^{xix} Formalmente el costo nivelado de la energía o LCOE es aquel precio de la energía que iguala el valor presente de los ingresos con el valor presente de los costos de producción. Esta estimación depende de varios factores de ingeniería que varían según la tecnología y de supuestos económicos (que pueden incluir proyecciones de costos, aprendizaje, horas de uso, entre otros).

^{xx} En esta estimación de LCOE se considera la vida útil por tecnología al calcular los costos anuales y una tasa de descuento de 10% (consistente con la rentabilidad que se señala en la regulación para el sector eléctrico). Se considera que todas las inversiones se realizan en un año cero “0” y que desde el primer periodo se incurre en todos los costos variables. Se considera un único componente de costo variable por unidad de energía que incorpora el costo de combustible simplificando los cálculos.

^{xxi} En el Informe Técnico de Precio de Nudo que entrega un precio de desarrollo del sistema en el mediano plazo la Ley General de Servicios Eléctricos define una tasa de descuento de 10%.

^{xxii} En Australia, los 4 bancos principales ya levantaron una prima sustancial (Risk Premium) para el financiamiento de nuevas centrales de carbón. <http://about.bnef.com/press-releases/renewable-energy-now-cheaper-than-new-fossil-fuels-in-australia/>,

^{xxiii} Pulso 28 de mayo 2013.

^{xxiv} Resolución Exenta 103/2008, Ministerio de Energía. http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/R_103.pdf

^{xxv} https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=4&contenido_id=000031

^{xxvi} Cabe destacar que este análisis no prevé impactos cuantitativos por lo cual se recomienda examinar la hipótesis en profundidad.

5 *Análisis macroeconómico*

El análisis macroeconómico tiene el propósito de estimar el impacto del “escenario ERNC” y “escenario Base” sobre la generación de empleo y el producto interno bruto (PIB) del país, estimando sus respectivos impactos indirectos por su relación con el resto de las actividades productivas en la economía de Chile.

Para ello, se estiman los impactos en los componentes del PIB (Consumo, Inversión, gasto de gobierno, exportaciones, importaciones). El sector de ERNC demanda bienes y servicios de otros sectores. Esto aumenta la demanda de estos últimos y así sucesivamente. El desarrollo y puesta en marcha de una nueva fuente de generación eléctrica, crea a su vez una contribución al crecimiento del PIB como crecimiento inducido sobre otros sectores de la economía que aportan los insumos necesarios. Las estimaciones se pueden obtener del manejo de matrices insumo producto de la economía chilena, o de multiplicadores del ingreso ya estimados en la literatura^{xxvii}.

Para estimar los impactos de generación de empleo y sobre el PIB de las fuentes ERNC, se abrió el sector de generación eléctrica en la matriz insumo-producto, desagregándolo por tipo de fuente: solar, eólica, hidráulica, biomasa y térmicas (carbón y gas). Esta apertura de la matriz insumo-producto de Chile para los distintos tipos de fuentes renovables, constituye un aporte innovador del presente estudio. Se realizó en base a información levantada por PwC a través de encuestas aplicadas a las distintas empresas de generación y desarrolladores de proyectos presentes en Chile para cada tipo de tecnología. Las encuestas recogieron información detallada sobre la demanda de insumos intermedios (equipos, servicios de ingeniería y construcción etc.) requerida en cada fase del desarrollo de una fuente de generación según su tipo de tecnología (solar, eólica, hidráulica, biomasa y térmicas)^{xxviii}.

Limitaciones del Modelo y Resultados

1. Los modelos de insumo productor suelen funcionar relativamente bien ante cambios marginales en el nivel de actividad. Esto porque el método de Leontieff asume que la estructura económica del país permanece constante por lo que no cambian los precios. Por lo tanto, el modelo tiene validez en la medida que cambios en la matriz de generación no varíen los precios relativos y las interrelaciones entre sectores. Sin embargo, en la medida que la penetración significativa de ERNC lleva a cambios en los precios, el análisis anterior pierde validez. Este es el problema principal de esta metodología y, por tanto, una futura línea de investigación. Para un análisis más detallado sería recomendable el uso de modelos de equilibrio general dinámicos donde sí se capturan las interacciones de precios e intersectoriales (este es una línea de trabajo de largo plazo).
2. Los valores de PIB(\$)/MWh que se estiman por tipo de tecnología implícitamente incorporan los supuestos del punto anterior. Además, en la estimación de valores presente se asume que estos valores permanecen constantes y que son independientes de cambios en la estructura de la matriz de generación.
3. El análisis de desagregación de la matriz insumo-producto para incluir tecnologías de generación es razonable y considera supuestos habituales para tal propósito. Está además en la línea del paper revisado. El hecho de desagregar la matriz (el sector generación) conlleva imprecisiones que pueden cambiar algunos resultados. En particular, se asume que las rentas se distribuyen proporcionalmente entre tipos de generación. Un análisis más acabado de costos podría cambiar los resultados.

5.1 Empleo directo e indirecto

Usualmente el sector energía crea empleos en el procesamiento de materias primas; manufacturación de tecnología; diseño y manejo; construcción e instalación; operación y mantenimiento; y en el cierre del proyecto. Dependiendo de la tecnología se utilizan capacidades técnicas de distintas áreas en varias etapas de la cadena de valor.

El análisis se limita a las etapas de inversión (diseño, manejo y construcción) y operación incluyendo mantenimiento.

Los **impactos directos en empleo** corresponden al empleo contratado directamente en la construcción y operación del proyecto de generación. Para estimar el empleo directo se utilizan factores de empleo estimados directamente por PwC e incluyen tanto las fases de operación como inversión^{xxix}.

Los **impactos indirectos en empleo** se asocian a los empleos que se generan en el resto de la economía a partir de un aumento en la producción del sector en cuestión. A cada sector se le asocia un número de empleos por valor bruto de la producción (empleos/\$) que permite estimar el impacto indirecto en empleo mediante el método de insumo producto.

La Tabla 10 muestra los resultados calculados en empleo directo e indirecto por GWh de generación para las distintas tecnologías.

Tabla 10 Impacto en Empleo por energía generada

Tecnología	Empleos directos por GWh	Empleos indirectos por GWh	Empleo total por GWh
Solar y Eólico	0,38	0,85	1,22
Térmica	0,04	0,53	0,57
Hidráulica	0,21	0,71	0,92
Biomasa	0,26	1,78	2,03

Fuente: basado en datos SEIA, CASEN (2011) y Metodología de factor de Empleo Nacional. Wei, M. Patadia S. Energy Policy vol 38: 919-931 (2009)

El sector que genera más empleo en forma directa es el hidráulico. Si se elimina el efecto escala y se calcula el empleo directo por GWh, el sector Solar y Eólico son quienes generan más empleo, seguido por Biomasa. En cuanto al empleo indirecto generado por GWh es Biomasa quien presenta el mayor indicador.

Comparando los escenarios Base y ERNC en cuanto a su creación de empleo permanente, directo e indirecto, se observa que el **escenario ERNC crea un total de 7.769 empleos más que el escenario Base** en el horizonte del tiempo 2013-2028.

Tabla 11 Creación de Empleo 2013-2028

Impacto	BASE	ERNC	Beneficio
DIRECTO	10.519	13.963	3.444
INDIRECTO	51.509	55.834	4.325
TOTAL	62.028	69.796	7.769

5.2 Impacto PIB directo e indirecto

Los **impactos directos en el Producto** corresponden al valor agregado de cada actividad (valor bruto de la producción menos consumos intermedios). Ésta es una forma tradicional de estimar el Producto Interno Bruto PIB. La matriz insumo producto caracteriza directamente el PIB del año de referencia en que se construye.

Los **impactos indirectos en el Producto** se estiman a partir de un modelo de insumo-producto. Cada sector de la economía compra insumos de otros sectores estableciendo interrelaciones. Los impactos indirectos entonces responden a cómo un aumento en la producción de un sector, impulsa también el crecimiento del resto de los sectores productivos en un efecto multiplicador.

El efecto multiplicador sobre el PIB de cada sector muestra que por cada millón de pesos de PIB generado en forma directa por el sector, los otros sectores generan también PIB. El mecanismo se da debido a que el sector estudiado compra bienes de otros sectores, y estos a su vez de otros sectores, y así sucesivamente. Cada compra de bienes lleva asociada una contribución al PIB agregado del total de la economía del país.

Tabla 12 Impacto en el Producto Interno Bruto (US\$/MWh)

Tecnología	PIB directo	PIB indirecto	PIB total
Solar y Eólico	65,3	45,4	110,7
Térmica	28,0	26,7	54,6
Hidráulica	67,0	39,3	106,4
Biomasa	50,2	48,8	98,9

Fuente: basado en Matriz Insumo-Producto (2009) del Banco Central de Chile, levantamiento de información por PwC con desarrolladores de proyectos, y metodología: Lindner, S; Legault, J; Guan, D. (2012) Disaggregating the electricity sector of China's Input-Output table. Economics Systems Research. *International Leontief Memorial Prize 2012*.

Los sectores que generan más valor agregado directo por MWh son el Solar, Eólico e Hidráulico. Por otro, lado los sectores que generan más rentas al resto de la economía por MWh son Biomasa, Solar y Eólico.

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

Tabla 13 Aporte al PIB por Escenario (Valor Presente MMUS\$)

Tipo de Impacto	ESC BASE	ESC ERNC	BENEFICIO
DIRECTO	38.413	39.916	1.503
INDIRECTO	27.397	28.140	744
TOTAL	65.810	68.056	2.246

5.3 Impacto de Externalidades

En este capítulo se presentan los resultados sobre el impacto de las externalidades de ambos escenarios. Las externalidades se definen como efectos indirectos de la generación de energía y pueden generar costos o beneficios que no están reflejados en el precio de la energía. Se ha considerado analizar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y las emisiones locales (material particulado, entre otros) de manera cuantitativa o monetariamente cuantificable, y además el uso de suelo y consumo de agua de manera no monetariamente cuantificable.

5.3.1 Emisiones de GEI

Dado que el estudio determina los impactos y beneficios a nivel nacional, serán consideradas dentro de este análisis solamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas a partir de la fase de operación.

Para determinar el impacto asociado a las emisiones de GEI, se consideran los escenarios Base y ERNC propuestos en este estudio tanto para el SIC como para el SING.

El modelo Simulador de alternativas energéticas a largo plazo (Long range Energy Alternatives Planning System, o LEAP) entrega directamente las emisiones de GEI. Para ello se utilizan factores de emisión del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Las emisiones que genera cada central en el escenario BAU se comparan con la situación del escenario ERNC; esta comparación de emisiones de GEI entre un escenario y otro permite identificar el impacto asociado al aumento de generación a partir de ERNC y consiguiente reemplazo de tecnologías convencionales.

Ahora bien, es importante destacar que esta reducción de emisiones, conlleva a un beneficio asociado con la mitigación del cambio climático. Existe la posibilidad de valorizar este tipo de reducciones mediante el ingreso al mercado de carbono (por ejemplo, el Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL). Esta alternativa implica obtener beneficios adicionales, ya que al desarrollar proyectos como los MDL se contribuye con el desarrollo sustentable del lugar de emplazamiento. Además existe la posibilidad de generación de empleos, privilegiando la mano de obra local, lo cual puede conllevar al aumento de las capacidades técnicas en una zona determinada.

Existen también costos sociales asociados al impacto de las emisiones de CO₂, esto se denomina costo social del carbono o (SCC por sus siglas en inglés), que se expresa como los costos sociales por tonelada de CO₂ emitida. Se ha reportado un rango de valores de los 17 \$USD/tCO₂ hasta un límite superior de 350 \$USD/tCO₂. (Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, IPCC, 2011). Con el fin de internalizar estos costos externos, se han aplicado impuestos a los combustibles o las emisiones (pigoviantax), también acoplado a un sistema de transacción de emisiones (ETS por sus siglas en inglés), en otros países. De esta manera se eleva el costo de generación en base a combustibles fósiles, lo que implica muchas veces que proyectos de energías renovables sean económicamente más viables que los convencionales.

Para la valorización económica de las externalidades se ha aplicado un valor de 9,87 US\$ por tonelada de CO₂ equivalente. Este valor estima el daño social de la externalidad asociada a cada tonelada emitida y no corresponde a un precio de mercado y corresponde a una cifra internacional de gran validez.^{xxx}

El calentamiento global es uno de los desafíos más importantes que debemos enfrentar en los próximos años. A pesar de que a nivel mundial las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) de Chile son bajas, el país mostró el segundo crecimiento más acelerado de emisiones a nivel mundial en el periodo 1990-2006, y para este mismo periodo las emisiones de Chile duplicaron la media registrada de Latinoamérica.

Ante esta situación y de manera voluntaria, Chile se ha comprometido a reducir sus emisiones en un 20% para el año 2020, tomando como año base el año 2007. Considerando que el sector energía aporta en forma dominante y creciente a los valores de emisiones nacionales, es natural que este sector juegue un papel importante en la estrategia nacional de reducción de emisiones. Se espera que para lograr la meta establecida se implemente un mercado regulado de transacción de emisiones (ETS por sus siglas en inglés: *Emissions Trading System*), por lo cual los precios finales de energía generada por centrales térmicas puede aumentar de manera significativa, ya que es usual traspasar los costos a los compradores de energía (principio “Pass-Through”).

A nivel nacional el escenario ERNC nos presenta la oportunidad de evitar la emisión de 83 millones de toneladas de CO_{2eq} durante el horizonte temporal 2013 - 2028. Esta cantidad de emisiones se puede comparar con las emisiones de CO_{2eq} que generarían aproximadamente 32,9 millones de automóviles en un año; o 10 veces de los autos bencineros del parque automotriz de todo Chile en un año, considerando el parque automotriz de 2012 y características establecidas.^{xxxi}

Figura 29 SIC Millones tCO₂ eq

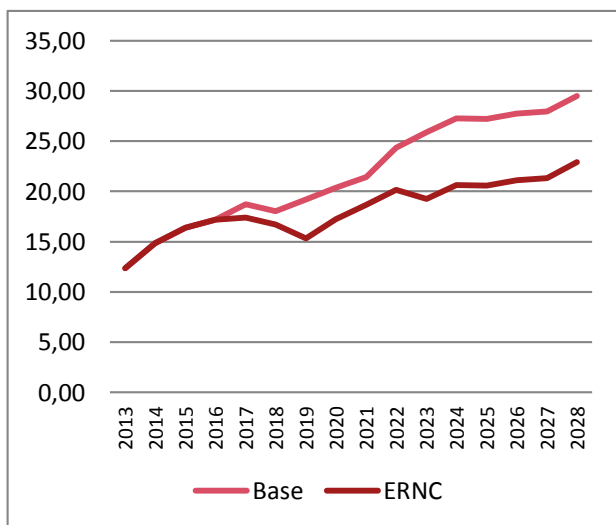
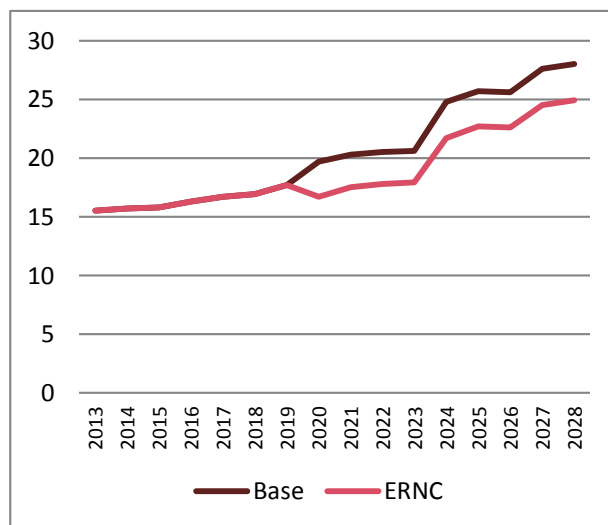


Figura 30 SING Millones tCO₂ eq



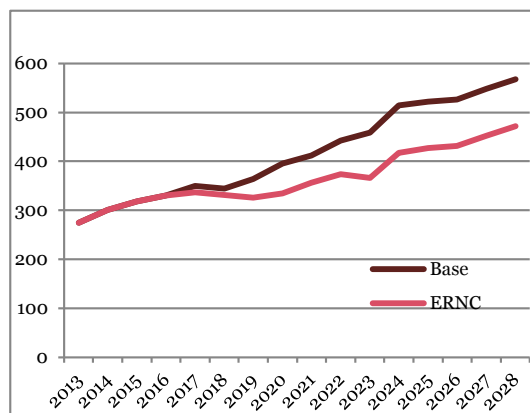
Contabilizando las externalidades provocadas con un valor económico de aproximadamente 10 US\$/tCO₂, se ha calculado el valor social del daño de emisiones para el horizonte 2013-2028. Su evolución está reflejada en la figura siguiente para ambos escenarios.

Tabla 14 Valor del Costo Social del CO2

VALOR PRESENTE 2013-2028			Millones de US\$
Escenario	SIC	SING	País
BASE	1.512	1.448	2.960
ERNC	1.325	1.363	2.688
BENEFICIO	187	85	272

Valor de la externalidad es 9,87 US\$/tCO₂eq – Borenstein 2011: The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation, Journal of Economic Perspectives, American Economic Association, vol 26.

Figura 31 Valor Social del daño de emisiones CO₂eq MMUS\$



En términos económicos esto se traduce en un ahorro en valor presente de 272 MMUS\$, un beneficio generado por las ERNC durante el período 2013-2028.

5.3.2 Emisiones locales

Con respecto a los contaminantes asociados a emisiones locales, existen los contaminantes primarios y secundarios asociados a efectos en la salud. Los contaminantes primarios son emitidos directamente a la atmósfera, y se encuentran presentes tal como fueron emitidos. Por su parte, los contaminantes secundarios son aquellos que se forman a partir de los primarios. Dentro de la gama de contaminantes se encuentran los óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), ozono (O₃), material particulado, entre otros. En el estudio se analizan solamente los impactos del material particulado en su fracción fina menor a 2,5 micrones, por su capacidad de introducirse en las vías respiratorias.

La estimación de los impactos asociados a las emisiones locales se determina evaluando el comportamiento de este tipo de emisiones en un escenario de aumento de generación mediante ERNC y consiguiente disminución de generación eléctrica mediante combustibles fósiles. Considerando que existen cambios en las concentraciones ambientales de los contaminantes asociados, lo cual conlleva efectos sobre la salud de las personas en el área de influencia, aparte de otros efectos relacionados al medioambiente y con esto ciertas actividades económicas en el área de influencia. Es importante mencionar, que este estudio no comprende un análisis de ciclo de vida, por lo cual las emisiones asociadas a la extracción de combustibles fósiles no están consideradas.

Cabe señalar que actualmente existe en Chile una norma de calidad ambiental para material particulado PM 2,5. La norma rige desde el año 2012 y contempla un valor anual de 20 µg/m³ y valor diario de 50 µg/m³. Con ello se disminuye una gran cantidad de las emisiones contaminantes en centrales nuevas, comparadas a las del parque existente.

Para el cálculo de las emisiones MP 2,5 se ha considerado el consumo de combustible por MWh de cada tecnología contemplada y según escenario de expansión para centrales nuevas de GNL y de Carbón, la eficiencia de las centrales y el factor de emisión por contaminante MP2,5, de tecnologías estándares estado de arte que cumplen con la norma vigente (nota – carbón CP base y GNL CC). Con esta información se puede obtener una estimación de los kg MP2,5/MWh, que se generan con los distintos combustibles y tecnologías.

Para la estimación del potencial de reducción de emisiones locales por efecto de las ERNC, se

realiza el cálculo a través de los escenarios definidos por estimación de reducción por despacho de energía. Con los factores de emisión se puede calcular el potencial de reducción específica.^{xxxii}

$$\text{Reducción de Emisiones específica}_{ERNCPM2.5} = \sum_{conv.} (FS_{conv.ERNC} \times FE_{conv.PM2.5}) - FE_{ERNCPM2.5} \quad \text{Ecuación 1}$$

Para obtener la reducción total de las emisiones por una tecnología y contaminante se multiplica el factor de emisión específica con la generación:

$$\text{Reducción de Emisiones}_{ERNCPM2.5} = \text{Reducción de Emisiones específica}_{ERNCPM2.5} \times Gen_{ERNC} \quad \text{Ecuación 2}$$

Varios estudios han probado que existen fuertes vínculos entre la contaminación atmosférica y los impactos sobre la salud. Los grupos de personas que se ven expuestas a contaminantes atmosféricos presentan más síntomas de enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Con esta exposición aumentan los casos de mortalidad prematura, de admisiones hospitalarias y de días laborales perdidos.

Debido a que ciertas tecnologías de generación, en sus procesos de combustión, producen contaminantes atmosféricos, es importante evaluar este factor. El presente estudio se centra en uno de los contaminantes más críticos para la salud, como es el material particulado de menos de 2.5 µm de diámetro (MP o PM por sus siglas en inglés). Las diferencias que se generan en los distintos escenarios son los siguientes:

- **En el escenario Base se emite 15% más de PM2.5 que en el escenario ERNC para el periodo 2020-2028 en el SIC.**
- **Es decir que a nivel nacional, y en términos acumulativos hasta 2028, el escenario ERNC permite mitigar cerca de 9.000 toneladas de emisiones PM2.5.**

Figura 32 Emisiones Locales PM2.5 SIC para el periodo 2013-2028

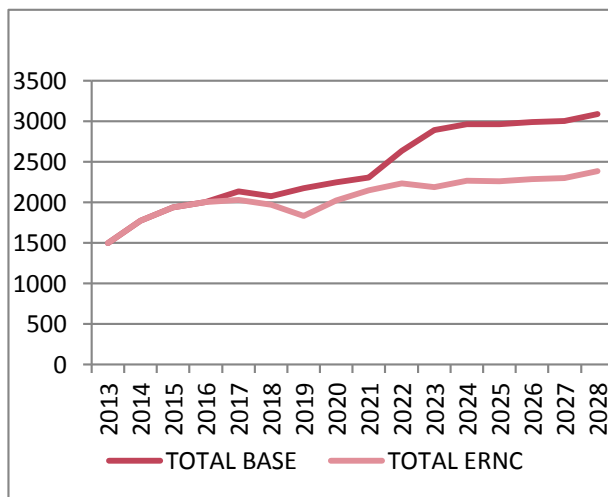
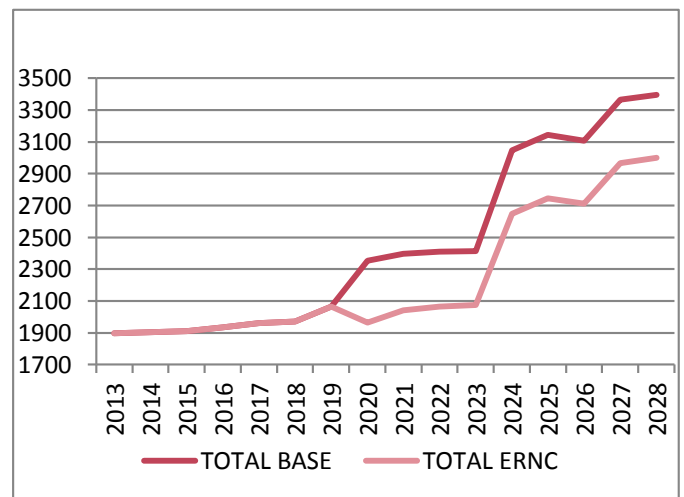


Figura 33 Emisiones Locales PM 2.5 SING para el periodo 2013-2028



El impacto específico de las emisiones tanto sobre las externalidades, como sobre los costos asociados a la salud depende del tipo de generación, su ubicación, la cantidad de personas que están expuestas y la edad de ellas.

Para estimar los impactos al nivel país, se debe realizar un rastreo en las regiones para poder estimar sus impactos totales.

El cuadro muestra un ejemplo de cálculo del impacto económico (costo anual) que podría tener una central de 200 MW de carbón en un lugar poblado como Santiago sobre nuestra cuenta de salud.^{xxxiii}

Impacto económico sobre el costo de Salud de una Central Termoeléctrica a carbón de 200 MW en Santiago.

La siguiente tabla presenta un resumen de los impactos que podría tener una central de estas características sobre nuestra vida cotidiana.

Efecto	Número de Casos	Costo en Salud (US\$)
Mortalidad de Largo Plazo	75	11,206,241
Bronquitis Crónica	2	342,013
Admisiones Hospitalarias	102	318,634
Sala de Urgencia (Asma)	76	3,987
Bronquitis Aguda	697	71,221
Días de Actividad Restringida Menores	90,724	8,013,333
Días de trabajo pérdidas	9,842	328,564

Fuente: Método Función de daño basado en datos de informes Nacionales, parámetros del Ministerio de Desarrollo Social (capital humano, costos muerte prematura); y Clrec y Díaz para el BID (2013).

El funcionamiento de esta central significaría una externalidad que representa un costo total anual de aproximadamente **US\$20 millones** adicionales asociados a impactos en salud. Este valor es equivalente a **14,5 US\$/MWh**.

El resultado no es menor, ya que presenta externalidades de aproximadamente 14,5US\$ por cada MWh generado, costos que actualmente no están reflejados en los precios de la energía^{xxxiv}. Además de los impactos sobre el costo de Salud, pueden estar expuestos otros sectores de actividad económica, como el silvoagropecuario o el turismo, impidiendo el desarrollo de cierto tipo de actividades por la presencia de contaminantes locales.

5.3.3 Uso de Suelo

Para evaluar este factor se utilizó información entregada por desarrolladores de proyectos de generación aprobados por el Sistema de Evaluación Ambiental dentro del periodo 2007-2013.

Para generar el coeficiente de uso de suelo se utilizó la siguiente ecuación:

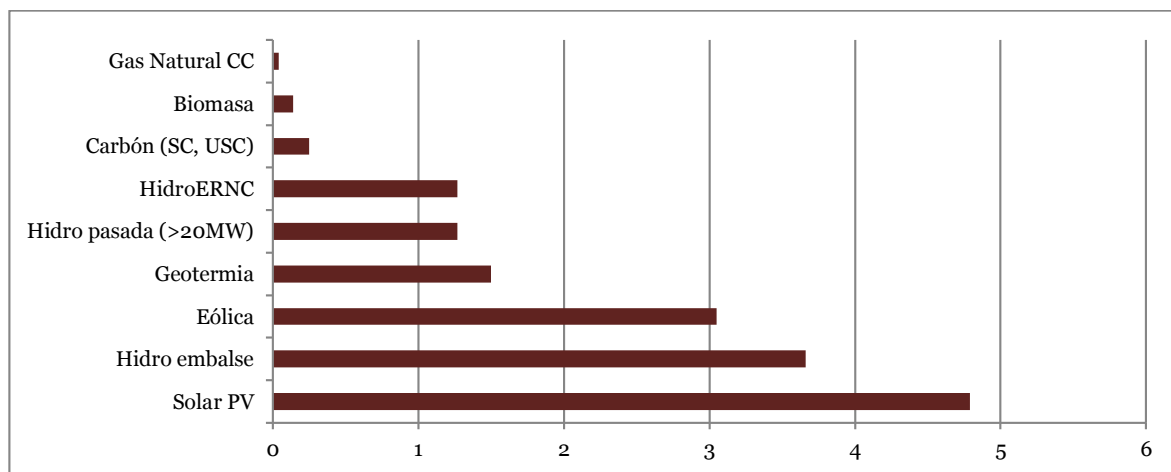
$$\text{Factor de Superficie} = \frac{\text{Superficie (Ha)}}{\text{Capacidad Instalada (MW)}}$$

El análisis cualitativo de esta sección viene dado por la presencia de críticas frecuentes al evaluar la factibilidad de implementar tecnologías renovables no convencionales sobre la mayor superficie de suelo que requieren las ERNC en comparación con las tecnologías convencionales. Es importante

mencionar que estos valores de superficie por capacidad instalada, corresponden a valores de superficie total reportada, la cual varía con respecto a la superficie efectiva utilizada por cada tecnología. Se obtuvo de la información de proyectos tanto ERNC como convencionales, publicados en Servicio de Evaluación Ambiental. Sin embargo, este factor de superficie se limita a los requerimientos específicos para la realización de cada proyecto en territorio nacional y por lo tanto no incluye el área impactada por la extracción y quema de combustibles.

La siguiente figura presenta la superficie requerida por cada tecnología por MW de capacidad instalada.

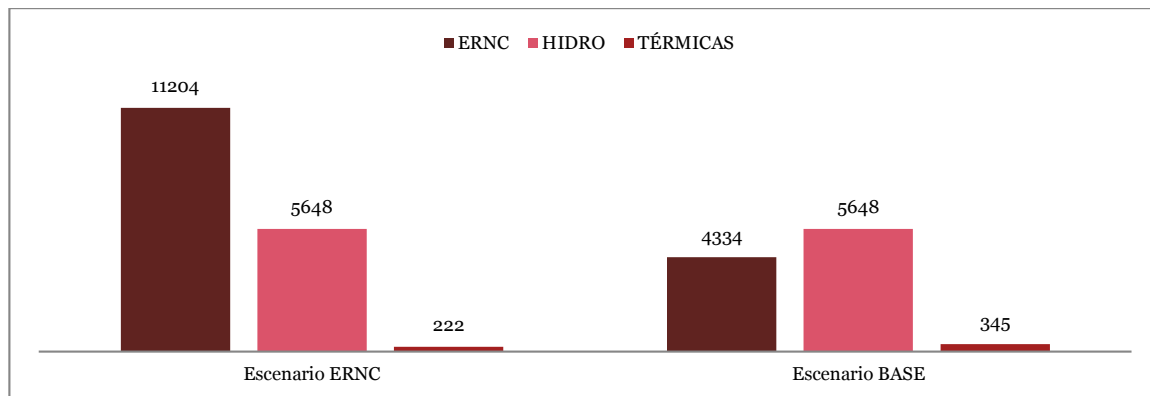
Figura 34 Superficie [de planta] requerida para generar una unidad de energía (Ha/MW)



Fuente: Información obtenida del Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), considera fases de construcción y operación.

Los resultados de este ejercicio, confirman **que las ERNC tienden a requerir una superficie reportada mayor que las tecnologías convencionales**. Los proyectos que requieren una cantidad mayor de superficie para su funcionamiento son los proyectos solares, eólicos, geotérmicos y de hidro embalse. **Si se utilizan estos coeficientes en los escenarios propuestos el escenario ERNC requiere 6.747 Ha más que el escenario base.**

Figura 35 Superficie requerida para la implementación de los escenarios energéticos (Ha)



Sin embargo, **es necesario considerar adicionalmente los siguientes aspectos que pueden beneficiar o perjudicar el desarrollo de las distintas tecnologías:**

- Las hidroeléctricas de embalse en ciertas ocasiones deben inundar superficies importantes de alto **valor ecológico**. En los proyectos termoeléctricos, muchas veces ubicados en la zona costera, las actividades generan contaminantes que afectan los ecosistemas cercanos y persisten en el medio ambiente por mucho tiempo después del ciclo de vida de los proyectos, imposibilitando actividades como la agricultura, turismo, pesca. En cambio, los proyectos ERNC, sobre todo los solares y eólicos, no contaminan el medioambiente y tienen menor impacto a la biodiversidad.
- En el caso de los proyectos eólicos, la **superficie efectiva** utilizada por los aerogeneradores solo representa entre un 0,2% y un 3% de la superficie total reportada (Rover et al 2009). **La superficie restante puede ser utilizada para ciertas actividades tales como la agricultura e incluso generación PV**. Similar es el caso de la geotermia donde se reportan valores superiores a los que se utilizan efectivamente para la extracción y reinsertión de vapor / agua en la generación.

Por otra parte, en el caso de las termoeléctricas el valor reportado sub-dimensiona su impacto real que genera múltiples impactos a los ecosistemas fuera de las áreas reportadas. En el caso de la biomasa la central por sí sola utiliza una proporción de terreno menor. Muchas de las centrales utilizan desechos forestales, sin embargo cultivar la fuente de energía sí requiere terrenos más significativos.

Adicionalmente, la evaluación no se puede limitar sólo al proyecto; también debe considerar las instalaciones conexas con las cuales no podría funcionar tales como las líneas de transmisión. Dependiendo de la infraestructura existente, esto puede significar un impacto mayor si es necesario extender las líneas de transmisión existentes.

- Una preocupación común de las comunidades es como afecta la implementación de proyectos de generación al **valor de los terrenos**. Ciertos estudios internacionales, por ejemplo el reporte del IPCC SRREN, indican que la implementación de proyectos termoeléctricos disminuyen el valor de los terrenos por las externalidades que ocasiona a los propietarios circundantes en el área de influencia del proyecto. Por otro lado, la implementación de proyectos solares presenta nuevas oportunidades de desarrollo que agregan valor a los terrenos desérticos en el Norte del país. En el caso que estos proyectos sí compitieran con explotaciones mineras, los equipos pueden ser reubicados de manera fácil y costo-efectiva. La reciente tendencia en Chile ya muestra que se ha agregado valor a muchos terrenos que no tenían uso debido al aumento de interés de desarrolladores de proyectos ERNC.

5.3.4 Consumo de Agua

En esta sección se realizó una comparación del consumo de agua. El consumo de agua se refiere al agua que se extrae y no se devuelve de manera directa al ecosistema. La información disponible al nivel nacional no ha permitido evaluar este factor con datos locales, por lo cual se utilizó información de los siguientes estudios internacionales:

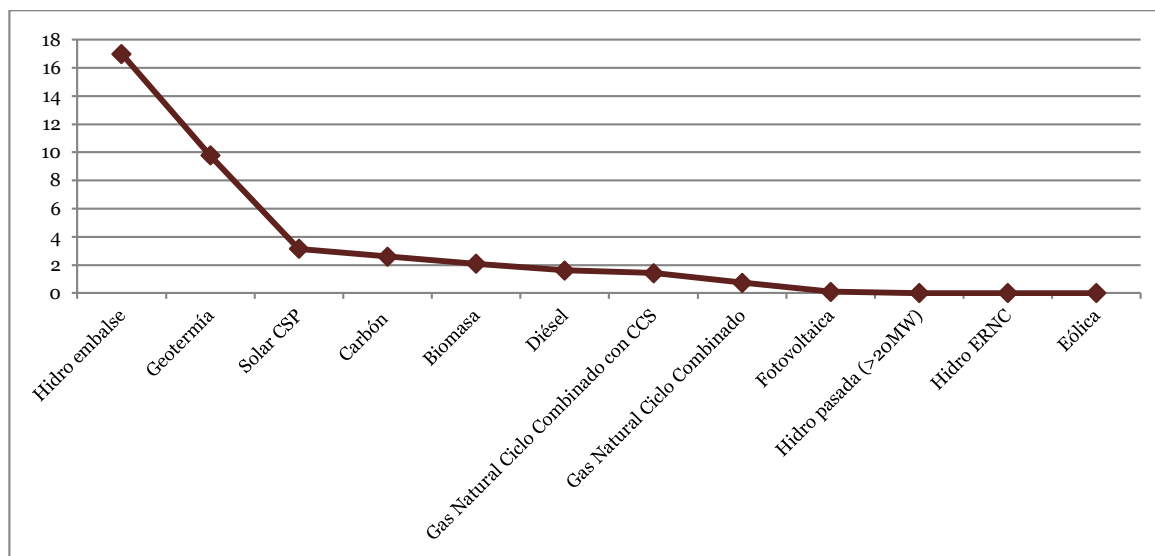
- National Renewable Energy Laboratory, 2011;
- World Energy Council, 2010;
- World Policy Institute 2011;
- Kenny et al., 2009

El agua es un insumo crítico para la sociedad y el crecimiento del sector privado. En promedio Chile exhibe una alta disponibilidad de agua, con un promedio de 53.000 m³ por persona al año. Sin embargo, si se realiza este mismo ejercicio desde Arica hasta la Región Metropolitana, el resultado arroja un promedio de 800 m³ de agua por persona al año^{xxxv}, un valor significativamente menor que los 2.000 m³ por persona al año que recomienda la ONU. Debido a la estrechez de este recurso y el alto valor que representa para la sociedad y el desarrollo de la economía, es sumamente importante en la agenda del país el cómo se utiliza y gestiona este recurso.

Las distintas tecnologías de generación de electricidad presentan diferentes consumos específicos de agua en su operación:

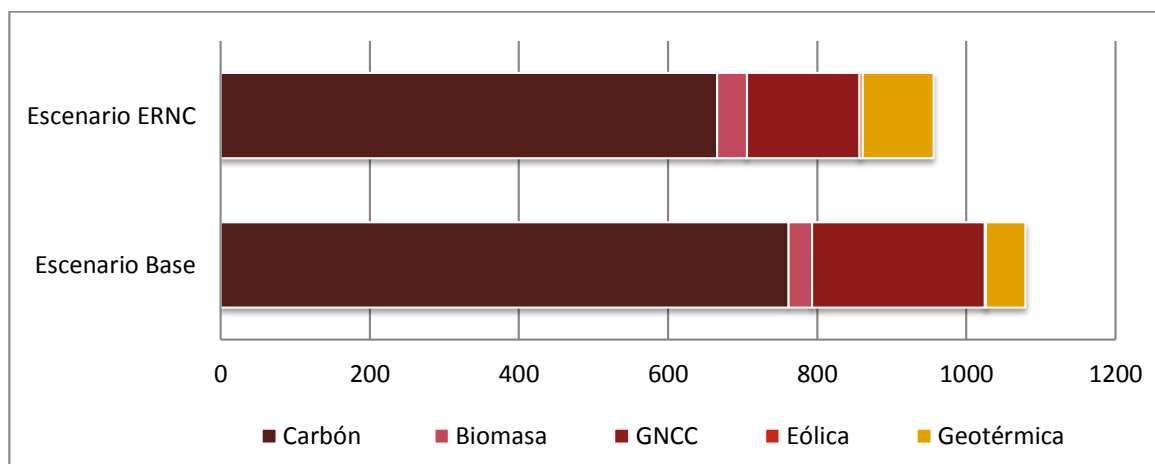
- ***La tecnología eólica no requiere agua para su operación y la fotovoltaica sólo un porcentaje menor para su mantención (por ejemplo la limpieza de paneles). La hidroeléctrica de pasada (sin embalse) tampoco consume agua, ya que sólo desvía el caudal natural que luego es devuelto al ecosistema.***
- Las tecnologías que más agua consumen por unidad de electricidad generada son las centrales hidroeléctricas de embalse (17 m³/MWh) y la geotermia (9.78 m³/MWh). Esto se debe a la evaporación que ocurre en las grandes superficies de agua de los embalses, y en el caso de la geotermia se debe a la fracción del agua que se pierde en el proceso de generación a través de la evaporación. La fracción condensada es reinyectada a su origen en la profundidad de la tierra.
- ***En el escenario de generación de 20% de ERNC al 2020, se podría generar un ahorro del 11% en el consumo de agua del sector eléctrico en comparación al escenario base. Esto equivale a 120 millones de m³ de agua acumulado en el horizonte evaluado por el estudio.***
- ***En ambos escenarios la tecnología que más agua requiere son las termoeléctricas a carbón, lo que equivale a 762 y 666 millones de m³ respectivamente para el horizonte de tiempo de este estudio. Al evaluar esta información, es necesario considerar el contexto local donde varias de las centrales termoeléctricas se ubican en la costa y utilizan agua de mar en sus procesos. En este caso es importante, además, considerar el impacto que podrían tener estas centrales en los ecosistemas acuáticos por el aumento de la temperatura y concentración salina al reinyectar agua de circulación para procesos como el enfriamiento.***

Figura 36 Consumo de Agua Promedio por unidad de energía generada (m³/MWh)



Fuente: basado en National Renewable Energy Laboratory (2011). Considera sólo el consumo durante la operación.

Figura 37 Comparación del consumo de agua para el periodo 2013-2028 simulados en los distintos escenarios de generación (m³)



Como se mencionó previamente, es necesario evaluar caso a caso el valor real del agua utilizado para la generación eléctrica según fuente (aguas superficiales, subterráneas o de mar) y la ubicación de su extracción, que pueden tener implicancias de distintos tipos dependiendo de las actividades económicas y los ecosistemas que la rodean.

Notas:

^{xxvii} Las matrices de insumo producto son un instrumento estadístico por el que se desagrega la producción nacional entre los sectores que la han originado, y los sectores que la han absorbido. El

término “producto” designa lo que sale de una empresa o industria, mientras que los “insumos” son los factores o recursos que se requieren para realizar esa producción. Las tablas insumo-producto nos muestran la producción total de cada sector productivo y cuál es el destino de esa producción. La estimación utilizó la última versión de la matriz insumo-producto MIP 2009 para Chile, publicada por el Banco Central de Chile.

^{xxviii} La desagregación realizada para el sector generación eléctrica, resulta en los siguientes sectores: (a) Solar y Eólico, (b) Térmica, que comprende la generación termoelectrónica a partir del carbón, gas y diésel; (c) Hidráulica, que comprende las hidroeléctricas de embalse, pasada de todas las escalas; y (d) Biomasa, con y sin cogeneración.

^{xxix} Estos factores fueron estimados a partir de los datos reportados en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. La metodología de cálculo se basó en el estudio: “Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the USA.” Max Wei., Shana Patadia., Daniel M.Kammena. Nov 2009.

^{xxx} *American Economic Review* 101 (August 2011): 1649–1675
<http://www.aeaweb.org/articles.php?doi=10.1257/aer.101.5.1649>

^{xxxi} Esta estimación de emisiones de CO_{2e} se realizó considerando un automóvil de tamaño, rendimiento y recorrido promedio, asumiendo un vehículo de pasajeros, de un motor entre 1.400-2.000 cc, año 2010, utilizando gasolina como combustible y recorriendo 10.000 km/año. Con esto se emiten aproximadamente 2,52 tCO_{2e}/año.

^{xxxii} En base a metodología a Barbara Breitschopf: Ermittlung vermiedener Umweltschäden - Hintergrundpapier zur Methodik – im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien“, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2012.

^{xxxiii} La metodología para estimar los impactos en salud, derivados de cambios en los niveles de concentración de distintos contaminantes atmosféricos, corresponde al método de la función de daño (o “impact pathway approach”) y está basada en: Clerc y Díaz: Mitigación de contaminación local y cambio climático en Latinoamérica y el Caribe: Costos y Sinergias. 2013. En el caso del costo por caso de mortalidad prematura, se considera un valor presentado en el estudio “Estimación de los Costos de Fallecimiento Prematuro a Través del Enfoque de Capital Humano” elaborado por el Departamento de Metodologías del Ministerio de Desarrollo Social (2011). El valor presentado, llamado también de “Capital Humano”, corresponde a la estimación de la pérdida de productividad futura como consecuencia de una muerte prematura en Chile y es calculado como el valor presente de sus ganancias futuras esperadas. Este es el valor de la mortalidad que recomienda la autoridad.

^{xxxiv} De acuerdo a la CCTP: “Los costos externos promedio de generación eléctrica en Europa, de acuerdo a ExternE112, se han evaluado en 1,9 US\$/MWh (US Dólares por mega watt hora) para la generación eólica; 6,2 US\$/MWh para hidráulica; 24,2 US\$/MWh para gas; 76,9 US\$/MWh para petróleo; y 77 US\$/MWh para carbón. Esto implica que, de incluirse el costo externo, el costo de generación de electricidad mediante carbón o petróleo se duplicaría; y mediante gas natural se incrementaría en 30%.” Comisión Ciudadana- Técnico-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica, (2011). *Propuesta de la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Transición hacia un desarrollo eléctrico Limpio, Seguro, Sustentable y Justo.* (Online) Disponible en: <http://www.energiaciudadana.cl/docs/InformeCompleto.pdf> (21/12/2012)

^{xxxv} DGA: Sendas del Agua, Junio 2012 (<http://www.dga.cl/Documents/boletindgajunio2012.pdf>)

6 Conclusiones

La principal conclusión del presente estudio es la siguiente:

Los resultados del presente estudio sustentan que Chile puede capturar importantes beneficios económicos y sociales si se logra un escenario de mayor penetración de fuentes renovables ERNC dentro del horizonte 2013 – 2028.

El estudio muestra que, bajo rangos razonables de sensibilización del valor de los principales parámetros que determinan y permiten comparar los méritos relativos entre ambos escenarios, el escenario de mayor penetración ERNC aporta beneficios netos al país. Esta aseveración resulta cierta aun basándonos estrictamente en aquellos costos y beneficios que son directamente monetizables (costos directos de generación del sistema eléctrico chileno, impacto macroeconómico, y reducción de emisiones de gases efecto invernadero) , y sin considerar otros impactos positivos que no fueron cuantificados en unidades monetarias para este estudio, pero que se encuentran ampliamente documentados en la literatura.

Entre estos impactos positivos se encuentra por ejemplo: la generación de empleo, reducción de emisiones locales con impacto de salud pública, reducción del riesgo o vulnerabilidad del sistema al disminuir la importación de combustibles y mayor diversificación de las fuentes de generación, ahorro de agua de embalse para generación y reducción de costos en horas “peak” de demanda, contribuyendo ambos a reducir los costos marginales de producción de electricidad en el sistema nacional, entre otros. Estos impactos positivos representan beneficios adicionales con claras implicaciones económicas que pueden valorarse monetariamente en ejercicios futuros.

Por lo tanto, el ejercicio realizado en el presente estudio debe interpretarse como un “piso”, o valor de mínimo estimado, para el beneficio social neto asociado al escenario de mayor penetración ERNC, utilizando datos publicados por las entidades competentes, categorías de costos y metodologías de valoración de impacto macroeconómico ampliamente aceptadas. Adicionalmente, se utilizó una tasa de descuento conservadora – 10% - en la estimación del valor presente del flujo de costos y beneficios asociados a cada escenario dentro del horizonte de evaluación 2013 – 2028.

La figura a continuación, detalla los beneficios económicos y sociales netos que ofrece un escenario de mayor penetración de fuentes renovables ERNC para Chile (20% ERNC al 2020 en este caso) en comparación con el escenario base, bajo esas condiciones. Se listan los costos y beneficios netos que se generan a través de distintos canales, así como otros impactos no monetizados^{xxxvi}.

Figura 38 Beneficios económicos y sociales netos escenario ERNC frente al escenario base (2013-2028)

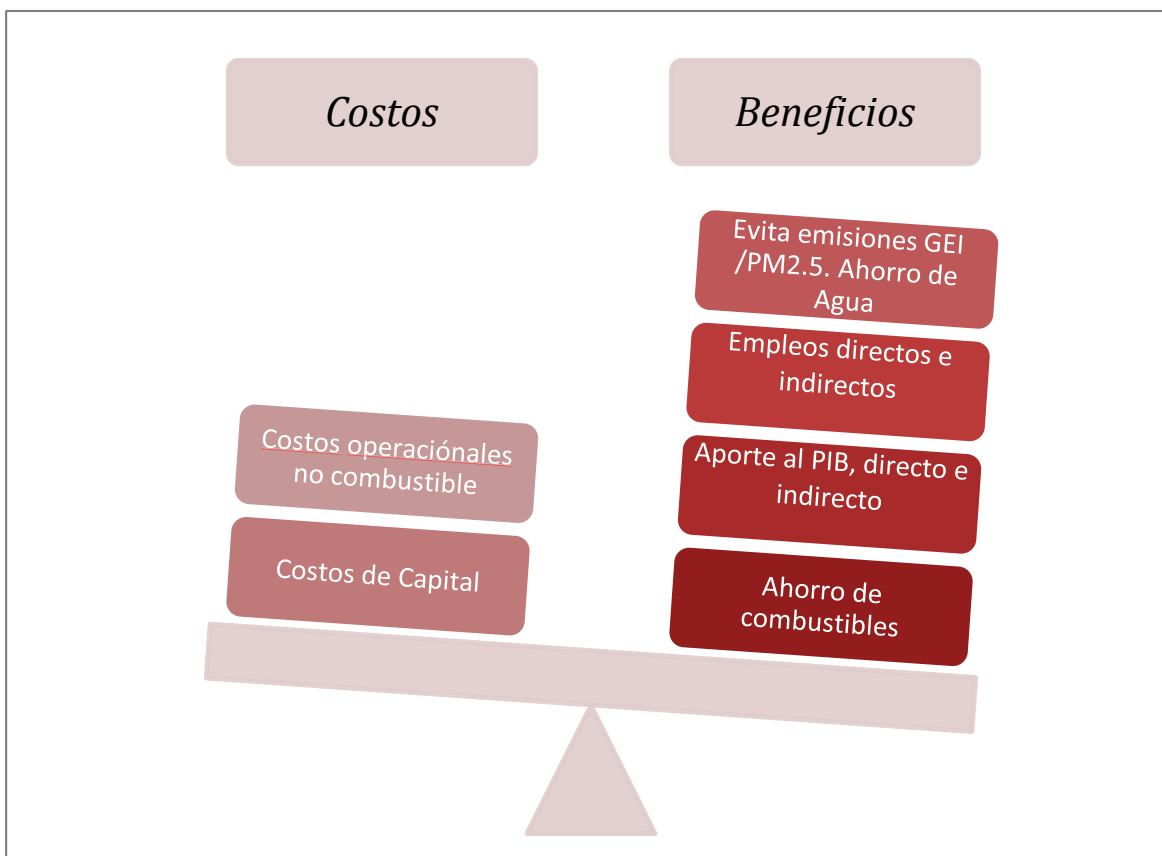
Tipo de Impacto	Aspecto Evaluado	Descripción del Impacto	MMUS\$	Sección
Sistémicos	VP Costo Inversión	✓ Aumenta el costo de inversión	- 2.874	4.2
	VP Costo Combustible	✓ Reduce el consumo de combustibles fósiles	+2.031	4.2
	VP Costo operacional	✓ Aumenta levemente el costo operacional (no combustible)	-76	4.2
	Seguridad suministro	✓ Disminuye riesgos de suministro	n.v.	4.4.1
	“Save Water”	✓ Puede reducir costos al ahorrar agua embalse	n.v.	4.4.2
	“Shave Peak”	✓ Puede mejorar gestión de demanda / oferta	n.v.	4.4.2
	La suma de los impactos sistémicos representa un costo adicional para la generación de un valor presente de:		-919	
Macro-económico	Generación de Empleo	✓ Genera 3.444 Empleos Directos adicionales ✓ Genera 4.325 Empleos Indirectos adicionales	n.v.	5.1
	VP Aporte al PIB	✓ Aporte directo al PIB en 1.503 MMUS\$ ✓ Aporte indirecto al PIB en 744 MUS\$	+2.246	5.2
	La suma de los impactos macroeconómicos representa un beneficio por su aporte al PIB, con valor presente de :		+2.246	
Externalidades	VP Emisiones GEI	✓ Presenta la oportunidad de evitar la emisión de 83 millones de toneladas de CO ₂ eq.	+272	5.3.1
	Emisiones Locales	✓ Reduce las emisiones futuras del sector equivalente a 9.000 toneladas de emisiones PM _{2.5}	n.v.	5.3.2
	Uso de Suelo	Requiere una mayor superficie, equivalente a 7.641 ha, aunque no se consideró la superficie efectiva, otro uso	n.v.	5.3.3
	Consumo de Agua	Genera un ahorro en el consumo de agua de un 11% equivalente a 127 millones de m ³ de agua	n.v.	5.3.4
	La suma de los impactos sobre las externalidades representa un beneficio por su reducción de emisiones GEI, con valor presente de:		+272	
	El escenario ERNC, con la suma de todos impactos valorizados representa un beneficio para la economía del país, con valor presente de:		+1.600	
+ = <i>Beneficio</i> - = <i>Costo</i>		VP = <i>Valor Presente</i> n.v. = <i>no valorizado monetariamente</i>		

A continuación se comentan las conclusiones que se desprenden de estos resultados:

- ✓ El escenario de mayor penetración de ERNC representa un beneficio neto de **US\$ 1,6 mil millones** para el período 2013-2028, considerando sólo aquellos impactos que fueron valorizados monetariamente.
- ✓ Los costos directos del sistema aumentan en el Escenario ERNC en **US\$ 919 millones**. Sin embargo, bajo los escenarios de sensibilización una mayor penetración de ERNC puede generar un beneficio neto de **US\$ 251 millones** y si además este ejercicio se realiza a la tasa de descuento social de 6% el beneficio aumenta a **US\$ 345 millones**.
- ✓ La valorización de los costos o beneficios netos dentro de un horizonte de largo plazo, es función en gran medida **de la decisión política** que determina la tasa de descuento seleccionada.

- ✓ El Escenario ERNC genera más empleo que el Escenario Base: **3.444 empleos directos** adicionales y **4.325 empleos indirectos** adicionales, para dar un total de **7.769 empleos adicionales**.
- ✓ El Escenario ERNC, en comparación con el Escenario Base, genera un aporte adicional al producto interno Bruto (PIB) de más de **US\$ 2,3 mil millones**, entre impactos macroeconómicos directos e indirectos.
- ✓ El desarrollo de las ERNC tiene la capacidad de activar un mayor número de encadenamientos con otras actividades económicas del país en comparación con el desarrollo de fuentes térmicas convencionales.
- ✓ El Escenario ERNC permite mitigar cerca de **9 mil toneladas de emisiones de PM 2,5**. En el caso hipotético evaluado (termoeléctrica a carbón de 200 MW en Santiago) esto acarrea costos en salud del orden de US\$ 20 millones anuales, equivalente a 14,5 US\$/MWh.
- ✓ El escenario ERNC evita la emisión de **83 millones de toneladas de CO2 equivalente** para el período 2011-2028. Esto representa un beneficio neto a la sociedad y el clima que equivale a **US\$ 272 millones**.
- ✓ El ejercicio realizado en el presente estudio debe interpretarse como un “piso”, o valor de mínimo estimado, para el beneficio social neto asociado al escenario de mayor penetración ERNC.
- ✓ Con base a la información disponible, bajo una mirada sistémica y de país, los resultados de nuestras estimaciones nos permiten concluir con alto grado de robustez que el Escenario ERNC examinado para Chile ofrece beneficios netos al país.

Figura 39 Balance de costos y beneficios del escenario ERNC frente al escenario base



Si bien los resultados demuestran que los beneficios en el escenario ERNC predominan frente al escenario base, hay que enfatizar que los supuestos utilizados en este estudio fueron elegidos en base a los valores oficialmente utilizados por las autoridades. Muchos de los parámetros utilizados representan valores bastante conservadores y perjudican las tecnologías ERNC en su valorización económica. A parte de los costos de inversión que tienden ser más bajo para varias tecnologías como solar y eólico, los costos de combustibles aplicados en el análisis, sobre todo para Gas GNL representan valores fuera de la realidad en el sector. Sí se replica el análisis utilizando parámetros que reflejan la realidad chilena y el estado de arte, el costo neto para el sistema eléctrico nacional tendría un valor menor frente al escenario base, por lo cual el beneficio económico aumentaría de manera significativa.

Como previamente mencionado, el ejercicio realizado en el presente estudio debe interpretarse como un “piso”, o valor de mínimo estimado, para el beneficio social neto asociado al escenario de mayor penetración ERNC, por lo cual los autores dan las siguientes aspiraciones para ejercicios futuros.

Se recomienda sincerar los costos de capital de las ERNC y los combustibles, para que sean acordes con las expectativas del mercado.

El sector generación de la matriz insumo producto debe profundizarse aún más en desagregar el sector generación de la en las principales fuentes de generación (ej. abrir el sector hidroeléctrico y termoeléctrico).

La evaluación de las externalidades, en particular el impacto de las emisiones de contaminantes locales (PM2.5, NOx, SOx, etc) en distintas zonas del país y por fuentes de generación puede dar mayor detalle para llevar a cabo un análisis detallado de los costos reales que pueden tener las externalidades al nivel nacional.

Con las ERNC Chile gana en independencia energética, queda la pregunta ¿cuánto vale este beneficio en seguridad de suministro? Estudios futuros podrían valorar esta reducción de riesgo.

Una simulación del parque de generación en ambos sistemas con o sin conexión SIC-SING, de manera multi-nodal bajo parámetros de las distintas tecnologías, demanda y disponibilidad de recursos naturales podría además completar el análisis para dar conocimiento por un lado a los requerimientos de expansión del parque de generación, líneas de transmisión y por otro lado a la evolución de costos marginales y minimizar intermitencias, criterio de discusión que las ERNC se enfrentan en estos días.

Notas:

^{xxxvi} Los resultados se presentan como costo (-) o beneficio (+) neto, en valor presente utilizando un tasa de descuento de mercado del 10%. Se señalan también otros impactos positivos (+) o negativos (-) que no fueron cuantificados monetariamente para este estudio.

Bibliografía

- Altran (2011) *Risk Quantification and Risk Management in Renewable Energy Projects*. Altran, Hamburg.
- Argonne National Laboratory (2010) *Life-Cycle Analysis Results of Geothermal Systems in Comparison to other Power Systems*. US Department of Energy, Colorado.
- Banco Central de Chile, (2012), *Estadísticas Económicas, Series de Indicadores, Actividad Económica y Gasto: Indicador mensual de actividad económica*. IMACEC (2012). (Online) Disponible en: http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/series-indicadores/index_aeg.htm
- Bezerra, B., Mocarquer, S., Barroso, L., Rudnick, H., (2012). Expansion Pressure: Energy Challenges in Brazil and Chile, IEEE Power and Energy Magazine, Vol: 10 ,Iss: 3 , May 2012, pp. 48 – 58. Disponible en: <http://www.systep.cl/publicaciones.php>
- Black & Veatch, (2012). *Cost Report Cost And Performance Data for Power Generation Technologies*. NREL, Colorado.
- Bloomberg New Energy Finance, (2012). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2012*, Frankfurt School of Finance and Management & UNEP, Frankfurt.
- Borenstein, S., (2011). *The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation*, Journal of Economic Perspectives, American Economic Association, vol. 26 (1): 67-92
- Brown, J.P., Pender, J., Wisner, R., Lantz, E. & Hoen, B. (2012) *Ex post analysis of economic impacts from wind power development in US Counties*. Energy Economics (34) 1743-1754.
- Bustos, C., Varas, P., Rudnick, H., & Gómez, B. (2012) *Incorporación al SIC de ERNC con ley 20/20*. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago.
- California's Clean Energy Future (2012) *Preliminary Estimates of Job Creation*. Disponible en: <http://www.cacleanenergyfuture.org/documents/PreliminaryEstimatesofJobCreation.pdf>
- CDEC SIC, (2012). Estadísticas e informes de operación acerca de la generación eléctrica en el SIC. Disponibles en: https://www.cdec-sic.cl/est_operativa_privada.php
- CDEC SING, (2012). *Efectos Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING*. Disponible en: <http://cdec-sing.cl>
- CDEC SING, (2012). Reportes de operación acerca de la generación eléctrica en el SING. Disponibles en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/CDEC.MENU_GENE_ENERGIA.SHOW
- CER, (2012). *Energías Renovables en Chile - Ficha Informativa*. Disponible en:

http://cer.gob.cl/factsheets/Mercado_Electrico_2012_lr.pdf

- CER, (2012). *Estado de proyectos ERNC en Chile*. Disponible en: reporte@cer.gob.cl (Octubre 2012)
- Cisterna, M., (2008) *Metodología de Cálculo de Costo de Falla Intempestivo*, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Santiago.
- Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), (2011). *Informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico* (CADE). Ministerio de Energía.(Online) Disponible en: <http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>
- Comisión Ciudadana- Técnico-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica, (2011). *Propuesta de la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Transición hacia un desarrollo eléctrico Limpio, Seguro, Sustentable y Justo*.(Online) Disponible en: <http://www.energiaciudadana.cl/docs/InformeCompleto.pdf> (21/12/2012)
- Comisión Nacional de Energía, (2012). Informe técnico definitivo Fijación de precios de nudo Abril 2012 SIC / SING. Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2012>
- Comisión Nacional de Energía, (2012). Informe técnico definitivo Fijación de precios de nudo Octubre 2011 SIC / SING. Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/octubre-2011>
- Comisión Nacional de Energía, (2009). Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule, Informe preliminar, 2009. Disponible en: http://www.cne.cl/archivos_bajar/informe.pdf
- Comisión Nacional de Energía, (2013). *Informe Técnico de Precio de Nudo Abril-Octubre 2012*. (Online) Disponible en: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-promedio/fijaciones-2012>.(14/01/2013)
- Comisión Nacional del Medio Ambiente CONAMA, (2009). *Guía Metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles en el registro de emisiones y transferencia de contaminantes*. CONAMA, Santiago.
- De Gregorio, J. E., (2007). *Macroeconomía, Teoría y Política*. Pearson Educación, México.
- Decreto Supremo 13, (2011). *Norma de emisión para centrales termoeléctricas*. Ministerio de Medio Ambiente.(Online) Disponible en: <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1026808&idVersion=2011-06-23>
- Ecofys (2011). Synergies between renewable energy & fresh water production. Ecofys, Netherlands.
- Energy & Environmental Analysis (2008) Technology Characterization: Gas Turbines. EnvironmentalProtection Agency, Washington.
- Ernst & Young, (2012). Renewable energy country attractiveness indices: May 2012 Issue 33. Ernst & Young Global Limited. London, UK.
- Escenarios Energéticos (2013) Metodología para la preparación y evaluación de escenarios.

Disponible en: <http://escenariosenergeticos.cl/>

- Escobar, C. & Méndez, M., (2007). Efecto de la Sustitución de Combustibles en el Valor Agregado de la Generación Eléctrica. Banco Central de Chile, Santiago.
- Eurelectric (2003) Efficiency in electricity generation. Eurelectric, Brussels. Disponible en: www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentID=13549
- European Environment Agency (2010) EN19 Efficiency of conventional thermal electricity production. Disponible en: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/en19-efficiency-of-conventional-thermal>
- European Wind Energy Association (2009). The Economics of Wind Energy. Disponible en: www.ewea.org
- Evalueserve (2009) Consultoría Estratégica en Promoción de Chile como Asentamiento para la Industria de Servicios Conexos de las ERNC. Disponible en: <http://cer.gob.cl/archivos/Evalueserve%20-%20CORFO%20-%20Servicios%20Conexos%20de%20las%20ERNC%20-%20Informe%20Final%20-%2014%20de%20Diciembre%202009.pdf>
- Evans A., Strezov V., & Evans T., (2010). *Comparing the sustainability parameters of renewable, nuclear and fossil fuel electricity generation technologies.* (Online) Disponible en: <http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/272.pdf>
- Exxon Mobile (2012) The Outlook for Energy: A View to 2040. Exxon Mobil, Texas.
- Fraunhofer ISI, (2012). *En base a metodología Barbara Breitschopf: Ermittlung vermiedener Umweltschäden Hintergrundpapier zur Methodik - im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien, Karlsruhe.* (Online) Disponible en: <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/ermittlung-vermiedener-umweltschaeden-8209-hintergrundpapier-zur-methodik-8209-im-rahmen-des-projekts-wirkungen-des-ausbaus-erneuerbarer-energie/>
- Fraunhofer ISI, Rütter + Partner & Energy Economics Group, (2011). *Review of approaches for employment impact assessment of renewable energy deployment.* (Online) Disponible en: <http://iea-ret.d.org/wp-content/uploads/2011/11/EMPLOY-task-1.pdf>
- Fraunhofer ISI, Rütter + Partner & Energy Economics Group (2012) *Methodological guidelines for estimating the employment impacts of using renewable energies for electricity generation.* International Energy Agency: Renewable Energy Technology Deployment, Germany.
- Fthenakis, V. M. & Kim, H. C., (2007). *Greenhouse-gas emissions from solar electric and nuclear power: A life-cycle study.* Energy Policy 35 (4): 2549-2557.
- Fundación Jaime Guzmán (2012) *Concepto de Energías Renovables y su Viabilidad hoy.* Fundación Jaime Guzmán Ideas y Propuestas N° 99.
- Gagnon, L., Belanger, C. et al., (2002). *Life-cycle assessment of electricity generation*

options: *The status of research in year 2001*. Energy Policy 30(14): 1267-1278.

- Galetovic, A. & Muñoz, C. (2008) *Energías Renovables No Convencionales; ¿cuánto nos va a costar?* Financiado por AES Gener S.A. Centro de Estudios Públicos Chile N° 112. Disponible en : http://www.cepchile.cl/1_4297/doc/energias_renovables_no_convencionales_cuanto_nos_va_a_costar.html
- Galetovic, A. & Muñoz, C. (2011) *Regulated Electricity Retailing in Chile*. Energy Policy (39) 6453-6465
- GEA, (2012) *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria
- Geoaire / Kas Ingenieria, (2009). Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas. Disponible en: www.sinia.cl/1292/articles-44963_informe_final_term.pdf
- Geotherm Ex Inc& Harvey Consultants (2013) *Geothermal exploration best practices: a guide to resource data collection, analysis, and presentation for geothermal projects*. IGA Service GmbH, Bochum.
- Geotherm Ex Inc& Harvey Consultants (2013) Presentation: *Overview*. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.
- GTZ, (2009). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. GTZ/CNE, Santiago.
- GIZ, (2012). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Documento Complementario 2012*. GTZ/CNE, Santiago.
- Harvey, C. (2013) Presentation: *Update of World Geothermal Developments*. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.
- Herrera, B. (2006) *Pago por potencia firme a centrales de generación Eólica*. Universidad de Chile, Santiago.
- Hondo, H. (2005) *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case*. Energy (30) 2042-2056.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2013). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Default Emission Factors* (Online) Disponible en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html> (2013).
- International Energy Agency (2010). *Energy Technology System Analysis Programme: Nuclear power*. Disponible en : www.etsap.org
- International Energy Agency & OECD Nuclear Energy Agency (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. IEA, Paris.
- International Finance Corporation (2013) Presentation: *Geothermal Financing*

Challenges. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.

- International Finance Corporation (2013) Presentation: *New Market Opportunities: Value Proposition for Clean Energy Finance*. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.
- International Geothermal Center (2013) Presentation: *Technical risks and risk mitigation*. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.
- International Renewable Energy Agency, (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 1/5, Biomass for Power Generation*. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf
- International Renewable Energy Agency, (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5, Hydropower*. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf
- International Renewable Energy Agency, (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 4/5, Solar Photovoltaics*. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf
- International Renewable Energy Agency, (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 5/5, Wind Power*. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf
- International Renewable Energy Agency, (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 2: Power Sector, Issue 2/5, Concentrating Solar Power*. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf
- International Renewable Energy Agency (2013) *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. IRENA, Bonn.
- International Renewable Energy Agency & IEA: *Renewable Energy Technology Deployment (2012). Presentación: The Business case of New Generation RE-COST1 STUDY Preliminary Result*. Disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/events/2012/October/Cost/1-2_Mercedes_Mostajo.pdf
- International Energy Agency: *Renewable Energy Technology Deployment*, International Institute for Sustainable Development, Green Budget Germany, Collings&Monney (2013). *Communicating Best GNLPractice for Renewable Energy*. IEA:RETD, Germany.
- IPA Energy & Water Economics (2008). *Innovative Electricity Markets to Incorporate Variable Production*. IPA & Water Economics, Edinburgh.

- IPCC, (2011). *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1075 pp.
- Jiménez, S. (2011) *Energías Renuoables No Convencionales: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo*. Serie Informe Económico N° 218.
- Kaplan, S. (2008) *Power Plants: Characteristics and Costs*. CRS Report for Congress, Washington.
- Kenny, J.F., Barber, N.L., Hutson, S.S., Linsey, K.S., Lovelace, J.K., and Maupin, M.A., (2009), *Estimated use of water in the United States in 2005*: U.S. Geological Survey Circular 1344, 52 p.
- La Tercera (2012) *GNL sería un tercio de la matriz eléctrica chilena a fines de la década*. Electricidad - La revista energética de Chile. Disponible en: http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=33980.
- Lehr, U. (2013) *Integrated Policy Areas for Value Creation Sessions 1-2-3-4*. International Energy Agency: Renewable Energy Technology Deployment Workshop on Policy Instruments to Support RE Industrial Value Chain Development, Bonn.
- Lincovil, C.M., Gutiérrez, G.I., & Rudnick, H. (s.f.) *Optimización Económica de la Disponibilidad*. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago. Disponible en: http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/OED/archivos/Optimizacion_Economica_de_la_Disponibilidad.pdf
- Lindner, S., Legault, J., Guan, D. (2012) *Disaggregating the Electricity Sector of China's Input-output Table for Improved Environmental Life Cycle Assessment*. Economics Systems Research. Paper won the 2012 international Leontief Memorial Prize.
- Macknick, J., Newmark, R., Heath, G. & Hallett, K.C. (2011). *A review of operational water consumption and withdrawal factors for energy generating technologies*. National Renewable Energy Laboratory. Colorado.
- MG Medioambiente Gestión & Cifuentes, L.A. (2010) *Análisis Técnico-Económico de la Aplicación de una norma de emisión para Termoeléctricas*. Disponible en: <http://greenlabuc.cl/wp-content/uploads/2012/04/NTERM-InformeFinal.pdf>
- MIT Interdisciplinary study (2011) *The future of Natural Gas*. MIT, Massachusetts.
- New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS) (2009). *External costs from emerging electricity generation technologies*.
- Ministerio de Energía, (2012). *Reportes de Emisión para los Sistemas Eléctricos*. Disponible en: http://huelladecarbono.minenergia.cl/descargas_FE.html
- Natural Resource Defense Council, (2012). *El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos*. Disponible en:

<http://www.nrdc.org/laondaverde/international/files/chile-LCOE-report-sp.pdf>

- National Renewable Energy Laboratory, (2012). *Renewable Electricity Futures Study*. Hand, M.M.; Baldwin, S.; DeMeo, E.; Reilly, J.M.; Mai, T.; Arent, D.; Porro, G.; Meshek, M.; Sandor, D. eds. 4 vols. NREL/TP-6A20-52409. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Disponible en : http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/
- National Renewable Energy Laboratory (1997) *Dollars from Sense: The Economic Benefits of Renewable Energy*. U.S. Department of Energy, Washington.
- Natural Resource Energy Laboratory, (2012). Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects. Disponible en: <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/wind-energy-costs-2-2012.pdf>
- Natural Resource Energy Laboratory (2009). *Evaluating a Proposed 20% National Renewable Portfolio Standard*. NREL, Colorado.
- Natural Resource Energy Laboratory (2012) *Renewable Electricity Futures Study: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures Volume 1-2-3-4*. NREL, Colorado.
- Natural Resource Energy Laboratory (2010) *Energy Analysis: Solar Power and The Electricity Grid*. NREL, Colorado.
- Navigating Consulting Inc, (2011) Sustainable Energy Scenarios and the Role of Renewable Energy. Renewable Energy: From Analysis to Action. A workshop hosted by IEA Renewable Energy Working Party & IEA Renewable Energy Technology Deployment Implementing Agreement, Paris.
- Navigant Consulting Inc, (2011) Climate Change Adaptation, Damages & Fossil Fuel Dependence. IEA: RETD, Washington.
- OECD/International Energy Agency, (2012). Energy Technology Perspectives 2012. International Energy Agency, Paris.
- Oxera, (2011). *Discount rates for low carbon and renewable generation technologies*. Disponible en: <http://hmccc.s3.amazonaws.com/Renewables%20Review/Oxera%20low%20carbon%20discount%20rates%20180411.pdf>
- Palma, R., Ortiz D., Torres, R. (2012). Presentación: *Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad técnica de incorporar ERNC en el los sistemas eléctricos nacionales*. Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Fecha de presentación: 26/04/2012
- PNUD & Endesa Eco (2007) *Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile*. PNUD & Endesa Eco, Santiago.
- POCH Ambiental (2009) *Estrategia y potenciales de transferencia tecnológica para el cambio climático*. CORFO, Santiago.
- Power Engineers Inc. (2013) Presentation: *Types, Cost influences and realisation*.

Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.

- Rahmann, C, (2011). Presentación: *Integración de la energía eólica en el Sistema Interconectado central*. Disponible en: http://www.neim.utfsm.cl/arch/ERNC_InformeEjecutivo_JPO_28_07_08.pdf (20/09/2012)
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, (2012). *Renewables 2012 Global Status Report*. Disponible en: <http://www.ren21.net/default.aspx?tabid=5434>
- Resolución Exenta. Comisión Nacional de Energía, N°20, (2013). *Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal: Período 2012-2013*.
- Rutovitz, J. and Usher, J. (2010). *Methodology for calculating energy sector jobs*. Prepared for Greenpeace International by the Institute for Sustainable Futures, University of Technology, Sydney.
- Ruter, H. (2013) Presentation: *Exploration Techniques, Geophysical methods*. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.
- Santaló, J.M.G., (2009) *La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles*. Boletín IIE 143-151.
- Schlumberger (2013) Presentation: *Costs and Financial Risks of Geothermal Projects*. Geothermal Exploration Best Practice Launch Event, Istanbul.
- Sepúlveda, R.H. & Palma, R. (2011) *Modelación de Centrales Térmicas de Ciclo Combinado y su Aplicación en el Problema de Pre despacho de Unidades*. Universidad de Chile, Santiago.
- Servicio de Evaluación Ambiental, (2013). *Búsqueda de proyectos* (Online) Disponible en: <http://www.sea.gob.cl/> (periodo 2007-Enero 2013)
- Sistema Nacional de Información Ambiental, (2010). (online) Disponible en: <http://www.sinia.cl/1292/w3-article-47699.html> (13/01/2013)
- Soto, I.R., Werner, L.J., & Cárdenas, L. (2009). Evaluación Técnica y Económica de una Central Termoeléctrica en la región de los Ríos. Universidad Austral de Chile, Valdivia.
- Sovacool, B. K, (2008). *Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey*. Energy Policy (36) 2940-2953.
- SysteP, (2012). *Reporte Sector Eléctrico SIC-SING, Septiembre 2012*. Disponible en: <http://www.systeP.cl/reportes.php>
- Tringas, T. (2011) *Chile Levelised Cost of Energy*. Bloomberg New Energy Finance commissioned by NRDC. Disponible en: http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_11052401a.pdf
- Ubilla, G., Orellana, M., Faúndez, N. & Espinoza, S. (2008) *Estudios de contribución de las ERNC al SIC al 2025*. Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago.

- Universidad de Chile, Cesucc, (2011). *Evaluación Ambiental Estratégica Matriz Eléctrica Óptima de Chile al 2030*. Disponible en: www.cesucc.cl/docs/informefinal.pdf
- Universidad de Chile & Universidad Técnica de Santa María (2008) *Aporte potencial de: Energías Renovables No Convencionales y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025*. Disponible en: http://www.eula.cl/doc/chile_new_renewables.pdf
- Universidad Técnica de Santa María (2008). *Contribución Potencial de Energías Renovables No Convencionales al Sic al año 2025*. Disponible en: http://www.neim.utfsm.cl/arch/ERNC_InformeEjecutivo_JPO_28_07_08.pdf
- U.S. Department of Energy (2012) *The Impact of Wind development on County Level Income and Employment: A Review of Methods and Empirical Analysis*. U.S. Department of Energy, Washington.
- U.S. Energy Information Administration (2012). *Short Term Energy Outlook September 2012*. Disponible en: http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf
- U.S. Energy Information Administration (2012). *Fuel Competition in Power Generation and Elasticities of Substitution*. US Department of Energy, Washington.
- U.S. Energy Information Administration (2012). *Annual Energy Outlook 2012 (AEO2012)*. U.S. Department of Energy, Washington.
- U.S. Energy Information Administration (2013) *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants* U.S. Department of Energy, Washington.
- U.S. Energy Information Administration (2010). *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*. U.S. Department of Energy, Washington.
- USGS, (2005). *Estimated Use of Water in the United States in 2005*. U.S. Department of the Interior, Virginia.
- Valgesta Energía, (2011). *Impacto De Las Energías Renovables En La Operación Del Sistema*. Elaborado para ACERA. Disponible en: <http://www.elmostrador.cl/media/2011/05/Informe-Valgesta-ERNC.pdf>
- Watts, D., Jara Danilo, (2011). *Statistical analysis of wind energy in Chile*. Renewable Energy (36) 1603-1613. Disponible en: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/WattsJara2011.pdf> (02/10/2012)
- Wei, M., Patadia, S., Kammen, D.M., (2009). *Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?* Energy Policy. vol.38: 919-931
- Weiser, R., Lantz, E., Bolinger, M. & Hand, M. (2012) *Recent Development in the Levelized Cost of Energy from US Wind Power Projects*. US Department of Energy, Colorado.
- World Economic Forum (2011) *Green Investing 2011: Reducing the cost of financing*. World Economic Forum, New York.
- World Energy Council, (2010). *Water for Energy*. World Energy Council, London.

-
- Yang, X., Zhang, W. & Zhu, Y. (2011) *Regional investment distribution of the wind power in China and its impacts on wind generated electricity*. Energy Procedia (5) 2321-2329.

Anexo A

Curva de Carga y Disponibilidad Solar e Hídrica

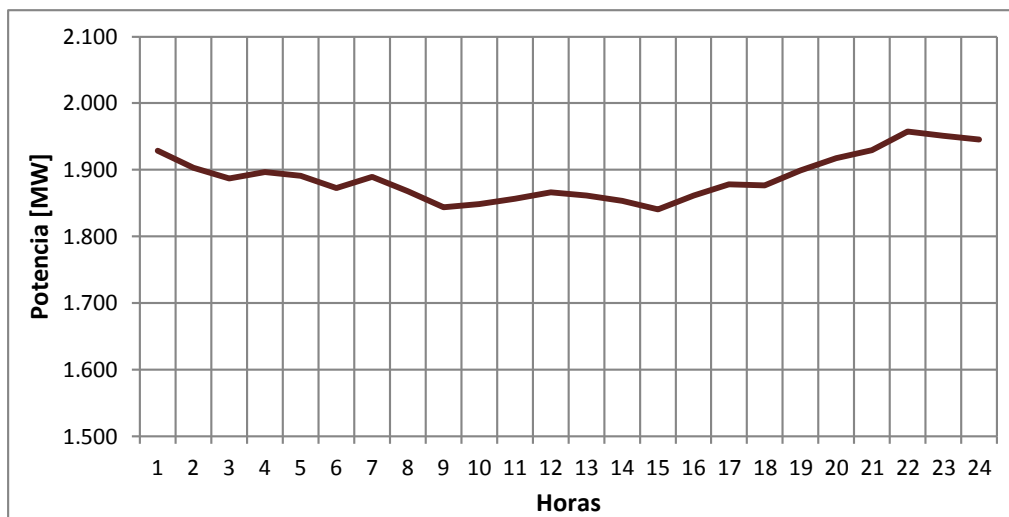
Curva de carga

La demanda eléctrica de un sistema es determinada inicialmente por la potencia requerida de dicho sistema; sin embargo el sistema está definido adicionalmente por las fluctuaciones de dicha potencia a lo largo de un periodo determinado. La curva que refleja dichas variaciones es denominada curva de carga.

Las curvas de carga (diaria, semanal, anual, según sea el período considerado) se usan para considerar las variaciones lentas a lo largo del tiempo. Una forma típica para un sistema grande (en un país no tropical y donde no se emplee mucho el aire acondicionado, como Chile) está representada en la siguiente figura, con dos máximos bien diferenciados (plena ocupación industrial al final de la mañana, y superposición del alumbrado al final de la tarde). En países donde los equipos de aire acondicionado son importantes, la punta suele ser mayor al final de la mañana.

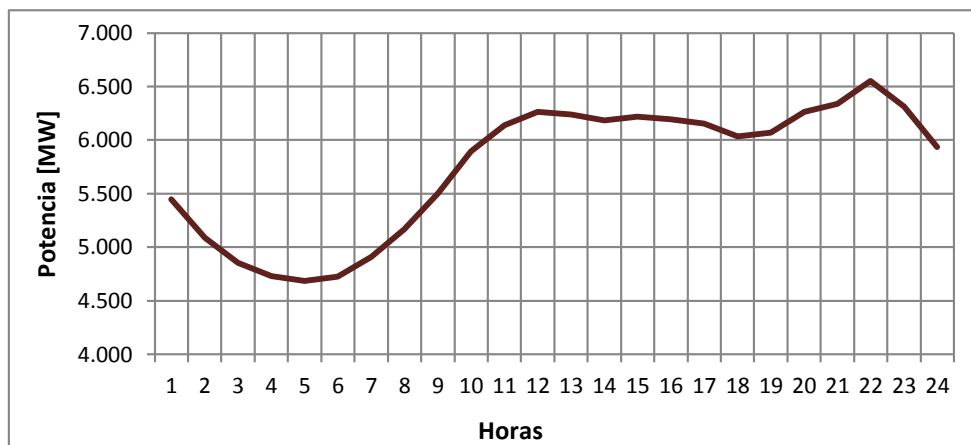
Para este estudio se considera la información publicada por el CDEC-SIC y el CDEC-SING de demanda de energía horaria para cada sistema. El promedio de la demanda para cada hora de un día se muestra a continuación.

Figura 40 Curva de carga de un día promedio, SING



Fuente: Elaboración propia según demanda de energía horaria CDEC SING

Figura 41 Curva de carga de un día promedio, SIC



Fuente: Elaboración propia según demanda de energía horaria CDEC SIC

Con el objeto de considerar estas variaciones en el modelo, se construye la curva de carga de cada sistema considerando 3 bloques diarios (Día, Noche y Punta). La definición de estos bloques permite cuantificar los requerimientos máximos de potencia del sistema, además de considerar variaciones de la disponibilidad de energías no convencionales, particularmente la diferencia de la oferta de energía solar.

El bloque Día considera la demanda entre las 8:00 y las 18:00 hrs. El bloque Noche considera la demanda entre las 18:00 y las 8:00 hrs, excluyendo la demanda del bloque Punta. Finalmente el Bloque punta considera la demanda de las horas de mayor potencia requerida. En el SIC este bloque comprende los horarios 20:00 y 22:00 hrs. En el SING el bloque Punta es entre las 21:00 y 23:00 hrs.

Esta curva de carga promedio se ajusta además trimestralmente de acuerdo a la energía consumida en cada sistema y en cada trimestre, luego es posible definir la proporción de la demanda anual en cada uno de los bloques en cada trimestre obteniendo 12 bloques a lo largo del año.

Disponibilidad de la energía solar fotovoltaica

Para considerar la oferta de energía solar, es requisito del modelo ofrecer esta tecnología sólo cuando esté disponible, es decir durante el día. El factor de carga según diversa bibliografía es de alrededor de un 30%. En el estudio de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), se modela un factor de planta para la energía solar fotovoltaica de un 31%.

En este estudio se considera la información de CADE, y se distribuye durante el bloque Día, luego el factor de planta horario durante el día es tal que:

$$FP_{dia} \times HRS_{dia} = 31\% \times 24hrs$$

Considerando que el bloque Día tiene una extensión de 10 horas, se obtiene un factor de planta horario en este periodo de 74,4%, y de 0% el resto del día.

Disponibilidad de la energía hídrica

La disponibilidad o el factor de planta de la energía hídrica de pasada y embalses está fuertemente ligada a las condiciones meteorológicas y de los deshielos que producen los flujos hídricos. Por esta razón es importante considerar las variaciones a lo largo del año de la disponibilidad. Más específicamente de acuerdo a la definición de bloques del modelo, es requerido diferenciar la disponibilidad entre los trimestres.

Para ello se considera el promedio de energía entregada trimestralmente por las centrales de pasada y los sistemas de embalse en el periodo 2000-2011. Adicionalmente estos valores son ajustados de forma de coincidir el factor de planta anual con los considerados por CADE. La siguiente tabla indica los valores obtenidos.

Tabla 15 Promedio de energía entregada trimestralmente

	Trimestre				
	T1	T2	T3	T4	Anual
Mini hidro	62%	54%	71%	74%	65%
Pasada	52%	46%	60%	62%	55%
Embalses	56%	60%	68%	65%	62%

www.pwc.cl

Mathieu Vallart

Partner - Sustainability & Climate Change

mathieu.vallat@cl.pwc.com

+56 2 940 0401

Daniela Álvarez

Manager - Sustainability & Climate Change

daniela.a.alvarez@cl.pwc.com

+56 2 940 0401

Joerg Haeusgen

Supervisor - Sustainability & Climate Change

joerg.haeusgen@cl.pwc.com

+56 2 940 0210

Jacques Clerc

Consultor - Experto en modelación de sistemas energéticos

jaclerc@gmail.com

+56 9 94334085h