



Universidad de Concepción
Dirección de Postgrado
Facultad de Ingeniería - Programa de Doctorado en Energías



**Propuesta Metodológica para la Evaluación Integrada de
Escenarios Eléctricos a Largo Plazo en Chile**

Tesis para optar al grado de Doctor en Energías

MABEL IVONNE VEGA COLOMA
CONCEPCIÓN-CHILE
2018

Profesor Guía: Claudio Zaror Zaror
Dpto. de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería
Universidad de Concepción

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN INTEGRADA DE ESCENARIOS ELÉCTRICOS A LARGO PLAZO EN CHILE

Comisión Evaluadora:

Claudio Zaror Zaror

Ingeniero Civil Químico, Dr. en Ingeniería Química

Raúl O’Ryan Gallardo (Comisión evaluación)

Ingeniero Civil Electricista, Dr. en Economía

Luis Morán Tamayo (Comisión evaluación)

Ingeniero Civil Eléctrico, Dr. en Ingeniería Eléctrica

Director de Postgrado:

Sandra Saldivia Bórquez

Sicóloga, Dra. en Psicología

Decano Facultad de Ingeniería:

Luis Morán Tamayo

Ingeniero Civil Eléctrico, Dr. en Ingeniería Eléctrica



Este trabajo está dedicado a las siguientes personas;

A mis padres, Ivonne y Mauricio, que siempre fueron constante fuente de inspiración y guía en mi quehacer profesional. Ustedes me enseñaron el valor del trabajo bien hecho, con cariño, curiosidad y paciencia, que fueron principios claves en el proceso de creación. Asimismo me enseñaron el respeto, la humildad y la responsabilidad en el momento de cosechar resultados.

A mi fiel, paciente, comprensivo y tierno compañero de la vida, Tomás, que ha sido el pilar fundamental en este proceso.

A mi amigo Gonzalo, otro veterano de la misma guerra, que siempre estuvo para mí en los malos momentos.

Finalmente, al profesor Claudio, que más que un profesor fue un maestro de vida, que se encargó de pulir las aristas más rugosas de mi carácter profesional con paciencia y generosidad.

Agradecimientos

La presente tesis doctoral fue parcialmente financiada por la beca de Pasantía en Energías, convocatoria 2017 ENER170052 de CONICYT - Ministerio de Energía de Chile para realizar una estadía de 6 meses en la Universidad de Manchester, Reino Unido entre febrero a agosto 2018. De la misma forma, resultados parciales de esta tesis fueron socializados internacionalmente gracias a la beca de Asistencia a Congresos de CONICYT adjudicada el año 2017 para asistir en septiembre de dicho año a Luxemburgo.



Resumen Ejecutivo

En las últimas décadas, Chile ha experimentado un significativo crecimiento económico y social, basado en un incremento de la producción de productos primarios en los sectores mineros, forestal, marino y agro-pecuario. Este proceso ha ido acompañado de un crecimiento similar en el consumo de electricidad y combustibles en todos los sectores de la economía y la sociedad civil. Más aún, las proyecciones futuras indican que el consumo eléctrico seguirá incrementando llegando a duplicarse respecto a los niveles actuales para el 2050.

Si bien el progreso ha significado un mejoramiento generalizado del estándar de vida de la mayoría de los habitantes, los efectos negativos derivados de la contaminación ambiental son considerables. En efecto, la contaminación atmosférica derivada del uso de combustibles representa uno de los principales desafíos en gran parte del territorio nacional, debido a sus serios efectos sobre la salud y calidad de vida de la población. A ello se debe agregar el impacto negativo sobre la calidad y disponibilidad de los recursos hídricos, derivado de los procesos de generación eléctrica y refinación de combustibles fósiles, en un contexto de creciente variabilidad climática. Estos aspectos han generado cuestionamientos acerca de la sustentabilidad del desarrollo económico, en general, y del sector energético en particular.

A nivel global, las últimas 3 décadas han estado marcadas por un énfasis en políticas públicas que fomenten el desarrollo sustentable en un contexto de globalización creciente, abordando diferentes desafíos en las dimensiones ambientales, económicas y sociales. En Chile, ello ha resultado en el fortalecimiento de la institucionalidad ambiental y en iniciativas públicas y privadas alineadas con los acuerdos internacionales en materias socio-económicas y ambientales. Como consecuencia, se constatan importantes cambios en las prioridades tanto en las decisiones gubernamentales como en las empresas privadas, orientadas a abordar los desafíos del desarrollo sustentable. Como ejemplo ilustrativo, se puede mencionar el creciente impacto que han tenido los Objetivos de Desarrollo Sustentable 2015-2030 establecidos por las Naciones Unidas, sobre las políticas públicas y las decisiones empresariales.

En este contexto, en el año 2014 el Estado de Chile asumió el desafío de establecer una Hoja de Ruta Energética al 2050, con participación de la industria, academia y sociedad civil, y delinear estrategias para lograr un sector energético sustentable. El documento final, denominado “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile”, define diversos atributos con los que debería contar el sector energético y los lineamientos generales para alcanzar los objetivos estratégicos. Allí se definen varios escenarios probables que presentan diferentes implicancias tecnológicas, ambientales, económicas y sociales. Desgraciadamente, no se cuenta con propuestas metodológicas ni se han publicado trabajos que permitan evaluar con mayor profundidad y sistematicidad dichos cursos de acción, con vistas a apoyar la toma de decisiones estratégicas públicas y privadas.

Esta Tesis de Doctorado se enmarca en este contexto e intenta llenar los vacíos metodológicos y de información, necesarios para una evaluación sistemática de los potenciales atributos ambientales, sociales y económicos que son determinantes para la sustentabilidad del sector energético nacional. El trabajo tiene como objetivo general desarrollar una metodología cuantitativa para evaluar integradamente las implicancias ambientales, económicas y sociales de los escenarios futuros de generación eléctrica en

Chile, que sirva como herramienta de apoyo para decisiones estratégicas. Se postula que la integración de los atributos ambientales, económicos y sociales permite determinar cuantitativamente el nivel de sustentabilidad de diferentes escenarios de generación eléctrica.

Los objetivos específicos asociados son los siguientes:

- Evaluar los atributos ambientales, económicos y sociales de cada una de las tecnologías de generación eléctrica relevantes a la realidad chilena, para determinar su nivel de sustentabilidad comparativa.
- Evaluar la evolución histórica de los atributos ambientales, económicos y sociales de la matriz de generación eléctrica chilena.
- Comparar los atributos ambientales, económicos y sociales de los escenarios futuros de generación eléctrica incluidos en la Hoja de Ruta 2050, y sus niveles de sustentabilidad.

Los atributos ambientales se estimaron en base a indicadores ambientales estandarizados internacionalmente, utilizando un enfoque de ciclo de vida basado en el marco metodológico establecido por las normas ISO 14.040-44:2006. Esto permite incorporar los aspectos ambientales en las diferentes fases del ciclo de generación eléctrica, incluyendo las etapas de extracción y refinación de los combustibles primarios, construcción de las instalaciones y equipamiento, transporte, generación de energía eléctrica y fin de la vida útil. Para ello, se utilizaron datos primarios obtenidos de diferentes fuentes nacionales, complementados con datos internacionales contenidos en la base de datos Ecoinvent v2.2. Se utilizaron 8 indicadores ambientales de impacto intermedio propuestos por la metodología CML 2000 v2.05, a saber; potencial de acidificación, potencial de agotamiento de la capa de ozono, potencial de calentamiento global, potencial de eutrofización, oxidación fotoquímica y ecotoxicidad marina, acuática y terrestre. Estos son impactos ambientales genéricos, independientes de una ubicación geográfica específica y se han estandarizado internacionalmente con fines de evaluación comparativa. Se utilizó el software SimaPro™v7.3.3 para realizar el análisis de inventario, evaluación de impacto ambiental y normalización de los indicadores respectivos. Cabe señalar que el perfil ambiental de las diferentes tecnologías se realizó de manera diferenciada para el SING y el SIC cubriendo el período 1995-2015.

La caracterización económica de cada tecnología se realizó en base a 4 indicadores, a saber; costo total de capital, costo anualizado total, costo eléctrico nivelado y sensibilidad a precios del combustible. Por su parte, los atributos sociales se caracterizaron en base a los 7 indicadores siguientes: dependencia a la importación, provisión de empleo, importación de combustibles potencialmente evitados, diversificación de suministro de combustible, índice de corrupción, agotamiento de recursos abióticos y toxicidad humana. Estos dos últimos son de naturaleza ambiental, pero se han estandarizado como parte de los atributos sociales de las tecnologías y es el enfoque que se les ha dado en el presente trabajo.

Los indicadores económicos y sociales fueron calculados a partir de fuentes de información nacional y, debido a limitaciones de datos disponibles, se cubrió el período 2005-2015.

Los atributos ambientales, económicos y sociales se integraron mediante la metodología de análisis multicriterio, con el apoyo del software web-HYPRE asignando la misma ponderación para cada dimensión e indicador. Ello permite obtener indicadores

cuantitativos que sirven para comparar el nivel de sustentabilidad entre diferentes opciones tecnológicas y/o escenarios de generación eléctrica.

Los resultados obtenidos en este estudio, demuestran claramente que las centrales de generación eléctrica en base a combustibles fósiles poseen la mayor carga ambiental, destacando particularmente las centrales a carbón. Dentro de las tecnologías en base a fuentes primarias renovables, las centrales a biomasa son las que presentan menor desempeño ambiental. Para todas las tecnologías evaluadas, la ecotoxicidad marina y en agua fresca están dentro de las categorías de impacto más relevantes, particularmente debido a los efectos de las etapas de conversión de energía en el caso de las centrales térmicas, y la etapa de infraestructura en el caso de las centrales renovables.

Durante los últimos 10 años se advierten cambios significativos en varios indicadores ambientales de las centrales en base a combustibles fósiles, atribuibles a la entrada en vigencia de nuevas normativas ambientales para emisiones atmosféricas en termoeléctricas y cambios en el suministro de gas natural en estado gaseoso a gas en estado licuado.

Por su parte, las centrales eólicas presentaron el mejor desempeño económico, mientras que las en base a combustión de biomasa se sitúan entre las peores de las diferentes alternativas tecnológicas. Es importante mencionar que los indicadores económicos asociados a las centrales eólicas y fotovoltaicas experimentaron cambios significativos favorables en la última década, debido a la baja de los precios de estas tecnologías en los mercados internacionales.

Por otro lado, las centrales en base a biomasa muestran el mejor desempeño social debido al impacto positivo de la generación de empleo asociada a la obtención del combustible, mientras que las plantas en base a gas natural presentan los peores atributos sociales.

En general, las tecnologías renovables no combustibles mostraron los mejores índices de sustentabilidad en el período 2005-2015, siendo las centrales eólicas las de mejor desempeño general, mientras que las termoeléctricas a carbón presentan los índices de sustentabilidad más bajos.

El desempeño ambiental, social y económico de las matrices eléctricas en la última década presenta una evolución temporal que refleja directamente los cambios en la composición de dichas matrices, afectando a todas las dimensiones y categorías de impacto. Más aun, debido a su naturaleza fósil, los indicadores de impacto ambiental del SING en todas las categorías son significativamente mayores que las del SIC. A su vez, el índice de sustentabilidad de la matriz eléctrica chilena en ese período, se redujo en un 10%, lo cual estuvo determinado por el reemplazo de generación hidroeléctrica por carbón.

Los atributos ambientales, económicos y sociales asociados a los escenarios eléctricos propuestos al año 2050 mostraron importantes mejoras en la mayoría de los indicadores, evidenciando una clara tendencia a la sustentabilidad a través de la incorporación masiva de las energías renovables. En efecto, los índices de sustentabilidad de todos los escenarios evaluados al 2050 son significativamente superiores a los índices históricos de la matriz eléctrica nacional, con incrementos del orden de 25-45% respecto a los niveles

actuales, con mayores incrementos en el caso de altos niveles de reemplazo de fuentes fósiles por renovables eólicas y fotovoltaicas.

Particularmente, el escenario de bajos costos de inversión para las ERNC, altos precios de combustibles e incorporación masiva de electricidad en todos los sectores productivos y doméstico (Escenario E2+Electrificación) presenta el mejor desempeño ambiental y social al año 2050, mientras que un escenario de costos similares, pero con mayor eficiencia energética en lugar de electrificación masiva (Escenario E2+Eficiencia energética) presenta el mejor desempeño económico.

A pesar de su menor significancia comparativa, el potencial de calentamiento global es uno de los principales indicadores utilizados en el ámbito público y privado para calificar los atributos ambientales de las diferentes opciones tecnológicas. Al respecto, este estudio confirma la mayor huella de carbono de las tecnologías basadas en combustibles fósiles derivadas de la fase de conversión energética, comparada con las de fuentes renovables. Ello se refleja en la evolución histórica del potencial de impacto de calentamiento global mostrado por las matrices eléctricas del país. Más aún, los escenarios de generación eléctrica propuestos para el 2050 muestran reducciones del orden de 80% en la huella de carbono de la electricidad del sistema eléctrico nacional, respecto a los valores actuales.

Finalmente, es importante señalar que este trabajo es el primero en reportar indicadores cuantitativos pertinentes a la realidad chilena, obtenidos en base a una metodología sistemática, permitiendo contar con una línea de base robusta acerca del desempeño ambiental, económico y social del sistema de generación eléctrica en Chile, a partir de la cual se pueden proyectar los atributos de sustentabilidad para escenarios futuros. Más aún, si bien este estudio se enfoca en el sistema de generación de electricidad, su base metodológica es extrapolable para estudios similares en otros sectores productivos.

Executive Summary

In recent decades, Chile has experienced a significant economic and social growth, based on increases in the production of primary products in mining, forestry, marine and agricultural sectors. This process has been accompanied by a similar growth in the consumption of electricity and fuels in all sectors of the Chilean economy and civil society. Moreover, future projections indicate that electricity consumption will continue to increase, doubling from current levels by 2050.

Although progress has meant a general improvement in the standard of living of most people, negative effects derived from environmental pollution are considerable. Indeed, atmospheric pollution as a consequence of the use of fuels represents one of the main challenges in most of the national territory, due to its serious effects on human health and quality of life. Additionally, the negative impact on the quality and availability of water resources, derived from electricity generation processes and refining of fossil fuels, in a context of increasing climatic variability, also contribute to increase concerns about the sustainability of the energy sector.

At global level, the last 3 decades have been characterized by an emphasis on public policies that promote sustainable development in a context of increasing globalization, addressing different environmental, economic and social challenges. In Chile, this has resulted in the strengthening of environmental institutions and in public and private initiatives aligned with international agreements on socio-economic and environmental matters. As a result, important changes in priorities could be observed in both government decisions and private companies, aimed at addressing the challenges of sustainable development. The growing impact of the Sustainable Development Goals 2015-2030 established by the United Nations on public policies and business decisions could be regarded as illustrative example of such scenario.

Within this context, in 2014 Chilean government developed an Energy Road Map to 2050, with the participation of industry, academia and civil society, setting up strategies to achieve a sustainable energy sector. The final document, called "Roadmap 2050: Towards a Sustainable and Inclusive Energy for Chile", defines various attributes that the energy sector should have, and the general guidelines, to achieve strategic objectives. Several probable scenarios are defined, featuring different technological, environmental, economic and social implications. Unfortunately, there are no methodological proposals and no works have been published that allow for a more in-depth and systematic evaluation of such courses of action, with a view to supporting public and private strategic decision-making.

This PhD Thesis is framed within this context and attempts to fill the methodological and information gaps, necessary for a systematic assessment of the potential environmental, social and economic attributes that are paramount for the sustainability of the Chilean energy sector. This work focuses on the electricity generation and distribution system, but it should be mentioned that its methodological framework could be directly extrapolated to other productive sectors.

This PhD research aims to develop a quantitative methodology for the comprehensive assessment of the environmental, economic and social implications of future electricity generation scenarios in Chile, as a support tool for strategic decision-making. The working hypothesis states that the integration of environmental, economic and social attributes provides a suitable measure of the sustainability level of alternative electricity generation scenarios. The associated specific objectives are the following:

- To assess the environmental, economic and social attributes of each of the electric generation technologies relevant to the Chilean reality, and compare their sustainability level.
- To assess the historical evolution of the environmental, economic and social attributes of the Chilean power generation matrix.
- To assess the environmental, economic and social attributes of the future electric generation scenarios included in Roadmap 2050, and compare their sustainability levels.

The environmental attributes were estimated based on internationally standardized environmental indicators, using a life cycle approach based on the methodological framework established by ISO standards 14.040-44: 2006. This prevents shifting environmental aspects and impacts between different phases of the electric generation system. In this study, extraction and refining of primary fuels, construction of facilities and equipment, transportation, generation of electric power and end of useful life stages have been considered within the system limits. Primary data obtained from different national sources were used, complemented with international data from the Ecoinvent v2.2 international database.

Seven intermediate impact environmental indicators proposed by CML 2000 v2.05 methodology were used, namely, acidification potential, global warming potential, eutrophication potential, photochemical oxidation and marine, aquatic and terrestrial ecotoxicity. These are generic environmental impacts, independent of a specific geographic location, which have been internationally standardized for comparative assessment purposes. The software SimaPro™ v7.3.3 was used to perform the inventory analysis, environmental impact evaluation, and normalization of the respective indicators. In all cases, environmental profiles of different electricity generation technologies were estimated for the period 1995-2015. It should be noted that calculations were carried out separately for both SING and SIC networks, in order to account for any technological difference.

The economic characterization of each technology was based on four indicators, namely, total capital cost, total annualized cost, leveled electricity cost, and sensitivity to fuel prices. On the other hand, social attributes were characterized on the basis of seven indicators, as follows: dependence on imports, provision of employment, importation of potentially avoided fuels, diversification of fuel supply, corruption index, depletion of abiotic resources and human toxicity. These last two could be directly linked to environmental features; however, they are usually considered as part of the social attributes of technologies.

Economic and social indicators were calculated from national information sources and, due to limitations of data availability, the analysis was conducted over the 2005-2015 period.

Environmental, economic and social attributes were integrated using the multicriteria analysis methodology, with the support of the web-HYPRE software assigning, the same weight for each dimension and indicator. Thus, quantitative sustainability indicators could be obtained, that enable the comparison of sustainability among different technological options and / or electricity generation scenarios.

Results obtained in this study clearly demonstrate that power plants based on fossil fuels present the greatest environmental burden, particularly coal-fired power stations. In turn, biomass power plants are the ones with the lowest environmental performance among renewable primary sources. In all cases, marine and fresh water eco-toxicity constitute the most relevant impact categories, particularly due to the effects of energy conversion stages in the case of thermal power plants, and the infrastructure stage in the case of renewable sources.

During the last 10 years, significant changes were observed in several environmental indicators associated to fossil fuel power plants, attributable to new air emission regulations for thermoelectric plants, and changes in the natural gas supply from gaseous to liquefied state. On the other hand, wind power plants presented the best economic performance, while those based on biomass combustion were among the worst among technological alternatives. It is worth mentioning that economic indicators associated with wind and photovoltaic plants experienced significant favorable changes in the last decade, due to the drop in the prices of these technologies in international markets.

On the other hand, plants based on biomass showed the best social performance due to the positive impact of employment associated with fuel supply, while natural gas power plants presented the worst social attributes.

In general, non-fuel renewable technologies showed the best sustainability indexes during 2005-2015, with wind farms having the best overall performance, while coal-fired thermoelectric plants featured the lowest sustainability indexes.

The environmental, social and economic performance of Chilean electric matrices in the last decade presents a temporary evolution that directly reflects the changes in their technological composition, affecting all dimensions and impact categories. Moreover, due to its fossil nature, the all SING environmental impact indicators were significantly higher than those at SIC. In turn, the sustainability index of the Chilean electricity matrix in that period featured a 10% reduction due to the increase in coal consumption as a result of reductions in hydroelectric power.

The environmental, economic and social attributes associated with the electrical scenarios proposed by Energy Roadmap 2050 featured significant improvements in most indicators, showing a clear trend towards sustainability through the massive incorporation of primary renewable energy sources. Indeed, in all 2050 national electricity generation scenarios corresponding sustainability indexes were significantly higher than historical ones featuring increases in the range 25-45% with respect to the current levels, with greater increases in the case of high replacement levels of fossil sources by wind and photovoltaic sources.

In particular, the scenario of low investment costs, high fuel prices and massive incorporation of electricity in all productive and domestic sectors (Scenario E2 + Electrification) presented

the best environmental and social performances by 2050, while a scenario with similar costs, but with greater energy efficiency instead of massive electrification (Scenario E2 + Energy efficiency) featured the best economic performance.

Despite its lower comparative significance, global warming potential is one of the main environmental and sustainability indicator used in public and private decision-making. In this respect, this study confirms the greater carbon footprint of fossil fuel-based technologies derived from the energy conversion phase, as compared with those based on renewable sources. This was directly reflected in the historical evolution of the global warming impact potential shown by the country's electric system. Furthermore, the electricity generation scenarios proposed for 2050 showed reductions in the carbon footprint of electricity in the national electricity system around 80%, compared to current values.

Finally, it must be mentioned that this is the first reported work of this nature addressing the Chilean electricity generation system. As such, it provides a robust baseline of environmental, economic and social performance, from which future projected electricity generation scenarios could be assessed. Although this study focuses on the electricity generation system, its methodological framework could be extrapolated to the sustainability evaluation of other productive sectors.



Acrónimos

a-ECV: evaluación de ciclo de vida ambiental.

e-ECV: evaluación de ciclo de vida económica.

s-ECV: evaluación de ciclo de vida social.

I/O: (*del inglés*) refiérase a entradas y salidas de proceso.

ACB: análisis costo beneficio.

ACO: agotamiento de la capa de ozono, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

AHP: (*del inglés*) refiérase al método de priorización proceso de jerarquización analítico (*analytical hierarchical process*).

AMC: análisis multicriterio.

ARA: agotamiento de recursos abióticos, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

CAT: costo anualizado total, indicador económico.

CTC: costo total de capital, indicador económico.

CEN: costo eléctrico nivelado, indicador económico.

CDEC: centro de despacho económico de carga.

CNE: comisión nacional de energía.

DI: dependencia a la importación, indicador social.

DMO: decisión multiobjetivo.

DSC: diversidad de suministro de combustible, indicador social.

ECV: evaluación de ciclo de vida.

EE: refiérase a escenarios de demanda eléctrica de que privilegian medidas de eficiencia energética.

Electrif.: refiérase a escenarios de demanda eléctrica que privilegian de medidas de electrificación.

ERNC: energías renovables no convencionales.

ETAF: potencial de ecotoxicidad de agua fresca, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

ETM: potencial de ecotoxicidad marina, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

ETT: potencial de ecotoxicidad terrestre, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

FV: abreviación de fotovoltaica, refiérase a las centrales solares fotovoltaicas.

IAEA: (*del inglés*) Agencia internacional de energía atómica.

IC: índice de corrupción, indicador social.

MAPS-Chile: Proyecto de acciones para el control y mitigación de efectos del cambio climático en Chile.

MAVT: (*del inglés*) Teoría de multiatributos variables.

ODS: objetivos de desarrollo sustentable.

PA: potencial de acidificación, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

PCG: potencial de calentamiento global, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

PE: provisión de empleos, indicador social.

PEU: potencial de eutrofización, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

PIB: Producto interno bruto.

POF: potencial de oxidación fotoquímica, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

RETC: Registro de emisiones y transferencias de contaminantes, <http://www.retc.cl/>.

SEN: Sistema eléctrico nacional.

SETAC: (*del inglés*) Sociedad de toxicología y química ambiental.

SIC: Sistema interconectado central, sistema de transmisión y distribución eléctrica en Chile.

SING: Sistema interconectado norte grande, sistema de transmisión y distribución eléctrica en Chile.

SPC: sensibilidad al precio de combustibles, indicador social.

TH: toxicidad humana, categoría de impacto ambiental según método CML 2000.

UNEP: (*del inglés*) Programa de naciones unidas para el medioambiente.

Tabla de Contenidos

Resumen Ejecutivo.....	v
Executive Summary.....	ix
Índice de figuras.....	xxii
Índice de tablas.....	xxv
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1. Antecedentes generales.....	1
2. Generación eléctrica en Chile.....	2
3. Planteamiento del problema.....	3
4. Propuesta de investigación.....	5
4.1. Hipótesis.....	5
4.2. Objetivo General.....	5
4.2.1. Objetivos específicos.....	5
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE.....	7
1. Desarrollo del sector eléctrico en Chile.....	7
1.1. Caracterización del Sistema Interconectado Norte Grande (SING).....	11
1.2. Caracterización del Sistema Interconectado Central (SIC).....	12
1.3. Proyecciones de la generación eléctrica en Chile.....	14
2. Metodologías para la cuantificación de las dimensiones ambientales, económicas y sociales en el sector eléctrico.....	15
3. Disponibilidad de información para la caracterización de la matriz eléctrica en Chile.....	17
4. Cuantificación de las dimensiones ambientales, económicas, sociales del sector eléctrico.....	19
4.1. Por tecnología.....	19
4.2. Por matriz eléctrica.....	21
5. Evaluación de la sustentabilidad de la generación eléctrica.....	21
5.1. Análisis multicriterio.....	22
5.2. Análisis costo beneficio.....	23
CAPÍTULO 3. FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS.....	25
1. Aspectos generales.....	25
2. Metodología para la caracterización ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.....	27
2.1. Objetivo y alcance.....	27
2.1.1. Sistema producto analizado.....	27

2.1.2.	Unidad funcional.....	27
2.1.3.	Límites del sistema.....	27
2.1.4.	Criterios de asignación de carga ambiental	29
2.1.5.	Método de impacto ambiental.....	29
2.1.6.	Requerimiento, tipos y fuentes de datos.....	29
2.1.7.	Principales supuestos.....	31
2.1.8.	Limitaciones	31
2.1.9.	Requerimiento de calidad de datos.....	31
2.1.9.1.	Cobertura tecnológica	31
2.1.9.2.	Cobertura temporal	31
2.1.9.3.	Cobertura geográfica.....	32
2.1.9.4.	Representatividad	32
2.1.9.5.	Fuentes de datos.....	32
2.1.10.	Comparación con otros sistemas.....	32
2.2.	Inventario de ciclo de vida.....	32
2.2.1.	Recolección de datos	32
2.2.2.	Cálculo de datos.....	34
2.3.	Evaluación de impacto de ciclo de vida.....	36
2.3.1.	Categorías de impacto.....	36
2.3.2.	Indicadores y modelo de caracterización	36
2.3.2.1.	Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	37
2.3.2.2.	Potencial de oxidación fotoquímica (OF)	37
2.3.2.3.	Potencial de calentamiento global (PCG)	38
2.3.2.4.	Potencial de acidificación (PA)	38
2.3.2.5.	Potencial de eutrofización (PEU).....	39
2.3.2.6.	Ecotoxicidad acuática en agua fresca (ETAF), ecotoxicidad marina (ETM) y ecotoxicidad terrestre (ETT).....	39
2.3.3.	Normalización.....	39
2.3.4.	Asignación de resultados a categorías de impacto	40
2.4.	Interpretación de la evaluación de impacto de ciclo de vida	40
2.4.1.	Categorías de impacto por tecnología	40
2.4.2.	Categorías de impacto normalizadas por tecnología	40
2.4.3.	Categorías de impacto por etapa de proceso	40

2.4.4.	Categorías de impacto por contribución de cada tecnología (para resultados por matriz).....	40
3.	Metodología para la caracterización económica de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.....	41
3.1.	Objetivo y alcance.....	41
3.1.1.	Sistema producto analizado.....	41
3.1.2.	Unidad funcional.....	41
3.1.3.	Límites del sistema.....	41
3.1.4.	Requerimiento, tipos y fuentes de datos.....	41
3.1.5.	Principales supuestos.....	42
3.1.6.	Limitaciones.....	42
3.1.7.	Requerimiento de calidad de datos.....	42
3.1.7.1.	Cobertura tecnológica.....	42
3.1.7.2.	Cobertura temporal.....	42
3.1.7.3.	Cobertura geográfica.....	43
3.1.7.4.	Representatividad.....	43
3.1.7.5.	Fuentes de datos.....	43
3.1.8.	Comparación con otros sistemas.....	43
3.2.	Inventario de ciclo de vida.....	43
3.2.1.	Recolección de datos.....	43
3.2.2.	Cálculo de datos.....	43
3.3.	Evaluación de impacto de ciclo de vida económico.....	43
3.3.1.	Indicadores económicos utilizados.....	43
3.3.1.1.	Costo total de capital (CTC).....	43
3.3.1.2.	Costo anualizado total (CAT).....	44
3.3.1.3.	Costo eléctrico nivelado (CEN).....	44
3.3.1.4.	Sensibilidad al precio del combustible (SPC).....	45
3.4.	Interpretación de la evaluación de impacto de ciclo de vida.....	45
3.4.1.	Indicadores por tecnología.....	45
3.4.2.	Indicadores por contribución de cada tecnología (para resultados por matriz)	45
4.	Metodología para la caracterización social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.....	45
4.1.	Objetivo y alcance.....	45
4.1.1.	Sistema producto analizado.....	45

4.1.2.	Unidad funcional.....	46
4.1.3.	Límites del sistema.....	46
4.1.4.	Requerimiento de datos.....	46
4.1.5.	Principales supuestos.....	47
4.1.6.	Limitaciones	47
4.1.7.	Requerimiento de calidad de datos.....	47
4.1.7.1.	Cobertura tecnológica	47
4.1.7.2.	Cobertura temporal	47
4.1.7.3.	Cobertura geográfica.....	47
4.1.7.4.	Representatividad	47
4.1.7.5.	Fuentes de datos.....	47
4.1.8.	Comparación con otros sistemas.....	47
4.2.	Inventario de ciclo de vida.....	48
4.2.1.	Recolección de datos	48
4.2.2.	Cálculo de datos.....	48
4.3.	Evaluación de impacto de ciclo de vida social.....	48
4.3.1.	Categorías de impacto.....	48
4.3.2.	Indicadores sociales utilizados	48
4.3.2.1.	Dependencia de importaciones (DI)	49
4.3.2.2.	Provisión directa de empleos (PE).....	49
4.3.2.3.	Índice de corrupción (IC)	49
4.3.2.4.	Diversidad de suministro de combustible (DSC).....	51
4.3.2.5.	Toxicidad humana (TH).....	51
4.3.2.6.	Agotamiento de recursos abióticos (ARA)	51
4.4.	Interpretación de la evaluación de impacto de ciclo de vida	52
4.4.1.	Indicadores por tecnología.....	52
4.4.2.	Indicadores por contribución de cada tecnología (para resultados por matriz)	52
5.	Metodología para la caracterización ambiental, económica y social de la matriz eléctrica chilena.	53
6.	Metodología para la integración de aspectos ambientales, económicos y sociales de la generación eléctrica en Chile.....	54
6.1.	Método de priorización usado	55
6.2.	Método de ponderación usado	57
6.3.	Cálculo del índice de sustentabilidad	57

6.4.	Herramientas utilizadas para aplicación del Análisis Multicriterio.	58
CAPÍTULO 4. CUANTIFICACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES PARA LA EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE SUSTENTABILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.		
59		
1.	Aspectos generales	59
2.	Desempeño ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.	60
2.1.	Análisis por categoría de impacto; comparación entre tecnologías	61
2.2.	Análisis por tecnología; comparación entre categorías de impacto	65
2.3.	Análisis por etapa del ciclo de vida; comparación por tecnología	67
2.4.	Discusión de resultados de perfil ambiental por tecnología	72
2.4.1.	Centrales hidráulicas de pasada.....	72
2.4.2.	Centrales hidráulicas de embalse	73
2.4.3.	Centrales solar fotovoltaicas.....	74
2.4.4.	Centrales eólicas	74
2.4.5.	Central geotérmica	75
2.4.6.	Centrales de co-generación a partir de ácido.....	75
2.4.7.	Centrales de biomasa.....	75
2.4.8.	Centrales a carbón	76
2.4.9.	Centrales a diésel.....	77
2.4.10.	Centrales a gas natural.....	78
2.5.	Principales variaciones en el perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005-2015.....	78
3.	Desempeño económico de las tecnologías de generación eléctrica en Chile. ...	80
3.1.	Principales variaciones de los indicadores económicos para las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005-2015.	84
4.	Desempeño social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.	85
4.1.	Principales variaciones de los indicadores sociales para las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005-2015.	90
5.	Evaluación de la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005 y 2015.	92
5.1.	Análisis de sensibilidad de la evaluación de sustentabilidad para las tecnologías disponibles entre los años 2005 y 2015.....	95
6.	Conclusiones	99
CAPITULO 5. CUANTIFICACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES PARA LA EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LA SUSTENTABILIDAD EN LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA.		
101		

1.	Evaluación ambiental de la matriz eléctrica chilena entre los años 1995-2015	101
1.1.	Categorías de impacto ambiental de la matriz eléctrica chilena entre los años 1995-2015.....	101
1.1.1.	Agotamiento de recursos abióticos (ACO)	102
1.1.2.	Potencial de acidificación (PA)	103
1.1.3.	Potencial de eutrofización (PEU)	104
1.1.4.	Potencial de calentamiento global (PCG)	105
1.1.5.	Agotamiento de la capa de ozono (ACO).....	106
1.1.6.	Toxicidad humana (TH)	107
1.1.7.	Ecotoxicidad acuática en agua fresca (ETAF)	108
1.1.8.	Ecotoxicidad marina (ETM).....	109
1.1.9.	Ecotoxicidad terrestre (ETT)	110
1.1.10.	Potencial oxidación fotoquímica (OF)	111
1.2.	Comparación entre categorías de impacto ambiental para las matrices eléctricas en Chile.....	112
1.3.	Contribución por tecnología y por etapa de ciclo de vida al perfil ambiental de la matriz eléctrica en Chile.	113
1.3.1.	Sistema Interconectado Norte Grande.....	114
1.3.2.	Sistema Interconectado Central.....	116
1.3.3.	Sistema eléctrico nacional	118
2.	Evaluación de los indicadores ambientales, económicos y sociales de la matriz eléctrica chilena entre los años 2005-2015	120
2.1.	Indicadores ambientales	120
2.2.	Indicadores económicos.....	122
2.3.	Indicadores sociales.....	122
3.	Evaluación de la sustentabilidad de la matriz eléctrica en Chile entre los años 2005 y 2015.	124
4.	Conclusiones	125
CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE SUSTENTABILIDAD DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS PROPUESTOS AL AÑO 2050 EN CHILE		128
1.	Escenarios eléctricos propuestos en Hoja de Ruta al año 2050.....	128
2.	Indicadores ambientales, económicos y sociales para la generación eléctrica en Chile proyectada al año 2050.....	133
3.	Evaluación del desempeño ambiental, económico y social de los escenarios proyectados al año 2050.	133
3.1.	Evaluación de indicadores ambientales	133

3.1.1.	Normalización de indicadores ambientales.....	137
3.2.	Evaluación de indicadores económicos.....	140
3.3.	Evaluación de indicadores sociales.....	142
4.	Evaluación de la sustentabilidad de los escenarios futuros de generación eléctrica en Chile al 2050.	145
4.1.	Escenario 1 (costo medio inversión en energías renovables y precio medio de combustibles).....	145
4.2.	Escenario 2 (costo bajo inversión en energías renovables y precio alto de combustibles).....	147
4.3.	Escenario 3 (costo alto inversión en energías renovables y precio bajo de combustibles).....	150
5.	Consideraciones críticas de la evaluación de sustentabilidad en base a un análisis multicriterio.....	153
6.	Conclusiones.....	154
CONCLUSIONES GENERALES		156
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		158
INVESTIGACIONES FUTURAS.....		168
APÉNDICE A. ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA CARACTERIZACIÓN AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.....		170
APÉNDICE B. ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DE LAS CENTRALES GENERADORAS EN CHILE ENTRE LOS AÑOS 1995-2015.....		191
APÉNDICE C. ANTECEDENTES RELEVANTES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS Y SOCIALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.		229
APÉNDICE D. ANTECEDENTES RELEVANTES PARA LA PROYECCIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS FUTUROS AL AÑO 2050.....		244
APÉNDICE E. ANTECEDENTES RELEVANTES PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO (AMC) PARA LA EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LA SUSTENTABILIDAD DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS FUTUROS AL AÑO 2050.		248
APÉNDICE F. PUBLICACIÓN CIENTÍFICA 1.....		253
APÉNDICE G. PUBLICACIÓN CIENTÍFICA 2.....		266

Índice de figuras

FIGURA 1: ESQUEMA DESCRIPTIVO DE ASPECTOS AMBIENTALES, SOCIALES, ECONÓMICOS Y OPERACIONALES RELEVANTES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.	4
FIGURA 2: EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE, CONSIDERANDO EL SING Y SIC, ENTRE LOS AÑOS 1995-2015. A.- RELACIÓN CON EL PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) EN CHILE. B.- PRINCIPALES FUENTES DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA. FUENTE: BANCO CENTRAL Y REPORTE DE OPERACIÓN, ANUARIOS CDEC-SING Y CDEC-SIC. C.- CONTRIBUCIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS PRESENTES EN LA MATRIZ DE SING Y EL SIC	9
FIGURA 3: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE (SING) ENTRE LOS AÑOS 1995-2015. A.- CAPACIDAD INSTALADA. B.- GENERACIÓN ELÉCTRICA.	12
FIGURA 4: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) ENTRE LOS AÑOS 1995-2015. A.- CAPACIDAD INSTALADA. B.- GENERACIÓN ELÉCTRICA.	13
FIGURA 5: DIMENSIONES LIMITANTES DE LA OPERACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA....	26
FIGURA 6: LÍMITES DEL SISTEMA DEL PROCESO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, ASOCIADO A LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS PRESENTES, EN CHILE. ELABORACIÓN PROPIA.	28
FIGURA 7: ESQUEMA METODOLÓGICO DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS Y EL TRATAMIENTO DE LOS MISMOS PARA GENERAR UN MODELO PARAMETRIZADO DE LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS EN CHILE.....	35
FIGURA 8: ESQUEMA RELACIONAL DE LOS PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE TOMA DE DECISIÓN, USANDO ANÁLISIS MULTI-CRITERIO PARA LA EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.....	55
FIGURA 9: PRIORIZACIÓN LINEAL EN EL SOFTWARE WEB-HYPRE, PARA EL INDICADOR DE PROVISIÓN DE EMPLEO, PARA LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE PARA EL AÑO 2015.	56
FIGURA 10: PUNTAJE DE PRIORIZACIÓN CALCULADO EN EL SOFTWARE WEB-HYPRE, PARA EL INDICADOR DE PROVISIÓN DE EMPLEO PARA LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE PARA EL AÑO 2015.....	57
FIGURA 11: PERFIL AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DURANTE EL AÑO BASE 2015, DESAGREGADAS POR MATRIZ ELÉCTRICA Y CONSIDERANDO LA INTERCONEXIÓN SING+SIC. .	64
FIGURA 12: CATEGORÍAS DE IMPACTO CML 2000 NORMALIZADAS PARA LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE CONSIDERANDO ESCENARIO DE INTERCONEXIÓN SING+SIC.....	66
FIGURA 13: CONTRIBUCIÓN DE LAS ETAPAS DE PROCESO A LAS DIFERENTES CATEGORÍAS DE IMPACTO AMBIENTAL EN TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE. A.- CENTRALES DE PASADA, B.- CENTRALES DE EMBALSE, C.- CENTRALES SOLARES FV, D.- CENTRALES EÓLICAS, E.- CENTRALES DE CO-GENERACIÓN A PARTIR DE ÁCIDO, F.- CENTRALES DE BIOMASA, G.- CENTRALES A CARBÓN, H.- CENTRALES A DIÉSEL, I.- CENTRALES A GAS NATURAL.	71
FIGURA 14: INDICADORES AMBIENTALES QUE SUFRIERON LA MAYOR VARIACIÓN DURANTE EL PERÍODO 2005-2015. A.- AGOTAMIENTO DE LA CAPA DE OZONO (ACO), B.- OXIDACIÓN FOTOQUÍMICA (OF), C.- POTENCIAL DE ACIDIFICACIÓN (PA).	80
FIGURA 15: INDICADORES ECONÓMICOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CONSIDERADAS PARA EL AÑO 2015.....	82
FIGURA 16: INDICADORES ECONÓMICOS Y SOCIALES QUE SUFRIERON LA MAYOR VARIACIÓN DURANTE EL PERÍODO 2005-2015. A.- COSTO TOTAL DE CAPITAL (CTC), B.-COSTO ELÉCTRICO NIVELADO (CEN), C.- SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL COMBUSTIBLE (SPC),.....	85
FIGURA 17: INDICADORES SOCIALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE PARA EL AÑO 2015.....	88
FIGURA 18: INDICADORES SOCIALES QUE SUFRIERON LA MAYOR VARIACIÓN DURANTE EL PERÍODO 2005-2015., A.-ÍNDICE DE CORRUPCIÓN (IC), B.- DIVERSIDAD DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES (DSC), C.- AGOTAMIENTO DE RECURSOS ABIÓTICOS (ARA).....	91

FIGURA 19: RESULTADOS DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO PARA LA EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO A LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE EN LOS AÑOS 2005, 2009 Y 2015. A.- AÑO 2005, B.- AÑO 2009, C.- AÑO 2015.....	94
FIGURA 20: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL AMC APLICADO A LA SUSTENTABILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICAS EN CHILE, BASADAS EN DATOS DEL AÑO 2015. A.- AÑO 2005, B.- AÑO 2009, C.- AÑO 2015.	98
FIGURA 21: CATEGORÍA DE IMPACTO DE AGOTAMIENTO DE LOS RECURSOS ABIÓTICOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015...	102
FIGURA 22: CATEGORÍA DE IMPACTO DE ACIDIFICACIÓN ASOCIADA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	104
FIGURA 23: CATEGORÍA DE IMPACTO POTENCIAL DE EUTROFIZACIÓN DE LOS RECURSOS ABIÓTICOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	105
FIGURA 24: CATEGORÍA DE IMPACTO DE POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL ASOCIADO A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	106
FIGURA 25: CATEGORÍA DE IMPACTO DE AGOTAMIENTO DE LA CAPA DE OZONO ASOCIADO A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	107
FIGURA 26: CATEGORÍA DE IMPACTO DE TOXICIDAD HUMANA ASOCIADA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	108
FIGURA 27: CATEGORÍA DE IMPACTO DE ECOTOXICIDAD EN AGUA FRESCA ASOCIADA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	109
FIGURA 28: CATEGORÍA DE IMPACTO DE ECOTOXICIDAD MARINA ASOCIADA A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	109
FIGURA 29: CATEGORÍA DE IMPACTO DE ECOTOXICIDAD TERRESTRE ASOCIADAS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	110
FIGURA 30: CATEGORÍA DE IMPACTO DE OXIDACIÓN FOTOQUÍMICA ASOCIADOS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y A NIVEL NACIONAL DURANTE LOS AÑOS 1995-2015.	111
FIGURA 31: CATEGORÍAS DE IMPACTO CML 2000 NORMALIZADOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SING, SIC Y NIVEL NACIONAL PARA EL AÑO 2015.	112
FIGURA 32: DISTRIBUCIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE IMPACTO EN EL SING PARA EL AÑO 2015. A.- CONTRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA; B.- CONTRIBUCIÓN POR ETAPA DE PROCESO.....	116
FIGURA 33: DISTRIBUCIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE IMPACTO EN EL SIC PARA EL AÑO 2015. A.- CONTRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA; B.- CONTRIBUCIÓN POR ETAPA DE PROCESO.....	118
FIGURA 34: DISTRIBUCIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE IMPACTO A NIVEL NACIONAL PARA EL AÑO 2015. A.- CONTRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA; B.- CONTRIBUCIÓN POR ETAPA DE PROCESO.....	120
FIGURA 35: COMPARACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES PARA LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA DURANTE LOS AÑOS 2005, 2009 Y 2015.....	121
FIGURA 36: COMPARACIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA DURANTE LOS AÑOS 2005, 2009 Y 2015.....	122
FIGURA 37: COMPARACIÓN DE INDICADORES SOCIALES PARA LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA DURANTE LOS AÑOS 2005, 2009 Y 2015.	123
FIGURA 38: EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y LA EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD DE LA MATRIZ ELÉCTRICA EN CHILE PARA LOS AÑOS 2005, 2009 Y 2015.....	125
FIGURA 39: ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DESARROLLADOS EN EL MARCO DE LA HOJA DE RUTA 2050, PARA CHILE AL AÑO 2050.....	132
FIGURA 40: INDICADORES AMBIENTALES DE CICLO DE VIDA PARA LA PROYECCIÓN DE ESCENARIOS FUTUROS DE LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA AL AÑO 2050. A.- AGOTAMIENTO DE LA CAPA DE OZONO, B.- OXIDACIÓN FOTOQUÍMICA, C.- POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL, D.- POTENCIAL DE EUTROFIZACIÓN, E.- ECOTOXICIDAD DE AGUA FRESCA, F.- ECOTOXICIDAD MARINA, G.- ECOTOXICIDAD TERRESTRE.	136

FIGURA 41: COMPARACIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE IMPACTO PARA LOS AÑOS 2020 Y 2050 POR ESCENARIO ELÉCTRICO PROPUESTO AL AÑO 2050 EN CHILE. A.- ESCENARIO 1+EFICIENCIA ENERGÉTICA, B.- ESCENARIO 1+ELECTRIFICACIÓN, C.- ESCENARIO 2+EFICIENCIA ENERGÉTICA, D.- ESCENARIO 3+ELECTRIFICACIÓN, E.- ESCENARIO 3+EFICIENCIA ENERGÉTICA, F.- ESCENARIO 3+ELECTRIFICACIÓN.	139
FIGURA 42: INDICADORES ECONÓMICOS DE CICLO DE VIDA PARA LA PROYECCIÓN DE ESCENARIOS FUTUROS DE LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA AL AÑO 2050. A.- COSTO TOTAL DE CAPITAL, B.- COSTO ANUALIZADO TOTAL, C.- COSTO ELÉCTRICO NIVELADO, D.- SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL COMBUSTIBLE.	141
FIGURA 43: INDICADORES SOCIALES DE CICLO DE VIDA PARA LA PROYECCIÓN DE ESCENARIOS FUTUROS DE LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA AL AÑO 2050. A.- DEPENDENCIA A LA IMPORTACIÓN, B.- IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES POTENCIALMENTE EVITADOS, C.- DIVERSIDAD DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE, D.- PROVISIÓN DE EMPLEO, E.- DERECHOS HUMANOS Y CORRUPCIÓN, F.- TOXICIDAD HUMANA, G.- AGOTAMIENTO DE RECURSOS ABIÓTICOS.....	144
FIGURA 44: COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ Y EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO AL ESCENARIO 1+ EFICIENCIA ENERGÉTICA. A.- COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ; B.- EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD.	146
FIGURA 45: COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ Y EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO AL ESCENARIO 1+ELECTRIFICACIÓN. A.- COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ; B.- EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD. ..	147
FIGURA 46: COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ Y EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO AL ESCENARIO 2+ EFICIENCIA ENERGÉTICA. A.- COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ; B.- EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD.	148
FIGURA 47: COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ Y EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO AL ESCENARIO 2+ELECTRIFICACIÓN. A.- COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ; B.- EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD. ..	149
FIGURA 48: COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ Y EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO AL ESCENARIO 3+EFICIENCIA ENERGÉTICA. A.- COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ; B.- EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD.	151
FIGURA 49: EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD APLICADO AL ESCENARIO 3+ ELECTRIFICACIÓN. A.- COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ; B.- EVALUACIÓN DE LA SUSTENTABILIDAD.....	152

Índice de tablas

TABLA 1: PARÁMETROS DE OPERACIÓN OBTENIDOS DESDE FUENTES ABIERTAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE ENTRE LOS AÑOS 1995-2015.	32
TABLA 2: RESUMEN DE LAS FUENTES DE INFORMACIÓN USADAS PARA EL CÁLCULO DE LOS INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE DURANTE LOS AÑOS 2005, 2009 Y 2015.	52
TABLA 3: TECNOLOGÍAS INSTALADAS EN EL SING Y EN EL SIC Y ASPECTOS OPERACIONALES RELEVANTES CONSIDERANDO EL AÑO BASE 2015.	60
TABLA 4: RESUMEN DE LA LITERATURA USADA PARA COMPARAR EL PERFIL AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.	72
TABLA 5: RESUMEN DE LA LITERATURA USADA PARA COMPARAR EL PERFIL ECONÓMICO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.	80
TABLA 6: RESUMEN DE LA LITERATURA USADA PARA COMPARAR EL PERFIL SOCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.	85
TABLA 7: COMPOSICIÓN DEL SING Y SIC PARA EL AÑO 2015 SEGÚN APORTE DE CADA TECNOLOGÍA A LA GENERACIÓN ANUAL.	114
TABLA 8: RESUMEN DE LAS CONDICIONES CONSIDERADAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN CHILE PARA LOS ESCENARIOS AL AÑO 2050.	129



CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos 20 años Chile ha crecido aceleradamente, lo cual se ha reflejado tanto en la generación de riqueza como en su consumo energético. En particular, el crecimiento del consumo de electricidad y combustibles ha tenido consecuencias importantes en las dimensiones ambientales, económicas y sociales. Esto ha abierto la discusión sobre el nivel de sustentabilidad del sector energético en el contexto de una proyección de demanda significativa para las próximas décadas.

En el presente capítulo se entregan antecedentes acerca de la situación actual del sector eléctrico, sus desafíos y visión de futuro. Finalmente se define el problema que se desea abordar en esta tesis doctoral, la propuesta de investigación, la hipótesis, objetivo general y los objetivos específicos de este estudio.

1. Antecedentes generales

El informe “Nuestro futuro común” (UN, 1987) acuñó el término “desarrollo sustentable” definido como “la satisfacción de las necesidades de las actuales generaciones sin sacrificar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer las propias”, constituyendo el marco para el desarrollo de múltiples iniciativas a nivel global. Como una forma de materializar acciones que promuevan el crecimiento sustentable de las naciones, la Asamblea General de la Organización de Naciones Unidas aprobó por unanimidad de sus miembros en el año 2015 los Objetivos para el Desarrollo Sustentable (ODS) 2015-2030 (UN, 2015). Estos 17 objetivos traen consigo esfuerzos para compatibilizar las dimensiones ambientales, económicas y sociales en diversos ámbitos. Adicionalmente, los actuales efectos globales del cambio climático y los compromisos internacionales adquiridos por los países, han fomentado medidas de mitigación a través de políticas e incentivos para incorporar tecnologías con menor impacto ambiental.

Particularmente, el sector energético ha sido un foco permanente de esfuerzos internacionales en este sentido, debido a que se espera que al año 2050 la demanda global de energía se duplique (UNEP, 2015).

A partir de los años 90, nuestro país ha ido fortaleciendo su institucionalidad ambiental, en concordancia con los compromisos internacionales adquiridos en los tratados de libre comercio, acuerdos de la Organización de Naciones Unidas y requerimientos que se establecieron como condición de ingreso a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), entre otros.

El sistema de evaluación de impacto ambiental, normas de calidad y de emisión, planes de descontaminación, y otros instrumentos de gestión ambiental han permitido un cierto mejoramiento de las condiciones ambientales de nuestro país, particularmente, a través de la acción preventiva ejercida sobre los nuevos proyectos productivos. Sin embargo, persisten y, en muchos casos se han agravado, los problemas asociados a la contaminación atmosférica debido a las actividades productivas, al transporte y a la actividad doméstica. Al respecto, el consumo de electricidad y combustible derivado de dichas actividades aparece como responsable directo de la mala calidad del aire que afecta a gran parte del territorio nacional, con severos efectos sobre la salud y la calidad de la vida

de las personas. Más aún, el país enfrenta severos efectos de reducción de sus recursos hídricos debido al cambio climático, generando un alto grado de vulnerabilidad en cuanto a disponibilidad y calidad, afectando su potencial uso en las diferentes actividades humanas. En este sentido, la utilización de recursos hídricos en los procesos de generación de electricidad y refinación de combustibles constituye otro foco de preocupación de parte de las autoridades ambientales y organizaciones sociales.

Desgraciadamente, el país ha sido testigo de permanentes conflictos socio-ambientales derivados de proyectos energéticos que encuentran oposición ciudadana, en muchos casos, debido a la falta de una adecuada planificación territorial, asimetrías de información, carencia de mecanismos efectivos de resolución de conflictos, etc. Por otra parte, en años recientes, se han implementado diferentes políticas públicas orientadas a enfrentar los principales desafíos ambientales y socio económicos en diferentes ámbitos del quehacer nacional, muchas de las cuales están directamente alineadas con los ODS.

En materia energética, existe conciencia acerca de los serios desafíos que impone el aumento proyectado de la demanda de electricidad a largo plazo, en un escenario de aumento de precio de los combustibles fósiles importados, reducción de los recursos hídricos debido al cambio climático, presiones para reducir emisiones contaminantes y gases con efecto invernadero, entre otros factores.

En 2014, el Ministerio de Energía lideró una iniciativa público-privada cuyo objetivo fue establecer una Hoja de Ruta con vistas al 2050 para el desarrollo de un sector energético sustentable, fuertemente arraigado en recursos renovables (Ministerio de Energía, 2015). Esta iniciativa contó con la participación de actores multisectoriales y el documento final, denominado “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva” entregó un conjunto de objetivos y lineamientos estratégicos para orientar el desarrollo futuro del sector energético. En particular, se definieron escenarios alternativos de desarrollo de la generación eléctrica, en base a antecedentes aportados por el proyecto MAPS-Chile (proyecto desarrollado para analizar acciones sectoriales de control y mitigación ante escenarios de cambio climático en Chile al año 2030. MAPS, 2015).

Estos escenarios predicen una significativa contribución de fuentes renovables en la matriz eléctrica nacional dentro de las próximas décadas, la que reduciría drásticamente sus niveles de vulnerabilidad actual. Sin embargo, no se incluye en ese trabajo un análisis sistemático de las implicancias ambientales y socioeconómicas de cada uno de los escenarios, que sirva de apoyo a la toma de decisiones públicas y privadas.

2. Generación eléctrica en Chile

Como se mencionó, en Chile el sector eléctrico ha atravesado diversas coyunturas de mercado, naturales y sociales que han determinado una trayectoria singular de éste, y que merece atención.

Durante los últimos 20 años el consumo eléctrico ha aumentado cerca de un 150% de la mano con el crecimiento económico. Este consumo eléctrico fue cubierto por una proporción de fuentes fósiles dependiente de la zona geográfica en la cual se encontraba el suministro. En particular, en la zona norte fue el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) quién se encargó de proveer de electricidad entre Putre y TalTal, y dependió

estrechamente de fuentes fósiles para su operación. Asimismo, en la zona central fue el Sistema Interconectado Central (SIC) el que se encargó de proveer de electricidad a la zona entre TalTal y Chiloé, la cual posee una importante reserva de fuentes hídricas. Ambas matrices fueron conectadas durante el año 2017 dando paso en su lugar al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En Chile cerca de un 60% de las fuentes de energía primarias fósiles son importadas, y durante este período se incorporó el gas natural desde Argentina, suministro que fue interrumpido luego de 8 años de su arribo. En paralelo, eventos naturales de sequía coartaron la capacidad de generación eléctrica en la zona centro. Luego se incorporó el gas natural licuado a la matriz energética, y finalmente se ha evidenciado un fuerte ingreso de fuentes renovables como eólicas y solares fotovoltaicas. A futuro se espera que estas tecnologías sigan creciendo, en escenarios de proyección eléctrica con un alto grado de penetración de fuentes renovables.

Los detalles del crecimiento del sector se presentan en el capítulo 2, sección 1.

3. Planteamiento del problema

Tal como se ilustra en la figura 1, las diversas alternativas tecnológicas de generación eléctrica presentan diferentes atributos ambientales, económicos, sociales y operacionales. Todas muestran aspectos negativos y positivos en diferentes dimensiones. Por lo tanto, la selección de una matriz de generación eléctrica que presente mínimos impactos negativos y maximice los positivos en las dimensiones que afectan su sustentabilidad no es un ejercicio trivial. En efecto, cada tecnología posee un perfil ambiental, socio-económico y operacional distintivo, con atributos que presentan diferentes indicadores y métricas. De esta forma, resulta deseable encontrar una función objetivo multidimensional para efectos de optimización (viz. maximizar beneficios ambientales y socio-económicos, o minimizar costos ambientales y socio-económicos), lo que permitiría identificar opciones de matriz eléctrica con mayores atributos de sustentabilidad. Para lo anterior, se requiere de una herramienta metodológica que permita integrar atributos ambientales, económicos y sociales pertinentes y medibles de alternativas tecnológicas de generación eléctrica, con vistas a identificar el nivel de sustentabilidad de diferentes escenarios de matriz eléctrica.

Desgraciadamente, no se cuenta con propuestas metodológicas validadas ni se han publicado trabajos que permitan evaluar con mayor profundidad y sistematicidad los diferentes cursos de acción planteados en la estrategia de desarrollo del sistema eléctrico nacional. Esto constituye el foco central de la presente investigación doctoral.

Aspectos críticos	Aspectos Económico				Aspectos ambientales					Aspectos sociales			Aspectos operacionales						
	Costo de inversión	Costo de operación	Disponibilidad de reservas primarias	Precio de combustibles	Emisiones de GEI	Uso/Consumo de agua	Intervención territorial	Uso de recursos no renovables	Contaminación atmosférica	Gen. de residuos sólidos	Riesgos de SSO	Riesgos de percepción social	Salud pública	Creación de empleos	Vulnerabilidad de suministro combustibles	Vulnerabilidad política (comercio internacional)	Vulnerabilidad climática	Vulnerable ante riesgos naturales catastróficos	Inmediatez en la disponibilidad de operación
Tecnología de generación																			
Hidropasada																			
Hidroembalse																			
Termoeléctrica a carbón																			
Termoeléctrica a gas natural																			
Termoeléctrica a diesel																			
Termoeléctrica co-gen. Biomasa																			
Eólica																			
Solar fotovoltaica																			
Geotérmica																			
Nuclear																			

Leyenda:

- Impacto negativo Alto
- Impacto negativo medio
- Impacto negativo Bajo



Figura 1: Esquema descriptivo de aspectos ambientales, sociales, económicos y operacionales relevantes de las tecnologías de generación eléctrica. Fuente: elaboración propia.

4. Propuesta de investigación

Esta tesis doctoral intenta llenar los vacíos metodológicos y de información necesarios para una evaluación sistemática e integrada de los potenciales atributos ambientales, económicos y sociales que definen la sustentabilidad del sector eléctrico nacional. En particular, se debe seleccionar un conjunto acotado de indicadores ambientales, económicos y sociales directamente vinculados a criterios de sustentabilidad, medibles y disponibles para la realidad local. Las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica se caracterizan en base a dicho indicadores de manera integrada lo que sirve de base para evaluar de manera comparativa el nivel de sustentabilidad de diferentes matrices de generación eléctrica. Este trabajo se divide en tres partes. En la primera se realiza la caracterización ambiental, económica y social de las diferentes tecnologías de generación eléctrica usadas en Chile en base a antecedentes históricos (1995-2015). Luego, se evalúan dichos atributos para las matrices SING y SIC entre 1995 y 2015. Finalmente, se aplica esta propuesta metodológica para evaluar comparativamente la sustentabilidad de los escenarios de generación eléctrica futura propuestos por la Hoja de Ruta 2050.

4.1. Hipótesis

La integración de atributos ambientales, económicos y sociales permite determinar cuantitativamente el nivel de sustentabilidad de las diferentes tecnologías de generación y de escenarios alternativos de matriz eléctrica.

4.2. Objetivo General

Desarrollar una metodología cuantitativa para evaluar integradamente las implicancias ambientales, económicas y sociales, de los escenarios futuros de generación eléctrica en Chile, que sirva como herramienta de apoyo a la toma de decisiones estratégicas.

4.2.1. Objetivos específicos

- a) Evaluar los atributos ambientales, económicos y sociales de cada una de las tecnologías de generación eléctrica relevantes a la realidad chilena, para determinar su nivel de sustentabilidad comparativa.
- b) Evaluar la evolución histórica de los atributos ambientales, económicos y sociales de la matriz de generación eléctrica chilena y sus niveles de sustentabilidad.
- c) Comparar los atributos ambientales, económicos y sociales de los escenarios futuros de generación eléctrica incluidos en la Hoja de Ruta 2050, y sus niveles de sustentabilidad.

A continuación, en el capítulo 2 se presenta una compilación de antecedentes bibliográficos relevantes respecto a los diferentes tópicos cubiertos en este trabajo.

El capítulo 3 detalla el marco metodológico utilizado en la evaluación de los atributos ambientales, económicos y sociales, así como el proceso de integración para llegar a los índices de sustentabilidad.

El capítulo 4 entrega los indicadores ambientales, económicos y sociales de cada una de las tecnologías de generación eléctrica existentes en Chile, y una evaluación cuantitativa de su nivel de sustentabilidad.

El capítulo 5 resume la evaluación temporal de los atributos ambientales, económicos y sociales, y los niveles de sustentabilidad de la matriz eléctrica chilena durante la última década.

Finalmente, el capítulo 6 presenta los resultados de evaluación de los atributos ambientales, económicos y sociales, junto a niveles de sustentabilidad comparativa de los 6 escenarios de generación eléctrica para la matriz nacional al año 2050, seguido de las conclusiones generales de este trabajo.

El detalle de la información y los procedimientos utilizados en esta investigación se reportan en los Apéndices.



CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE.

En este capítulo se presenta el desarrollo del sector eléctrico en Chile, sus aspectos históricos y las proyecciones futuras. En seguida, se presentan las directrices metodológicas propuestas para abordar la cuantificación de los atributos ambientales, económicos y sociales, seguidas de las actuales fuentes de información que se han sistematizado a nivel nacional. Luego, se presentan otros trabajos que han intentado caracterizar y cuantificar los perfiles ambientales, económicos y sociales de la generación eléctrica, ya sea a nivel de tecnologías como de matriz eléctrica. Finalmente se presentan los principales trabajos que se han dedicado a evaluar la sustentabilidad del sector, desde una perspectiva cuantitativa.

1. Desarrollo del sector eléctrico en Chile

Durante las últimas décadas el crecimiento económico de Chile ha sido facilitado por el uso intensivo de la electricidad, la cual ha estado basada en el aprovechamiento de diversas fuentes primarias. Estas fuentes primarias, han estado claramente estratificadas dependiendo la cobertura geográfica a la cual se desea proveer electricidad. Como se mencionó en el capítulo 1, en el norte el Sistema Interconectado Norte Grande (SING), ha sido el encargado de proveer electricidad en la zona norte del país, principalmente a partir de fuentes fósiles como ser: carbón, diésel y gas natural. De manera análoga en la zona central del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) ha cubierto la necesidad eléctrica en la zona que comprende entre Taltal y Chiloé, donde la fuente principal de energía ha sido la hidroelectricidad. Dado que la zona norte y centro abarcan cerca del 99,2% de la capacidad instalada nacional (CNE, 2017), el foco de este trabajo se remite al análisis de estas dos macro-zonas.

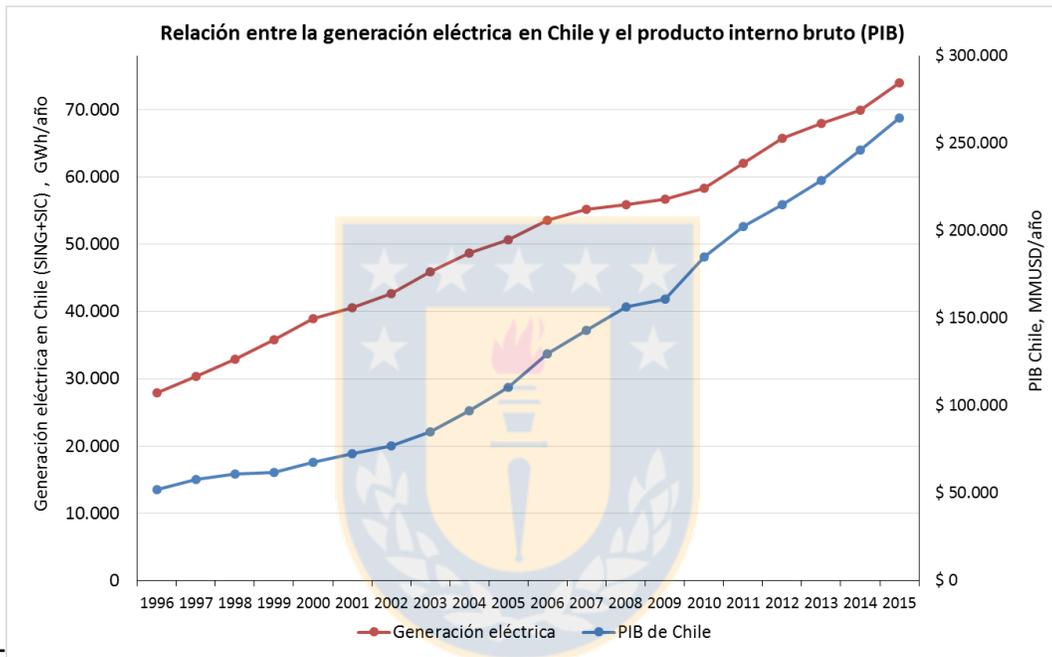
El funcionamiento del sistema eléctrico en las macro-zonas norte y centro, hasta el año 2017, estuvo administrado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) el cual tenía el rol de coordinar la operación de las diversas tecnologías disponibles en cada zona para suplir con electricidad. La operación del CDEC respondía a las necesidades particulares de cada zona geográfica, siendo independientes entre sí, pues ambas redes estaban diferenciadas y no conectadas. Esta situación cambió, y a partir de noviembre del año 2017 ambas redes fueron interconectadas, pasando a ser responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)¹ la administración de las tecnologías y la provisión eléctrica en el ahora denominado Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El CDEC-SIC y el CDEC-SING por definición tenían como propósito el proveer de energía en base a criterios económicos y de inmediata disponibilidad, privilegiando la operación de aquellas centrales que operaran a bajos costos y que tuvieran una disponibilidad de despachar energía de manera confiable. Con estos criterios de operatividad, la planificación

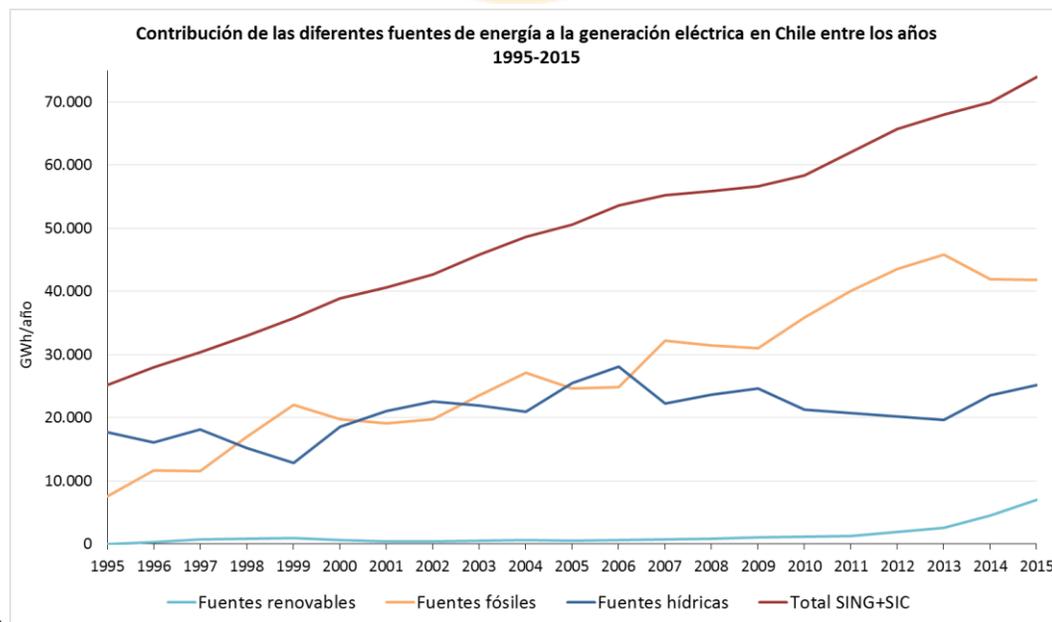
¹ Las redes del SING y del SIC comenzaron a operar de manera conectada a partir del 21 de noviembre del 2017, y los anteriores CDEC-SING y CDEC-SIC, dieron paso al Coordinador Eléctrico Nacional. <https://www.coordinador.cl/>. A partir del mismo cambio, las redes del SING y SIC conectadas se comenzaron a llamar Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

de la misma se hacía a corto plazo considerando las necesidades más inmediatas de demanda eléctrica.

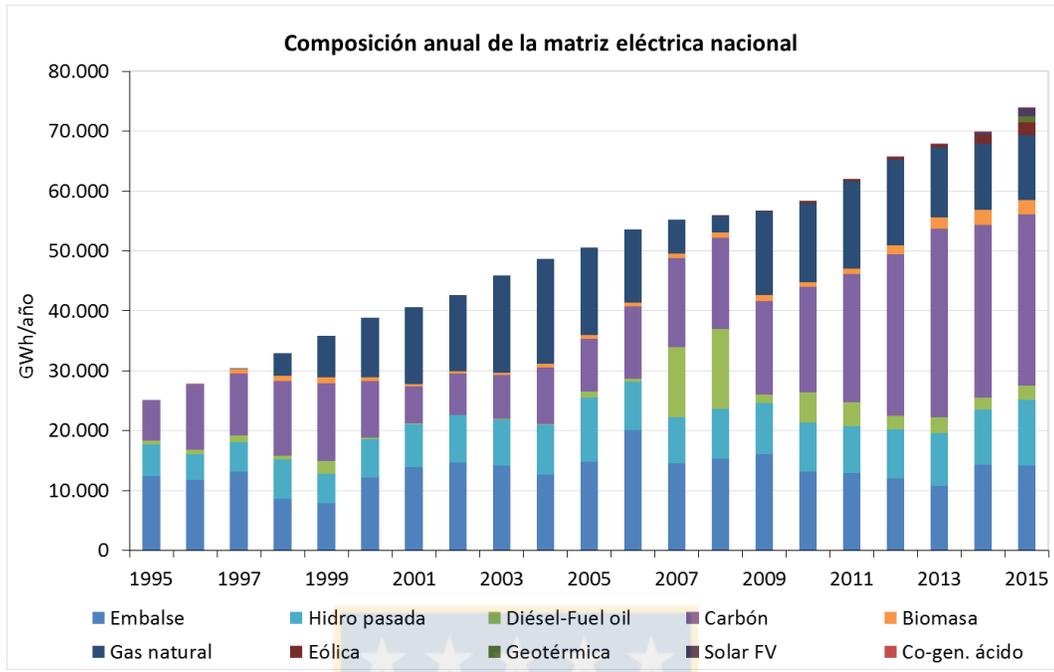
A nivel nacional durante los últimos 20 años hubo variaciones propias del mercado y de la disponibilidad de recurso primario, las que ocasionaron diversas perturbaciones en la operación de cada sistema, impulsando en algunos casos recambios tecnológicos así como repentinas coberturas de requerimientos por escasez de recurso. Lo anterior, sumado al incremento de la demanda de energía por el acelerado crecimiento de la economía, motivó la incorporación paulatina de nuevas tecnologías y el crecimiento de las existentes hasta entonces (ver fig. 2.a).



a.-



b.-



C.-
 Figura 2: Evolución de la generación eléctrica en Chile, considerando el SING y SIC, entre los años 1995-2015. a.- Relación con el Producto Interno Bruto (PIB) en Chile. b.- Principales fuentes de energía para la generación eléctrica. Fuente: Banco Central y Reporte de operación, anuarios CDEC-SING y CDEC-SIC. c.- Contribución de las diferentes tecnologías presentes en la matriz de SING y el SIC. Fuente: elaboración propia.

De los gráficos anteriores se observa que durante los 20 años analizados existió una correlación directa entre las tasas de crecimiento de la generación de electricidad y la del Producto Interno Bruto (PIB) nacional, aumentando el primero en más de un 146% durante el período. Asimismo, se muestra que las fuentes de energía variaron en el tiempo, en cantidad y proporción, además de identificarse un aumento de la inclusión de fuentes renovables, especialmente en los últimos años.

La contribución que cada fuente de energía hizo a la generación eléctrica en Chile, estuvo determinada por el precio del recurso y el precio de la tecnología asociada. De esta forma a mediados de la década de los 90's fueron los recursos como el diésel y el carbón los que proveían de electricidad al SING, mientras en el SIC fueron las hidroeléctricas. Esto ocurrió porque dichas tecnologías tenían un grado de madurez tal que les permitía ser confiables y competitivas.

Con el tiempo, la irrupción del gas natural en el mercado nacional a precios económicos, llevó a que hubiera una inserción de esta tecnología en ambas matrices. Este gas que provenía de Argentina, permitió que la demanda agregada de electricidad se supliera desde esta fuente, y que además, parte de la tecnología que operaba a muy bajas eficiencias, como el diésel, fuera desplazada. Adicionalmente, fenómenos naturales como El Niño-Oscilación del Sur son esenciales para estimar la precipitación y la disponibilidad de agua para la generación eléctrica (Watts et al, 2017) y han determinado períodos anuales con reducciones importantes en la capacidad de generar electricidad desde embalses en las zonas centro-sur. Es por esta razón en la figura 2.b se observa que alrededor de los años

1999 y 2004 hubo una notoria baja en la capacidad de generación eléctrica desde fuentes hídricas, lo cual incluso determinó períodos de racionamiento eléctrico (Bernstein, 1999). Durante esos años el gas natural fue provisto de manera ininterrumpida desde Argentina, hasta el año 2006 cuando se redujo a un mínimo el suministro, llevando el sistema eléctrico a operar con diésel en reemplazo de gas natural, con las consecuentes ineficiencias que ello implica. Esto se agravó más aún cuando entre los años 2006 y 2008 los precios del crudo alcanzaron máximos históricos², incrementando por consecuencia, los costos de generación eléctrica.

De manera paralela y al final de ese período, el desarrollo de la tecnología de extracción del *shale gas*, abrió la oportunidad de inversión en terminales nacionales de regasificación, tal que la tecnología instalada para la generación eléctrica a partir de gas pudiera volver a usarse a su máxima capacidad. Es por esta razón que en el año 2009 se inauguró el primer terminal de regasificación de gas natural, ubicado en Mejillones el cual contó con una capacidad de regasificación de 5,5 MMm³/día³. Continuamente y para proveer de gas la zona central, en Quintero se instaló un segundo terminal de regasificación el cual contaba con una capacidad de 10 MMm³/día⁴. Hoy ambos terminales de regasificación operan ampliados y son capaces de procesar en conjunto más de 20,5 MMm³/día de gas natural. Durante este período, la formulación de nuevos mega proyectos hidroeléctricos había concitado la atención de diversos sectores de la población, en torno a la intervención de lugares considerados prístinos y de alto valor de conservación en la Patagonia chilena. Particularmente, el proyecto Hidroeléctrico Aysén se vio involucrado en una pugna que luego de su aprobación por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), finalmente terminó siendo desechado no por problemas técnicos o económicos, pero si sociales y legales (Silva & Nasirov, 2017). Un fenómeno similar ocurrió con el proyecto Barrancones, que era una central termoeléctrica a carbón ubicada aldeaña a un santuario de la naturaleza, el cual finalmente fue desechado a causa del amplio rechazo social. Estos movimientos sociales en oposición a mega-proyectos energéticos han sido factores que han puesto en evidencia la falta de una planificación con miras a la sustentabilidad del sector (Agostini et al, 2017).

De manera paralela y con la entrada en vigencia de la Ley 20.257/08, posteriormente reemplazada la Ley 20.698/13, para el incentivo de la incorporación de las energías renovables no convencionales (ERNC), comenzó a agilizarse el ingreso de proyectos energéticos de biomasa para co-generación, paneles solares fotovoltaicos, turbinas eólicas y pequeñas-mini hidroeléctricas, con la meta de tener el 20% de la matriz eléctrica al año 2025 generada desde fuentes renovables. Lo anterior permitió que aquellas industrias que antes desechaban biomasa la comenzaran a revalorizar energéticamente, mientras que los costos de inversión de los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas se hicieron más y más competitivos. Asimismo, aquellos asociados que tenían derechos de agua para riego comenzaron a analizar los proyectos de mini turbinas en canales de regadío, abriendo

² Precios del crudo indexados a WTI alcanzaron un máximo de 159,27 USD/bbl en junio del 2008. <http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>. Chile por no contar con contratos previos de suministro de crudo debió comprar en mercado spot el crudo a precios más altos.

³ <https://www.gnlm.cl/index.php/es/comercial/nuestros-servicios/regasificacion>

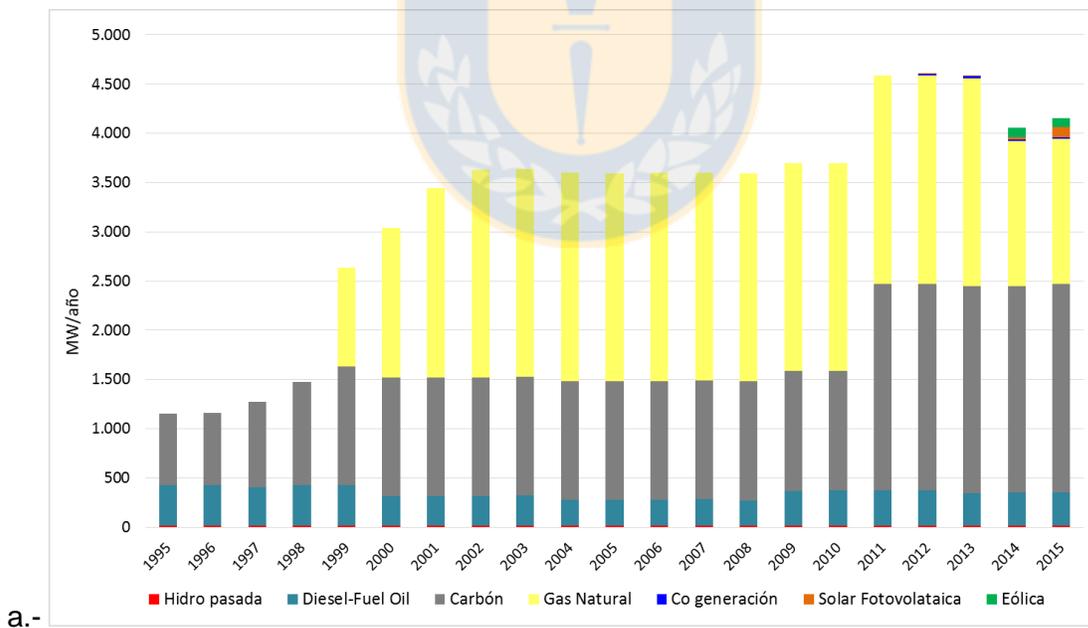
⁴ <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/vapor.htm>

espacios a otros nuevos actores en el mercado de la oferta eléctrica. Esta evolución tuvo un relato propio dependiendo de qué matriz se estuviera analizando. A continuación se presentan los detalles de la evolución temporal de cada sistema eléctrico.

1.1. Caracterización del Sistema Interconectado Norte Grande (SING)

Como se mencionó previamente el Sistema Interconectado Norte Grande, SING, cubría desde el extremo norte del país hasta Taltal, en la Región de Antofagasta, zona donde está ubicada la mayor parte de la actividad minera metálica y no metálica del país. La minería metálica, principalmente cobre y sus subproductos, han reportado durante los últimos años cerca del 9% del PIB a la economía nacional y es una de las principales actividades productivas. Por su parte la minería no metálica, con productos como el yodo, litio, sales de nitrato, potasio y fósforo, entre otros, representan el 1% del PIB (Banco Central, 2018) y con grandes perspectivas de crecimiento a futuro. Estos sectores industriales han representado un motor de continuo crecimiento en el norte del país, con la consecuente creciente demanda eléctrica.

El CDEC-SING abarcaba aproximadamente una superficie de 185.142 km², lo que equivale al 24,3% de la superficie nacional (CDEC-SING, 2018). La generación eléctrica en esta zona se basó principalmente en recursos energéticos de origen fósil, dado que existían puertos para el arribo de carbón y diésel. Luego, durante los años 1999 y 2006 el gas natural llegó directamente por gasoducto desde Argentina.



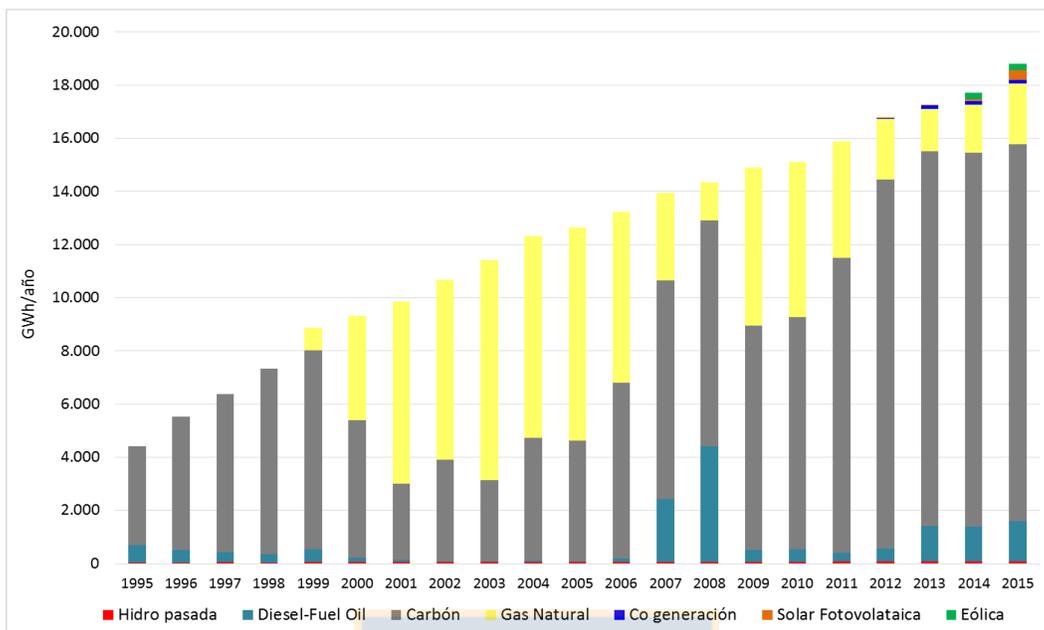


Figura 3: Evolución de la matriz eléctrica del Sistema Interconectado Norte Grande (SING) entre los años 1995-2015. a.- Capacidad instalada. b.- Generación eléctrica. Fuente: elaboración propia.

Como se observa de la figura 3 la evolución del SING, tanto en potencia como en generación, al principio del período el carbón fue fuente mayoritaria de energía, y en menor medida lo fue el diésel. Luego en el año 1999, la incorporación del gas natural permitió que esta nueva tecnología produjera electricidad necesaria para suplir el incremento de la demanda anual y reemplazar algunas centrales a carbón, gracias a su inferior costo de operación y mayor eficiencia de conversión. Asimismo, se observa que a partir del año 2006 la presencia de gas natural comienza a reducirse drásticamente debido a las restricciones de la importación de éste, la que se recupera alrededor del año 2009, cuando la llegada y recepción de gas natural licuado comienza a concretarse. Los últimos aumentos en la capacidad instalada han ocurrido por la incorporación de centrales a carbón en el año 2011 (884 MW) y 2014 (277 MW), e incipientes inversiones en fuentes renovables, solares fotovoltaicas y eólicas, principalmente.

1.2. Caracterización del Sistema Interconectado Central (SIC)

En la zona central de Chile comprendida entre la Región de Antofagasta hasta la zona insular de la Región de los Lagos, el SIC provee de electricidad a partir de diversas fuentes de energía. En esta área tienen lugar diversos sectores productivos y de servicios, teniendo el CDEC-SIC la cobertura eléctrica de cerca del 92% de la población nacional (CDEC-SIC, 2018). En la zona centro del país el motor productivo ha estado vinculado a la actividad pesquera, silvo-agropecuaria y manufacturera, contribuyendo con cerca del 14% del PIB (Banco Central, 2018). Se espera que en el futuro estos sectores aumenten su consumo eléctrico principalmente por efecto del incremento en la automatización de sus procesos, sumado a las posibilidades de aumento del grado de manufactura de los productos nacionales. De igual forma, el aumento en la calidad de vida de la población comprendida, implica un continuo crecimiento de la demanda eléctrica per cápita.

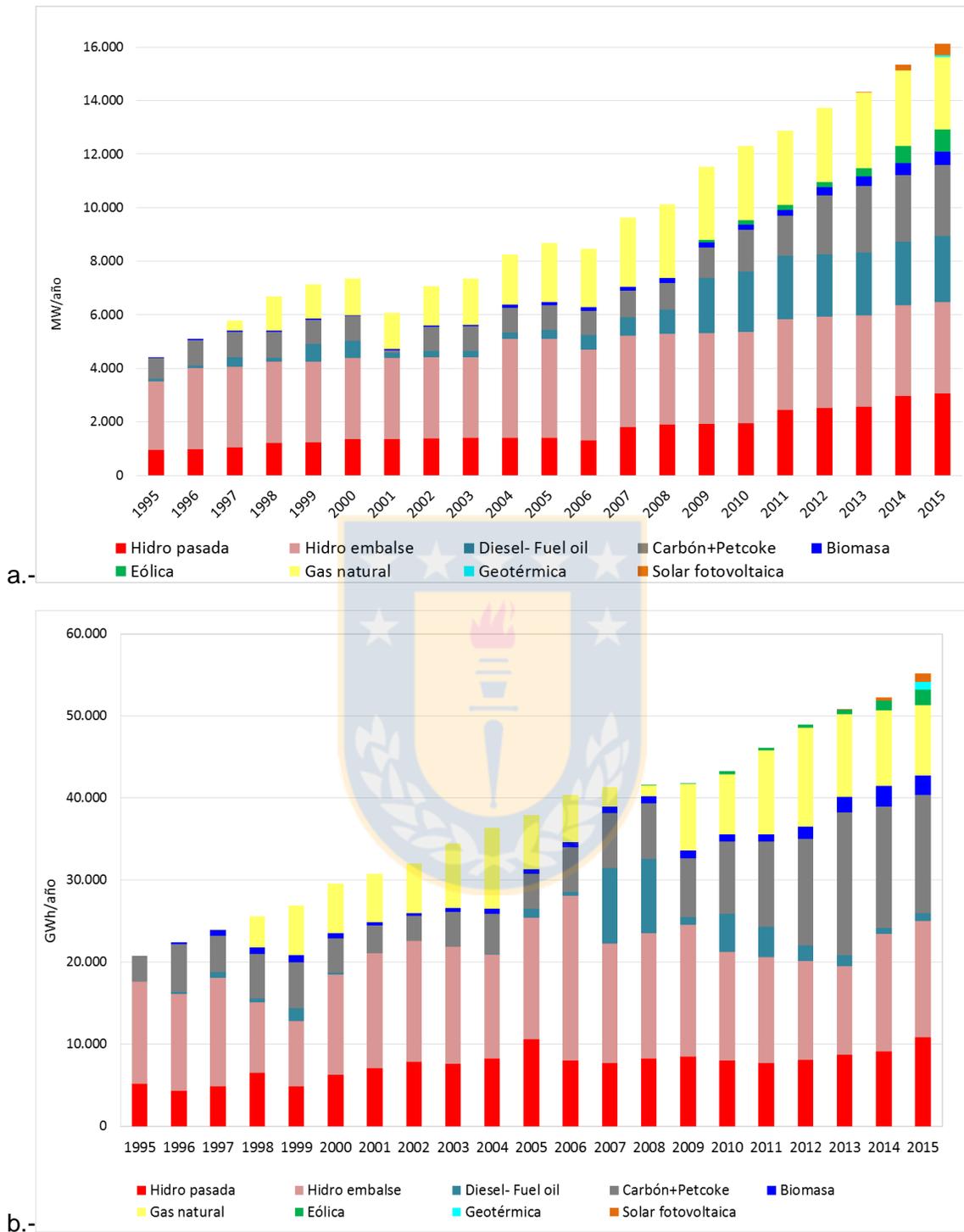


Figura 4: Evolución de la matriz eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC) entre los años 1995-2015. a.- Capacidad instalada. B.- Generación eléctrica. Fuente: elaboración propia.

De esta forma, y como se muestra en la figura 4, dada la variedad de recursos disponibles a lo largo de estos más de 3.000 km, la principal fuente de energía a mediados de los 90's fue la hidráulica de embalse y pasada, sumando más del 80%. En menor medida también

había presencia de carbón y diésel. A partir del año 1998 plantas a biomasa comenzaron a ser parte de la matriz, al igual que las de gas natural, con las cuales se logró suplir parte de la demanda agregada y reemplazar parte de los requerimientos eléctricos que las centrales de embalse no pudieron suplir. Luego de la sequía del año 1998-1999, la operación de las centrales hidráulicas volvió a su normalidad, y para el año 2006 cuando las centrales a gas debieron dejar de operar, el ingreso del diésel como combustible de respaldo se hizo presente, elevando los costos de generación. A partir de la llegada de gas natural licuado a la bahía de Quintero en el año 2009, las centrales volvieron a operar con este combustible desplazando la actividad de las centrales a diésel, hasta que una nueva merma en la capacidad de generación desde fuentes hídricas debió ser suplida por el diésel, alrededor del año 2010. Para ese entonces, los grandes proyectos eléctricos en carpeta seguían siendo mayoritariamente tecnologías a carbón, y en menor medida proyectos en base a energías renovables los que buscaban suplir la necesidad definida por la Ley 20.257/08. Fue por ello que las centrales de biomasa comenzaron a surgir de manera sistemática desde el año 2008 en adelante, principalmente asociadas a aquellas operaciones que basan sus procesos en el aprovechamiento de subproductos forestales. Asimismo, a partir del año 2012 la continua baja en el costo de inversión de nuevas centrales solares y eólicas impulsó la inversión en este tipo de tecnologías renovables, principalmente.

1.3. Proyecciones de la generación eléctrica en Chile

Gracias a todos los cambios sufridos por el sistema eléctrico previamente descritos, durante los últimos años se manifiestan algunas acciones a nivel de Estado que reflejan un interés de fortalecer la matriz eléctrica chilena desde una perspectiva de sustentabilidad. Uno de ellos, y fruto de los compromisos adquiridos por el país a nivel internacional, fue el desarrollo del proyecto MAPS-Chile (MAPS, 2015) que buscó evaluar la implementación de medidas y escenarios de mitigación para el calentamiento global. Algunas de las medidas y escenarios evaluados estaban relacionados con el sector eléctrico, entendiendo que su impacto es transversal a la economía nacional. Asimismo, se ha cuantificado sistemáticamente el indicador de emisiones directas de gases con efecto invernadero de la generación eléctrica en Chile (Ministerio de Energía, 2017). Este es un indicador del desempeño ambiental ampliamente usado a nivel internacional.

Sin embargo, aún existe una brecha en la definición y cuantificación de indicadores para la sustentabilidad del sector eléctrico. En Chile sólo para el sector salmonero se identifica el esfuerzo de la creación de indicadores para la sustentabilidad (O’Ryan & Pereira, 2015).

Como se mencionó en el capítulo 1, dada la necesidad de proyectar el sector energético hacia un futuro sustentable, en el año 2014 el Ministerio de Energía inició un proceso de discusión con diversos actores del sector. Como producto de este proceso, resultó el documento “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva” (Ministerio de Energía, 2015) que recoge las principales conclusiones y líneas de trabajo. Este esfuerzo fue inédito en el país y buscaba construir una visión compartida para el desarrollo del sector energía, con validación social, política y técnica.

En particular el sector de “Generación, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad” enmarcó su visión en el concepto de “energía sustentable”, entendiendo por ello un enfoque integral de sus atributos, con miras al año 2050, y considerando especialmente los tres pilares del desarrollo sustentable sin establecer jerarquías. Para suplir algunas de las brechas identificadas en el sector se proponen los siguientes lineamientos específicos (Ministerio de Energía, 2015):

- Promoción de la internalización de las externalidades socio ambientales de la generación eléctrica mediante mecanismos de precios y otro enfoque donde esto no resulte adecuado.
- Promoción de una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica con un mínimo de 70% al 2050.
- Fomento de la participación de combustibles de bajas emisiones de GEI y contaminantes atmosféricos en la matriz energética.

En particular, el segundo lineamiento se sustenta en los altos niveles de generación eléctrica estimada para tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas. Esta última ha generado especial interés, dado que en la zona del Desierto de Atacama se alcanzan niveles de radiación de 2.500 kWh/año/m² que es considerado de los más altos a nivel global (Bustos et al, 2017).

Estos lineamientos quedan plasmados en los escenarios eléctricos futuros que propone la Hoja de Ruta 2050. Para estos escenarios futuros se consideran los resultados entregados por el proyecto MAPS-Chile para un horizonte al año 2030 y se proyectan al año 2050. De esta forma, se tiene una primera estimación de cuáles serían las fuentes energéticas que sustenten la matriz eléctrica chilena al año 2050. A nivel cualitativo se han desarrollado estudios analizando las perspectivas futuras de Chile en materia energética (Silva & Nasirov, 2017) con el propósito de propender al desarrollo sustentable, pero a la fecha no hay trabajos que hayan abordado de manera cuantitativa la sustentabilidad del sector.

2. Metodologías para la cuantificación de las dimensiones ambientales, económicas y sociales en el sector eléctrico

Con el propósito de evaluar la sustentabilidad del sector energético a nivel país la Agencia Internacional de Energía desarrolló el manual de indicadores específicos para el sector energía, el cual contiene indicadores asociados a la dimensión ambiental, social y económica (IAEA, 2008).

Sin embargo, y con el propósito de ampliar el alcance hacia etapas previas y posteriores en la cadena de valor, la metodología de evaluación de ciclo de vida ha alcanzado una amplia aceptación a nivel internacional. Los primeros esfuerzos por aplicar el enfoque de ciclo de vida nacieron de la necesidad de evaluar el desempeño económico de un Programa Federal de Gestión de Energía en Estados Unidos. Para ello, el *National Institute of Standardization and Technology* (NIST) del gobierno estadounidense creó en el año 1980 una metodología para cuantificar impactos económicos, con enfoque de ciclo de vida, asociados a su plan de gestión en los edificios federales y aquellos administrados por el gobierno (Fuller, 1995).

Actualmente, la metodología de evaluación de ciclo de vida económico (e-ECV) se considera clave para estimar los costos reales que implica la selección de una tecnología o producto por sobre otro.

Esta metodología permite ser aplicada para caracterizar las dimensiones ambientales, económicas y sociales de cualquier actividad productiva a lo largo de toda su cadena de valor. En particular, la caracterización ambiental con enfoque de ciclo de vida también ha sido un amplio campo de estudio, formalizando su estructura metodológica gracias al impulso de la Organización de Naciones Unidas junto con la Sociedad para Toxicología Ambiental y Química (SETAC). En el año 2006 la *International Standardization Organization* (ISO) publica los estándares que definen los principios y requerimientos asociados a una Evaluación de Ciclo de Vida Ambiental (a-ECV); ISO 14.040:2006 (ISO, 2006a); ISO 14.044:2006 (ISO, 2006b), respectivamente, los que de igual forma, pueden ser usados como guías para el enfoque económico y social de la evaluación de ciclo de vida.

Esta norma establece las consideraciones para desarrollar una evaluación de ciclo de vida, así como las etapas a seguir y resultados que obtener y reportar. La evaluación de impacto de ciclo de vida es uno de los requerimientos establecidos por las normas ISO 14.040-44:2006. Esta evaluación de impacto busca transformar la cuantificación física del inventario de recursos y emisiones a lo largo de la cadena de valor, a categorías de impacto que permitan y faciliten su interpretación.

Existen diversos métodos de impacto que en su mayoría fueron desarrollados para la realidad europea. En términos generales éstos se dividen dos tipos; impacto intermedio o impactos finales. Métodos como CML 2000 (Guinée et al, 2002) y Ecoindicator 99 (PRé Sustainability, 2000) son representantes de ambos enfoques, y se diferencian entre sí porque el primero está orientado a caracterizar el problema, mientras que el segundo está orientado en la cuantificación del daño (Dreyer et al, 2003). De esta forma, a través del uso de estos métodos se puede obtener un perfil ambiental del proceso analizado.

En particular, la cuantificación del desempeño ambiental en el sector eléctrico ha generado especial interés, desarrollando estudios tanto a escala local como global (Laurent & Espinosa, 2015; Hertwich et al, 2014; Mesanet et al, 2013). La principal fortaleza del a-ECV radica en que considera todos los impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de las tecnologías eléctricas (Mesanet et al, 2013). Sin embargo, los indicadores de impacto tienen características genéricas y no son aplicables a la evaluación de impacto en una localidad específica. Esto es aceptable para efectos de estudios comparativos a nivel de país o regiones.

Por otro lado, la evaluación de los aspectos sociales de proyectos energéticos está en pleno desarrollo (Kühnen & Hahn, 2017). Como fruto de ello se ha trabajado con expertos de diversas áreas del conocimiento, quienes a través de encuestas, han evaluado conjuntos de indicadores específicos, según grupos de interés y tipo de tecnología de generación eléctrica. Estos indicadores cubren cuatro aspectos principalmente: “seguridad y confiabilidad de la provisión de energía”; “estabilidad y legitimidad política”; “riesgos sociales e individuales” y “calidad de vida” (Gallego-Carrera & Mack, 2010).

Complementariamente, Naciones Unidas ha impulsado el desarrollo de directrices para la incorporación de la dimensión social en una evaluación de ciclo de vida (s-ECV), donde se han propuesto indicadores, subcategorías de impacto, directrices para el tratamiento de la información, ejemplos de inventarios, unidades de medida y fuentes de información aplicables a diversos sectores de productos y servicios (Benoît-Norris et al, 2011). De los resultados obtenidos en los primeros trabajos desarrollando un s-ECV, se ha cuestionado si su aplicación implica una mejora en las condiciones sociales a lo largo del ciclo de vida del producto (Jørgensen et al, 2012). No obstante, la necesidad de integrar los aspectos sociales, económicos y ambientales ha motivado el desarrollo de incipientes esfuerzos para sentar bases de la cuantificación para una Evaluación de Sustentabilidad de Ciclo de Vida (ESCV) (Rugani et al, 2015; Hellweg & Milà-i-Canals, 2014). La importancia de esta integración para la sustentabilidad bajo un enfoque de ciclo de vida ha sido materia de discusión hace un tiempo (Sonnemann et al, 2015), pero aún es parte de los desafíos futuros (Laurent et al, 2015).

Otro de los desafíos en ECV es avanzar en el aumento en la calidad y cantidad de la información disponible a nivel regional, tal que permita mejorar la precisión en la evaluación de los aspectos ambientales, económicos y sociales, de modo que los resultados se hagan relevantes en la toma de decisión de los consumidores y productores (Hellweg & Milà-i-Canals, 2014), habiendo consenso en la necesidad de generar información sitio específica que represente la realidad de cada tecnología y país (Curran et al, 2005). Una ECV robusta puede proveer información acerca de los beneficios y costos ambientales asociados antes de invertir en nuevas fuentes, nueva matriz e infraestructura energética (Hellweg & Milà-i-Canals, 2014; Laurent & Espinosa, 2015). Asimismo, es posible la identificación de escenarios futuros deseables, basándose en información de retrospección, para definir las políticas apropiadas (Hellweg & Milà-i-Canals, 2014). Recientemente se han llevado a cabo esfuerzos para ampliar el desarrollo de una a-ECV a nivel global, con proyecciones a largo plazo y de gran escala, para las fuentes renovables de generación eléctrica (Hertwich et al, 2014).

3. Disponibilidad de información para la caracterización de la matriz eléctrica en Chile

A pesar de los beneficios de usar la metodología de ciclo de vida, su abordaje no es trivial dado los requisitos que se deben cumplir para una aplicación apropiada. De acuerdo a lo estipulado en la Norma ISO 14.040-44:2006, la calidad de la información utilizada está definida por su precisión y representatividad.

Aspectos claves como la definición de los límites del sistema, objetivos y alcance, cobertura tecnológica, cobertura temporal y geográfica, procedimientos de asignación, fuente y calidad de la información y criterio de corte (ISO 14.044, 2006b), son entre otros, elementos que deben quedar claramente definidos al momento de abordar una evaluación de ciclo de vida. En particular, la definición del objetivo, alcance y límite del sistema son elementos iterativos, los cuales se deberán redefinir en la medida que se obtengan los primeros resultados del ECV. Al desarrollar un ECV se debe definir claramente la/las tecnologías que se analizarán, los años de operación cubiertos y la zona geográfica a la cual se circunscribe

el estudio. En particular, y dada la relevancia del sector eléctrico, se ha desarrollado un análisis con las buenas prácticas para la ejecución de un ECV (Curran et al, 2005). En este documento incluso se han sugerido los elementos de entrada y salidas de proceso mínimos para la correcta caracterización ambiental de las tecnologías eléctricas.

A nivel internacional, la disponibilidad y calidad de datos de proceso se encuentra en un nivel de madurez tal que permite que existan bases de datos como Ecoinvent (Dones et al, 2007), USLCI (NREL, 2012), ILCD (JRC, 2010), BUWAL 250 (SPI, 1996), entre otras, que se actualizan regularmente para dar continuidad en el tiempo a los análisis ambientales. En Chile, a la fecha no existe información sistematizada de esta forma, por lo que el uso de bases de datos internacionales no necesariamente es representativa de la realidad local. Lo anterior implica que previo a cualquier esfuerzo es necesario identificar si existe información que permita desarrollar una caracterización adecuada de los procesos. De acuerdo a lo sugerido por ISO (2006b) y Curran et al (2005) se debe privilegiar el uso de información primaria, tal que sea representativa de la operación de la tecnología a evaluar. En su defecto se pueden recurrir a fuentes secundarias.

A nivel nacional se han identificado iniciativas gubernamentales en pos de la sistematización de la información para caracterización de impactos ambientales. En particular existe una etapa de evaluación ambiental de proyectos a la cual se someten aquellos que se encuentran en cartera de los inversionistas con el propósito de evaluar su pertinencia ambiental. Este proceso está a cargo del Sistema Evaluación Ambiental (SEA, 2016), y ofrece una plataforma constantemente actualizada con información de proyectos; su construcción y posterior operación. Desde esta plataforma es posible obtener datos de proyectos eléctricos por sobre los 3 MW de potencia instalada, individualizados por planta y donde se incluye el uso de recursos en las fases de construcción, operación y abandono. De la misma forma, existen registros actualizados de ingresos de mercancías al país, los cuales son puestos a disposición de Aduanas de Chile (Aduanas, 2016) y son una muestra de la disponibilidad de información provista por la fuente (información primaria). Otra fuente de información importante es el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RECT, 2016), donde individualmente las centrales eléctricas reportan sus emisiones de contaminantes atmosféricos, descargas de contaminantes al agua y generación de residuos peligrosos. Adicionalmente, los anuarios de los Centros Económicos de Despacho de Carga del SING y del SIC (CDEC-SING, 2016; CDEC-SIC, 2016), así como últimamente el CEN, reportan la energía eléctrica generada y consumos de combustibles declarados por cada planta. Asimismo, además de las fuentes anteriores, información general para indicadores económicos y sociales se ha identificado en fuentes como la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2016a; CNE, 2016b; CNE, 2016c; CNE, 2016d; CNE, 2017), COCHILCO (COCHILCO, 2016) y Aduanas (Aduanas, 2016), entre otros. De igual forma, reportes nacionales con información pertinente para el análisis multidimensional se ha identificado de la literatura (Silva & Nasirov, 2017; Bennet & Pérez, 2009). Si bien estas fuentes no constituyen una base de datos en sí misma, prestan soporte con información de calidad primaria que permite caracterizar la operación de las tecnologías de generación eléctrica nacional.

La disponibilidad de esta información permite estimar los indicadores ambientales, económicos y sociales de la generación eléctrica, que a la fecha no ha sido utilizada de

manera conjunta para el desarrollo de un estudio de evaluación de ciclo de vida, tal que refleje la situación del sector en Chile.

4. Cuantificación de las dimensiones ambientales, económicas, sociales del sector eléctrico

Considerando lo anterior, en literatura se pueden encontrar diversas investigaciones que han intentado caracterizar, principalmente desde la perspectiva ambiental, a las tecnologías de generación eléctrica en diversos países. Dado que aún las temáticas económicas y sociales todavía están en desarrollo, la mayor parte de los trabajos reportados corresponden a perfiles de desempeño ambiental.

Algunos trabajos como los desarrollados por Dandres et al (2012), han evaluado en conjunto la dimensión económica y ambiental en una macro evaluación de ciclo de vida para evaluación de políticas energéticas, basado en datos económicos del modelo GTAP desarrollado por la Universidad de Purdue⁵. Los resultados muestran que el escenario de política para la bioenergía muestra reducciones en 3 de las 4 categorías de impacto evaluadas. De la misma forma, el estudio desarrollado por El-Fadel et al (2010) incluye las mismas dimensiones para evaluar la sustentabilidad del sistema eléctrico en El Líbano. Los resultados muestran que el implementar medidas de optimización del desempeño de la matriz eléctrica central trae considerables beneficios y reducciones de los impactos ambientales. Usualmente, la ampliación del alcance de una evaluación de ciclo de vida ambiental a la dimensión económica, resulta en la forma de evaluación de ecoeficiencia (Heijungs et al, 2010).

Otro estudio que aborda de manera simultánea la dimensión social y ambiental ha sido desarrollado por García-Gusano et al (2018), el cual propone la internalización de externalidades socio-ambientales (cambio climático y salud humana) asociados a la generación eléctrica al año 2050 en España. Los resultados de la optimización muestran que el mix eléctrico obtenido acelera el proceso de descarbonización de la matriz, reduciendo la mayor parte de los impactos. En particular la dimensión social aún se encuentra en etapa de desarrollo, y a la fecha se siguen generando propuestas de indicadores y metodologías de su cuantificación, tal como lo reporta Kühnen & Hahn (2017).

Por su parte, los estudios de perfiles ambientales han tenido principalmente dos focos; reportar desempeño ambiental por tecnologías, y el reporte del desempeño ambiental a nivel sectorial nacional. Otro foco de interés han sido estudios a nivel global que buscan categorizar las tecnologías dependiendo del país donde se encuentren (Laurent & Espinosa, 2015; Herbert et al, 2016), así como el análisis comparativo de tecnologías que son novedosas o excluyentes (Bergesen et al, 2014). A continuación se presentan los principales desarrollos por tecnología y por matriz eléctrica.

4.1. Por tecnología

Como se ha mencionado, el desarrollo de perfiles ambientales requiere una gran cantidad de información que no necesariamente está disponible en fuentes abiertas, por lo que se ha puesto especial énfasis en el desarrollo de éstos. Entre los trabajos que se han enfocado

⁵ <https://www.gtap.agecon.purdue.edu/>

en el desarrollo de perfiles ambientales específicos, se ha identificado el reportado por Tomasini-Montenegro et al (2017) aplicado a centrales geotérmicas en México, donde son comparadas diversas variantes de la tecnología. Por otro lado, también se ha reportado el consumo de energía a lo largo del ciclo de vida y las emisiones de gases con efecto invernadero de la generación eléctrica en centrales a carbón en China (Ou et al, 2011) donde los altos niveles de ambos indicadores son producto de las ineficiencias a lo largo de la cadena de valor. De igual forma, se han reportado resultados del perfil ambiental de la producción de carbón para fines eléctricos en Brasil (Restrepo et al, 2015), donde los resultados a largo plazo muestran que el alto impacto de la etapa de relaves contribuye directamente a las categorías de impacto de carcinogenicidad y emisiones de compuestos respirables inorgánicos. En el mismo sentido, se ha desarrollado el perfil ambiental de los impactos de la generación eléctrica a partir de *shale gas* en Reino Unido (Cooper et al, 2014) con el propósito de compararla con otras fuentes fósiles, nucleares y renovables. Los resultados muestran que, el carbón tiene un peor desempeño ambiental y en caso de ser reemplazado por *shale gas*, podrían haber importantes reducciones en los impactos, en particular el potencial de calentamiento global podría reducirse en 2,3 veces.

También se han reportado resultados para tecnologías renovables. La revisión de variados estudios de cuantificación del desempeño ambiental de las centrales solares fotovoltaicas (Gerbinet et al, 2014) ha encontrado que la principal metodología para evaluar el desempeño ambiental es la evaluación de ciclo de vida, así como que los paneles de silicio son los más estudiados, seguidos por los de capa delgada, mientras que los paneles orgánicos aún no están estudiados. Adicionalmente, información del sistema, como los componentes del sistema solar fotovoltaico así como las características más importantes como la eficiencia, son a menudo omitidos. Algo similar sucede para los escenarios de fin de vida.

En el mismo sentido, se desarrolló el inventario de ciclo de vida para las centrales hidroeléctricas en Brasil (de Ribeiro & da Silva, 2010) que son mayoritarias en la matriz, gracias a las grandes magnitudes de estas centrales, como Itaipú. Los resultados de este inventario sugieren que por economía de escala son mejores en comparación con pequeñas hidroeléctricas. En Chile, también se ha desarrollado el inventario de ciclo de vida para centrales de embalse, considerando sólo la etapa de construcción de estas centrales (Vega et al, 2013), pues es la única etapa con la que se cuenta información de calidad. Los resultados indican que para el Proyecto Hidroeléctrico Aysén existen diversas configuraciones de centrales con diferentes intensidades ambientales. Estas dependen del tamaño del murallón, obras para instalación de faenas, ejecución de obras para caminos, entre otros elementos, los cuales están íntimamente relacionados con la ubicación de la central. También para Chile los resultados reportados por Gaete-Morales et al (2018) muestran que las centrales hidráulicas son las que poseen una menor carga ambiental, seguidas de las eólicas y biogás, sugiriendo un aumento de su contribución en el mediano plazo para lograr un cambio tecnológico relevante en la matriz.

Finalmente, y también para Chile, se ha estudiado la reducción de gases con efecto invernadero producto del reemplazo de las actuales fuentes energía eléctrica por sistemas solares fotovoltaicos, para la producción de cobre. Los resultados muestran, que considerando una reducción en el grado del mineral, se alcanzan reducciones de hasta un

76% y un 63% en las emisiones para el cátodo de cobre producido por procesos hidrometalúrgicos y pirometalúrgicos, respectivamente (Moreno-Leiva et al, 2017).

4.2. Por matriz eléctrica

En forma paralela se han desarrollado esfuerzos por tratar de caracterizar matrices eléctricas de diferentes países, particularmente, para contribuir en el diseño de políticas públicas. En Brasil se ha estudiado el perfil ambiental de la matriz eléctrica, donde a pesar de que el 93,5% de la generación proviene de fuentes hidroeléctricas (Coltro et al, 2003), son las centrales térmicas las principales contribuyentes de la emisión de gases de combustión, y en particular, del 53% de las emisiones de dióxido de carbono del sistema. Por su parte, para Corea del Sur (Lee et al, 2004), donde las centrales térmicas y nucleares son parte fundamental, se ha encontrado que las emisiones directas son mucho mayores que las emisiones asociadas a los procesos aguas arriba, y que la tecnología de carbón bituminoso es la más contaminante de las estudiadas. De igual forma, en Polonia se analizaron las tecnologías basadas en combustibles fósiles y su contribución a la matriz, con miras a identificar mejoras ambientales para los escenarios futuros (Adamzyck & Dzikuc, 2014). Por su parte, el desarrollo del inventario de ciclo de vida en China, tiene como resultado que, en comparación con el perfil ambiental de Japón, casi todas de las emisiones atmosféricas son mayores, excepto para los compuestos orgánicos volátiles (Di et al, 2007). Últimamente en Chile también se ha estudiado el perfil ambiental de la matriz eléctrica, diferenciando las contribuciones en el norte grande y la zona central (Vega-Coloma & Zaror, 2018). Estos resultados muestran que durante los años 1995 y 2015 ha habido cambios tecnológicos y de mercado relevantes que han hecho variar el perfil ambiental en ambas matrices. En el pasado, esfuerzos previos han tenido como los principales resultados la Evaluación de Inventarios de Ciclo de Vida para la Generación y Distribución Eléctrica validada por terceras partes (Vega & Zaror, 2011).

5. Evaluación de la sustentabilidad de la generación eléctrica

Como se ha mencionado, por definición la sustentabilidad requiere que se integren las dimensiones ambientales, económicas y sociales. La integración de las dimensiones ambientales, económicas y sociales para la sustentabilidad se ha desarrollado en la literatura a través del uso de herramientas que fundamentan la toma de decisión. Existen variadas metodologías para facilitar y respaldar el proceso de toma de decisión, como el Análisis Multi-Criterio (AMC), Toma de Decisión Multi-Objetivo (DMO), Evaluación de Sustentabilidad Ciclo de Vida (ESCV) y Análisis Costo-Beneficio (ACB), las que son frecuentemente usadas y con diferentes grados de satisfacción (Sinclair, 2011). En particular el AMC y la DMO requieren de un proceso de jerarquización de indicadores, que se define de manera subjetiva o según los énfasis que deseen evaluar por parte de los tomadores de decisión. Por lo anterior, la evaluación de las categorías de impacto, social y ambiental, con propósitos comparativos puede ser controversial, puesto que para fijar la ponderación se requiere un juicio subjetivo de asignación de prioridades según categoría (Hoogmartens et al, 2014). Adicionalmente, y considerando muchas veces la gran cantidad de indicadores así como la cantidad de partes interesadas potencialmente involucradas, el problema de identificar la mejor opción de una situación dada no es trivial (Azapagic & Perdan, 2000).

Por su parte, la ESCV tiene el inconveniente de entregar resultados de impactos en diferentes unidades, según la definición de las categorías de impacto seleccionadas. Sin embargo, se sugiere que la combinación de la evaluación de ciclo de vida ambiental, económica y social sería una valiosa herramienta para la evaluación de la sustentabilidad en productos (Kloepffer, 2008). Sin embargo, su uso asociado requiere de diversas consideraciones temporales, espaciales, asignaciones, entre otros (Heijungs et al, 2010).

Finalmente, el CBA requiere de datos de entrada cuantificados en unidades monetarias (valorización), y de igual forma sus impactos se presentan monetizado (Rabl & Holland, 2008). No obstante, la relevancia de respaldar la toma de decisión con algún método objetivo, pasa por que, antes de invertir millones de dólares en grandes desarrollos y despliegue de nuevas tecnologías, es necesario entender todas sus posibles consecuencias; positivas y negativas (UNEP, 2015).

5.1. Análisis multicriterio

El uso del Análisis Multicriterio (AMC) ha sido abordado por varios autores a nivel internacional, donde uno de los principales métodos usados es la Valorización de Muti Atributos (MAVT por su sigla en inglés). Usando este método se ha desarrollado un AMC para la generación eléctrica en Turquía (Atilgan & Azapagic, 2016), entregando como resultado, que las tecnologías más compatibles con los criterios de sustentabilidad definidos, fueron las centrales hidráulicas seguidas por las eólicas. De la misma forma, trabajos como los desarrollados por Stamford & Azapagic (2012; 2014), buscaron evaluar el desempeño de la matriz eléctrica en el Reino Unido a través de un AMC basado en indicadores cuantificados bajo el enfoque de ciclo de vida. En particular, Stamford & Azapagic (2014), tiene como objetivo evaluar la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero en la matriz eléctrica en Reino Unido al año 2070, mostrando a través de los resultados que aún quedan muchas preguntas pendientes con miras a la sustentabilidad. De igual forma se ha evaluado la evolución de la matriz eléctrica mexicana, donde los resultados muestran que a menudo no hay una mejor solución, y que las compensaciones son necesarias con el propósito de identificar la opción más sustentable (Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2014). De esta forma, el AMC permite ahondar en las consideraciones necesarias y sus respectivos pros y contras de una evaluación integrada para la sustentabilidad. En el mismo sentido Maxim (2014) ha estudiado diez indicadores de sustentabilidad para 13 tecnologías diferentes y considerando ponderaciones consultadas a académicos expertos, donde resultan las centrales hidráulicas con un mejor desempeño. Asimismo, los resultados del análisis de 13 tecnologías de generación eléctrica y 8 criterios de sustentabilidad para la realidad en Estados Unidos (Klein & Whalley, 2015), muestran que las centrales de biomasa y geotérmicas son las de mejor desempeño. Por su parte, Cartelle Barros et al (2015) usando la misma metodología para evaluar la sustentabilidad de 5 plantas convencionales y 5 renovables obtuvo que estas últimas (a excepción de la biomasa), tienen los mejores puntajes. En particular son las plantas solares térmicas y eólicas las más sustentables.

Asimismo, Roth et al (2009) analizó las alternativa de suministro de energía para una planta Suiza donde se incluyeron un total de 75 indicadores usando AMC. Se analizaron 18 tecnologías actuales y 18 tecnologías futuras, basados en las prioridades asignadas por un

grupo de 85 empleados de la compañía. Los resultados muestran que es posible desarrollar una evaluación transparente de las alternativas, donde la combinación de los indicadores que está sustentada directamente en las preferencias del grupo evaluador.

Sin embargo, el uso del AMC no está libre de complicaciones en su uso. Troldborg et al (2014) aplicó esta metodología para seleccionar las tecnologías más sustentables en Escocia. Al someter estos resultados a un análisis de MonteCarlo se demostró que tenían una alta incertidumbre al igual que los datos de entrada usados.

Por otro lado, y utilizando un proceso de jerarquización analítico (AHP por su sigla en inglés), el estudio desarrollado por Chatzimouratidis & Pilavichi (2009) ha evaluado la sustentabilidad de 10 tipos de tecnologías de generación eléctrica usando el enfoque de ciclo de vida para cuantificar 9 criterios. Los resultados mostraron que las tecnologías basadas en fuentes renovables hidráulicas, geotérmicas y eólicas son las que se encuentran en la punta del ranking.

Ambos métodos para la toma de decisión mencionados (AMC y AHP) han sido sistematizados a través del software en línea web-HYPRE (Mustajoki & Hämäläinen, 2000), el cual es de libre acceso.

5.2. Análisis costo beneficio.

Por su parte, el uso del Análisis Costo-Beneficio (ACB) como herramienta en la toma de decisión implica contar con los impactos cuantificados en su valor monetario equivalente, el cual se supone debe proveer un mecanismo consistente para la ponderación de los impactos, basado en las preferencias del público (Rabl & Holland, 2008). Lamentablemente el tratar de expresar los daños en términos monetarios es a menudo un gran desafío, pues la monetización del impacto es externa al productor, porque no la asume como propia (Hoogmartens et al, 2014). De esta forma, el asignar valor económico a bienes para los cuales no existe un mercado donde transarlos, puede ser muy complicado si se trata de monetizar bienes como la biodiversidad el bienestar humano (Pizzol et al, 2015). De esta forma, la monetización se transforma en una materia de investigación en sí misma.

Investigaciones como las realizadas por Ponce et al (2011), Galetovic & Muñoz (2013) y Aravena et al (2012) se han hecho cargo de la cuantificación y monetización de algunas externalidades de la generación eléctrica en Chile. Resultados de la aplicación del método de disposición a pagar (WTP por su sigla en inglés) para calcular el costo de la pérdida de paisaje en la Patagonia chilena, particularmente producto de la construcción y operación central hidroeléctrica Baker 1 del Complejo Hidroeléctrico de Aysén, determinó que corresponde al 28% del total de la inversión (Ponce et al, 2011). De igual forma, resultados muestran que la generación eólica sólo es competitiva con respecto al carbón cuando alcanza factores de planta del orden del 35% y el precio del carbón es muy alto (Galetovic & Muñoz, 2013). Los resultados de aplicar el método de WTP sobre fuentes de menor daño ambiental, sugieren que hay una fuerte preferencia por fuentes de energía renovables que impliquen mayores precios a los consumidores, en vez de electricidad generada a partir de combustibles fósiles o desde grandes embalses en la Patagonia chilena (Aravena et al, 2012). Lo anterior queda disponible para futuros desarrollos en pos de abrir espacios a otros

métodos de jerarquización para la toma de decisión en cuanto a tecnologías más sustentables de generación eléctrica, resultados que hoy son insuficientes para realizar una completa evaluación.

El desafío que se pretende abordar en este trabajo es el de proveer de instrumentos apropiados y confiables para lograr evaluar los objetivos de sustentabilidad planteados (Kloepffer, 2008). Para evaluar estos objetivos es necesario la convergencia de múltiples disciplinas, lo que se identifica como una ventaja comparativa, siendo esta temática tierra fértil para el progreso trans-disciplinario (Rugani et al, 2015), el cual permitiría aunar y ampliar esfuerzos desde diversas perspectivas, con miras a la evaluación de la sustentabilidad de los sistemas productivos, basada en un enfoque de ciclo de vida.

De lo expuesto anteriormente se concluye que existe más de una metodología que permite evaluar integralmente los impactos ambientales, económicos y sociales, sin embargo, el foco de este trabajo será la aplicación del AMC al sector eléctrico nacional, dejando para futuros desarrollos la ampliación a otros enfoques. Ninguna de las metodologías de integración presentadas ha sido abordada para el sector energético nacional hasta la fecha, así como tampoco las metodologías de cuantificación conjunta de los aspectos ambientales, económicos y sociales.



CAPÍTULO 3. FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS.

El presente capítulo contiene los aspectos metodológicos usados para la identificación y evaluación de las dimensiones ambientales, económicas y sociales de las diferentes tecnologías de generación eléctrica usadas en Chile y consideradas en este estudio. Asimismo, contiene la metodología para cuantificar dichas dimensiones para la matriz eléctrica chilena y su posterior integración para la cuantificación del índice de sustentabilidad.

De esta forma, primero se presentan los principales aspectos que definen el enfoque de la presente investigación, luego se detalla la metodología de cuantificación y evaluación de los indicadores de la dimensión ambiental, económica y social. En seguida, se presenta la cuantificación de estas dimensiones para la matriz eléctrica chilena, y finalmente, se detalla la metodología para la integración de las tres dimensiones, y la evaluación del índice de sustentabilidad.

1. Aspectos generales

Dado que las actividades productivas tienen impactos positivos o negativos en diversas dimensiones, la evaluación de su nivel de sustentabilidad requiere de una adecuada integración de éstos. En particular, asociada a la generación eléctrica en Chile se pueden identificar a la dimensión ambiental, económica, social y operacional como directamente relacionadas. A través de éstas se expresan limitaciones propias del medio físico, del contexto institucional vigente, de las tecnologías operativas y clima social, entre otros (ver figura 5).

En particular, de la dimensión operacional de la generación eléctrica es relevante considerar: la variabilidad climática en el país por efecto del El Niño-La Niña; el potencial desertificador del cambio climático en zonas de embalses; la competencia por uso de agua para riego en la zona central; la escasez de recursos fósiles de propiedad nacional, entre otros. Asimismo, la dimensión ambiental incorpora aspectos como elementos regulatorios vigentes, incluyendo el proceso de evaluación ambiental y sus requerimientos, normas de emisión específicas y otras herramientas de control y monitoreo ambiental. Por su parte, la dimensión económica aborda aspectos de inversión y retorno de ésta según tecnología, mientras que la dimensión social cubre elementos como la fuerza laboral, relación con proveedores, salud humana, entre otros. Como se mostró en el capítulo anterior, usualmente para describir estas dimensiones se usan indicadores apropiados a la realidad tecnológica y de información de cada país. En particular, de la definición de estos indicadores se tiene que los aspectos operacionales quedan cubiertos a través de indicadores económicos o sociales, por lo que tradicionalmente se habla de sólo 3 dimensiones. Dichos indicadores deben ser abordados a nivel de tecnología tal que permitan una diferenciación en el desempeño de cada una. En literatura se han reportado diversos indicadores ambientales, económicos y sociales con el propósito de una posterior evaluación de la sustentabilidad de los sistemas eléctricos.

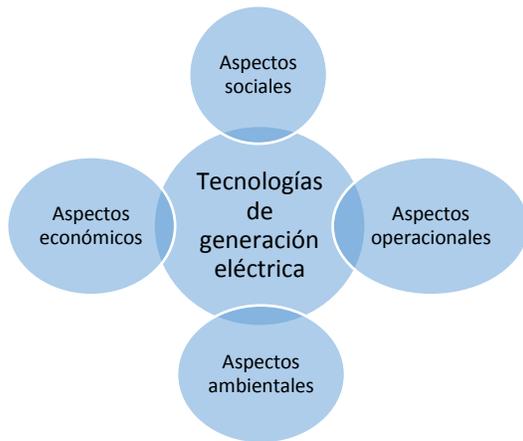


Figura 5: Dimensiones limitantes de la operación de tecnologías de generación eléctrica. Fuente: elaboración propia.

En particular, para los indicadores ambientales existe consenso en que la metodología más apropiada para su cuantificación es la de ciclo de vida, la cual permite identificar las contribuciones a lo largo de la cadena de valor. Por su parte, para la metodología de cuantificación de indicadores económicos y sociales se sugiere que sea el mismo enfoque de ciclo de vida, pero muchas veces se usa sólo información directa de los procesos, por ausencia de información desagregada para toda la cadena de valor. Por lo anterior, en la presente investigación se aborda este enfoque para la descripción de cada una de las dimensiones.

contribución efectiva de generación eléctrica de cada tecnología al respectivo sistema eléctrico.

Una vez calculados los indicadores para cada dimensión queda hacer la integración de éstos para obtener la evaluación de sustentabilidad. Para ello, usualmente se jerarquizan las tecnologías, por indicador, y se les asigna un puntaje según su ubicación en el ranking. De esto resulta una matriz con los respectivos puntajes y tecnologías. Además, y dado que se podrían evaluar especiales énfasis a algunos indicadores, se utiliza una ponderación por indicador, la cual está definida por el analista. Este vector de ponderación se multiplica por la matriz de puntajes y tecnologías, de modo que resulta una matriz de multivalores. Finalmente, y dado que se requiere integrar todos los multivalores por tecnología, se ponderan por el factor que corresponde a cada dimensión, para luego hacer la suma. Este método de integración se conoce como Análisis Multicriterio y es el enfoque usado en este trabajo.

De esta forma, en la presente investigación, se evaluaron las tecnologías y las matrices eléctricas en Chile, considerando dos horizontes de tiempo; uno histórico (1995-2015) y otro a futuro (2017-2050), con los propósitos de: (1) establecer una línea base de la evolución ambiental, económica y social de la generación eléctrica chilena, y (2) la evaluación de los perfiles ambientales, económicos y sociales esperados para los escenarios eléctricos propuestos por el Ministerio de Energía para el año 2050. A partir de estos resultados, finalmente, se analiza la evolución histórica de la sustentabilidad de las tecnologías y de la matriz eléctrica, así como de las proyecciones de ésta al año 2050. Así, a partir de información histórica se evalúa el índice de sustentabilidad de las proyecciones futuras.

2. Metodología para la caracterización ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

La caracterización del perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica se basó en las directrices definidas por la Norma ISO 14.040-44:2006 para el desarrollo de evaluaciones de ciclo de vida ambientales. Los puntos que define esta norma se deben abordar en detalle, para asegurar una fundada caracterización ambiental del sistema. Por lo anterior, el reporte de los aspectos metodológicos considerados tiene la estructura definida por la norma y que se detalla a continuación.

2.1. Objetivo y alcance

El objetivo es la cuantificación de indicadores ambientales que caractericen las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

2.1.1. Sistema producto analizado

El sistema-producto analizado es la generación eléctrica en la matriz chilena, enviada a los sistemas de transmisión. Este sistema no incluye la etapa de transmisión eléctrica.

2.1.2. Unidad funcional

La unidad funcional declarada es un kilowatt-hora de energía eléctrica producida (1 kWh_E).

2.1.3. Límites del sistema

La cuantificación de la carga ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile se basó en un enfoque “de la cuna a la puerta”, donde la puerta corresponde a la energía entregada al sistema pero no transmitida. Este enfoque considera la inclusión de la mayor parte de los procesos que ocurren “aguas arriba” del proceso principal, de manera de cubrir el perfil ambiental de la cadena de valor en su totalidad.

Los límites operacionales del sistema incluyen desde las etapas de extracción de combustibles y materiales para la construcción, su procesamiento, la construcción de las unidades de conversión y las respectivas centrales, así como también la transformación energética y el abandono de las centrales. El detalle de las etapas incluidas se ilustra en la figura 6. Es necesario mencionar que para parte de los procesos no se cuenta con información primaria nacional por lo que se recurre a base de datos internacionales (Ecoinvent ver 2.2) como se señala en la misma figura. Por su parte, para los procesos señalados con datos primarios nacionales se creó una propuesta de modelo parametrizable de entradas y salidas de etapas de proceso, tal que puedan describir en base a información nacional, la carga ambiental de las respectivas tecnologías incorporando parámetros reales de operación de los respectivos años. En el punto 2.2.2 se ahonda en este tema y los aspectos propios del cálculo del perfil ambiental.

El criterio de corte utilizado para la inclusión de datos se basó principalmente en su disponibilidad y su relevancia ambiental. Es así como en la medida que hubo información representativa de entradas y salidas (materiales y energéticas) de las etapas de proceso, estas se incluyeron. En particular, en el caso de la información de emisiones y descargas de contaminantes, estos se incluyeron en su totalidad, dada su relevancia ambiental.

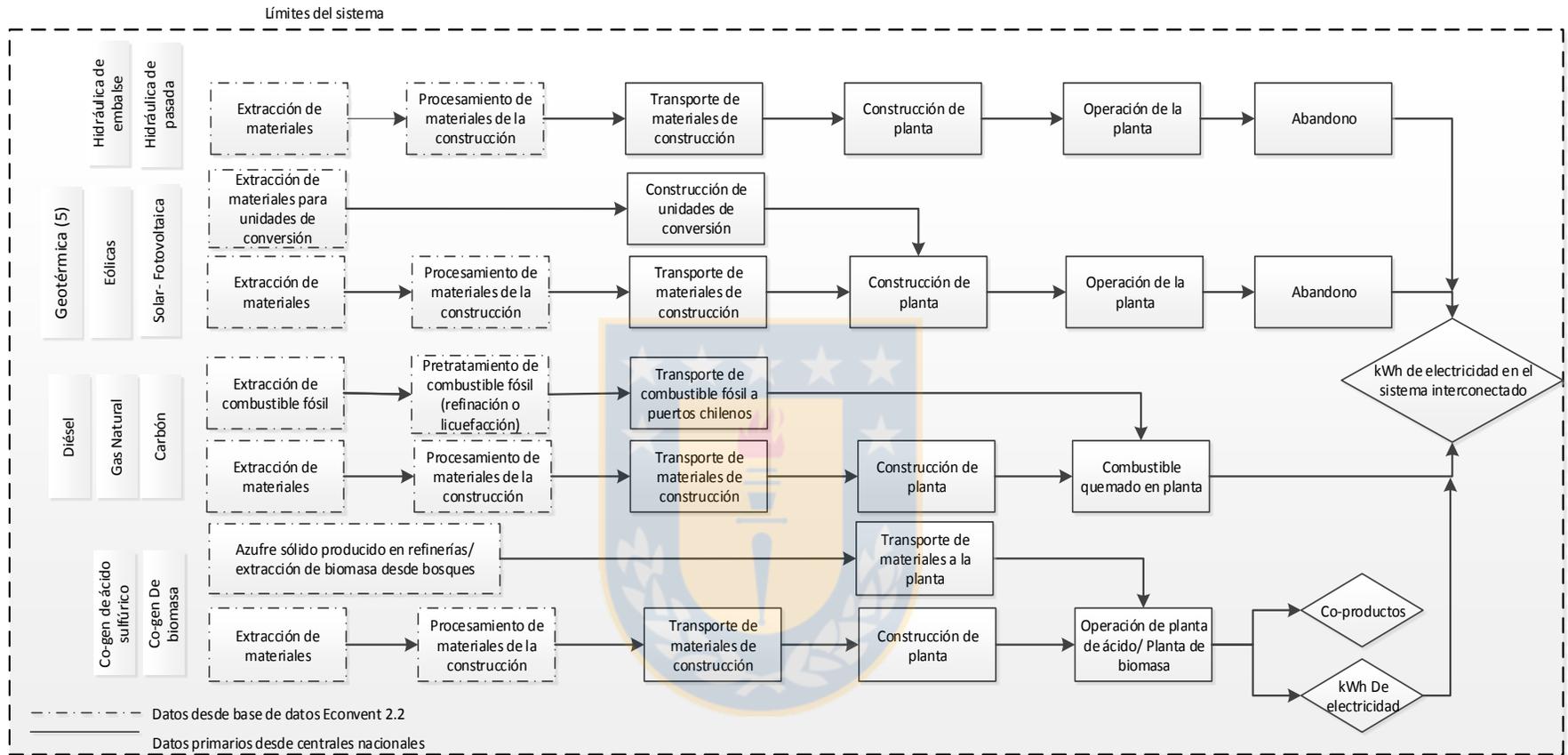


Figura 6: Límites del sistema del proceso de generación eléctrica, asociado a las diferentes tecnologías presentes, en Chile. Fuente: elaboración propia. ⁶

⁶ Si bien en el esquema aparece mencionada la central geotérmica, para efectos de la operación dentro del período analizado no se incluye por no estar operativa.

2.1.4. Criterios de asignación de carga ambiental

En algunos procesos donde existe la generación de co-productos es necesario hacer asignaciones de la carga ambiental. Esto se refiere a que la carga ambiental del proceso productivo global se debe distribuir entre los productos generados considerando algún criterio. Usualmente la definición de esa proporción se basa en asignaciones másicas, energéticas y económicas.

En este estudio se efectuaron asignaciones económicas para los años donde operaron las centrales de co-generación de ácido sulfúrico puesto que los productos ácido sulfúrico y electricidad tienen una base física diferente. El detalle del procedimiento de asignación se muestra en el Apéndice A.

Por su parte, para las centrales de co-generación de biomasa se efectuaron asignaciones energéticas de la operación de las unidades térmicas, para el vapor y la electricidad. En este caso, y como se detalla en el Apéndice A, dado que el único producto que sale del sistema y que se vende directamente es la electricidad, toda la carga ambiental de la operación de las unidades se le asignó a la generación eléctrica.

2.1.5. Método de impacto ambiental

En este estudio se utilizó el método de impacto CML 2000 versión 2.05 (Guinée et al, 2002) y que consta de 10 categorías de impacto. Este método está incorporado en el software SimaPro 7.3.3 (PRé consultants, 2009), y que además cuenta con la base de datos de ciclo de vida Ecoinvent 2.2 (Dones et al, 2007). Las categorías e indicadores de impacto del método CML 2000 se detallan en la sección 2.3 más adelante.

2.1.6. Requerimiento, tipos y fuentes de datos

Para calcular el perfil ambiental de la generación eléctrica en Chile se utilizan diversas fuentes y calidades de información. En particular, para la dimensión ambiental en este estudio se desarrolla un modelo parametrizado de entradas y salidas de proceso (I/O) que permite caracterizar las operaciones de las centrales eléctricas de las diferentes tecnologías presentes en Chile, basándose en la mayor cantidad de información primaria posible (ver punto 2.2.2). De esta forma, se privilegió el uso de las actuales plataformas disponibles de información, donde las centrales generadoras deben reportar sus operaciones, para desde ahí, estimar sus perfiles ambientales.

Actualmente, y gracias a las crecientes exigencias ambientales, existen diversas fuentes de información que permiten trazar el desempeño de diversos sectores de la economía nacional. Una de esas es el ingreso de proyectos de generación eléctrica por sobre los 3 MW de potencia instalada, al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEA; 2016), donde se ingresan los proyectos para su pertinencia ambiental y se reportan sus principales entradas y salidas de procesos asociados a las fases de construcción, operación y fin de vida. En particular, en estos proyectos se encuentra información de los consumos de recursos para la construcción y operación de las centrales; tales como: materiales de construcción, combustibles, área de emplazamiento, requerimiento de agua potable y de proceso, uso de lubricantes, meses de construcción, generación de residuos sólidos asimilables a domésticos y vida útil, principalmente. Desafortunadamente la calidad de la información presente en este tipo de informes es heterogénea y depende de la voluntad de

la empresa, el adecuado reporte de los requerimientos de insumos, materias primas, emisiones atmosféricas, descargas al agua y generación de residuos sólidos. En particular estos últimos 3 aspectos son de precaria calidad por lo que otros medios fueron necesarios para poder completar dicha información. Para ello, tanto las emisiones atmosféricas, las descargas al agua y la generación de residuos peligrosos para la fase de operación de las centrales, se obtuvieron por la vía del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC, 2016) donde cada central reporta los parámetros de contaminantes descargados al año. Considerando las emisiones anuales declaradas y la cantidad de combustible quemado por cada central, se obtiene un factor de emisión característico para la fase de quema de combustible. Éstos fueron calculados para diversas centrales tanto en el SING como el SIC entendiendo que los parámetros podrían ser afectados por la ubicación geográfica. Asimismo, se consideraron parámetros de operación de centrales antes y después del año 2012 que corresponde al año de entrada en vigencia del Decreto Supremo 13, normativa que regula la emisión de contaminantes atmosféricos para centrales termoeléctricas. Para los factores de emisión calculados por planta para cada sistema, se obtuvieron promedios y sus respectivas desviaciones estándar (σ). Con ambos antecedentes se verificó la calidad de los factores de emisión calculados, a través del test de calidad de Shewhart, el cual considera que se encuentra fuera de control aquel parámetro que está por sobre o debajo de 3 veces la desviación estándar ($\pm 3\sigma$). De esta forma, los factores de emisión usados año a año, y parametrizados por unidad de combustible quemado, se validaron con un test estadístico para asegurar cierto grado de confianza.

Por otro lado, los consumos de combustibles y generación de electricidad se obtuvieron de estadísticas consolidadas por los CDEC-SING (CDEC-SING, 2016) y CDEC-SIC (CDEC-SIC, 2016) reportadas en los anuarios de ambas entidades. Estos anuarios reportan la operación de los últimos 10 años de cada una de las centrales, y sus respectivos consumos de combustibles. Con estos dos parámetros es posible estimar año a año una eficiencia de conversión por planta generadora, y diferenciada por tecnología. Esto permite que se obtenga este parámetro a través de información primaria, y sin necesidad de hacer supuestos operacionales que induzcan al error. El beneficio de trabajar con estas eficiencias es que cambian año a año debido principalmente a la contribución que cada planta hace al sistema, reflejando la disponibilidad de las centrales así como su rendimiento por unidad de electricidad generada.

Debido que en Chile la mayor parte de los combustibles para fines de generación eléctrica son de origen foráneo, se asumió que el 100% de los combustibles son importados y caracterizados en cantidad, país de origen y precio de importación (CIF) desde el portal de aduanas de Chile (Aduanas, 2016). Esta información permitió obtener la proporción en la cual son importados los combustibles a Chile desde el año 2002 a la fecha. Por temas de cobertura temporal y dado que el portal sólo registra desde dicho año las importaciones, se asumió que entre los años 1995 y 2001 las importaciones provenían en igual proporción y país que el año 2002. El detalle de esta información se puede observar en el Apéndice B.

Finalmente, se utiliza la base de datos de ciclo de vida Ecoinvent 2.2 (Dones et al, 2007) para los procesos de apoyo como los transportes, materiales de construcción, insumos químicos y otros suministros de proceso utilizados en este trabajo.

2.1.7. Principales supuestos

En este trabajo, uno de los principales supuestos está relacionado a los escenarios de fin de vida. Para las centrales de combustión, solares FV y eólicas se supone que todos los metales utilizados en la construcción se reciclan, y los materiales áridos y compuestos de palas eólicas se disponen en rellenos. En particular, para las centrales solares FV se supone que los vidrios y las celdas FV se reciclan. Por otro lado, para las centrales de pasada y de embalse se asume que éstas al final de su vida útil serán reacondicionadas pero no desmanteladas.

2.1.8. Limitaciones

Dado que la disponibilidad de información para algunos proyectos, como ser solares FV, eólicas, hidropasada y geotérmica es acotada, los resultados de su caracterización ambiental podrían estar subestimados. Esto se debe considerar para futuras mejoras de este trabajo, en la medida que mejor calidad de información quede disponible para su análisis e inclusión.

2.1.9. Requerimiento de calidad de datos

En general, los datos utilizados cuentan con un nivel de especificidad que permiten ser asignados inequívocamente a cada tecnología en los respectivos años.

2.1.9.1. Cobertura tecnológica

En este estudio se cubre la mayor parte de las tecnologías que existen actualmente en el país. Estas son;

- centrales a gas natural asociadas a procesos de ciclo combinado
- centrales a diésel donde se homologan centrales de ciclo abierto con motores de combustión
- centrales de biomasa donde la co-generación en plantas de celulosa y papel se entiende como aporte mayoritario
- centrales a carbón donde principalmente son de carbón pulverizado y se le homologa la única central de petcoke que existe en el país
- centrales a embalse
- centrales de pasada
- centrales eólicas *on shore*
- centrales solares fotovoltaicas (FV)

También se incluyen las centrales de co-generación de ácido sulfúrico y geotérmica, la cual comenzó sus operaciones el año 2017. Con estas tecnologías se cubre más del 99% de la capacidad de generación eléctrica del país, quedando sólo excluidas las centrales a biogás que tienen un aporte muy menor.

2.1.9.2. Cobertura temporal

La cobertura temporal para los aspectos ambientales históricos cubre desde el año 1995 al 2015, y en la proyección de escenarios a futuro cubre desde el año 2017 al 2050.

2.1.9.3. Cobertura geográfica

La cobertura geográfica de la presente dimensión abarca desde el extremo norte del país, hasta las centrales que operan en la zona de la Región de Los Lagos y Chiloé. Se excluyen las zonas de Palena, Aysén, Magallanes y territorios chilenos en Antártica e islas.

2.1.9.4. Representatividad

Como se ha mencionado, los datos de operación de las centrales son específicos para cada planta y año de operación, teniendo una representatividad del 99% del parque generador instalado. Además, los datos de operación a nivel matriz son parte de las estadísticas oficiales a nivel nacional.

2.1.9.5. Fuentes de datos

Como se presentó anteriormente, la mayor parte de los datos directos de la operación de las centrales son datos primarios (obtenidos desde y para las plantas), siendo sólo para los procesos de soporte (materiales de construcción, rendimientos de transportes, etc.) aquellos de origen secundario (base de datos).

2.1.10. Comparación con otros sistemas

En los capítulos 4 y 5 se individualizan los estudios con los que se comparan los resultados nacionales. En particular, los resultados para Turquía, Reino Unido, México, EEUU y Chile son la base de comparación.

2.2. Inventario de ciclo de vida

El inventario de ciclo de vida corresponde a la etapa intermedia entre los datos de entrada/salida de procesos y la evaluación de impacto. Este inventario resulta de la cuantificación, a lo largo de la cadena de valor, de los recursos que son consumidos, del total de emisiones atmosféricas, descargas al agua y al suelo que son atribuibles a la producción de 1 kWh_E.

2.2.1. Recolección de datos

Como se mencionó previamente, diversos datos fueron recolectados desde las fuentes identificadas en el punto 2.1.6. En particular, en la Tabla 1, se muestra el detalle de los datos que se utilizaron por tipo de planta.

Tabla 1: Parámetros de operación obtenidos desde fuentes abiertas para la caracterización de las centrales de generación eléctrica en Chile entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia

Tecnología	Datos primarios de las centrales chilenas
<p>Centrales a carbón</p> <p><i>Infraestructura: datos de 9 centrales</i></p> <p><i>Operación: datos de 16 centrales en años representativos.</i></p> <p><i>Conversión: datos anuales de 16 centrales operativas</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de combustibles (ver Apéndice B): Distancia de transporte desde los países de origen hasta puertos nacionales Cantidad anual de combustibles importado por país de origen Cantidad y distancia de transporte de biomasa local^(a). • Infraestructura (SEA;2016): Consumo eléctrico Transporte de materiales de construcción

Centrales a diésel

Infraestructura: datos de 6 centrales

Operación: datos de 21 centrales en años representativos.

Conversión: datos anuales de todas las centrales operativas

Centrales a gas natural

Infraestructura: datos de 12 centrales

Operación: datos de 17 centrales en años representativos.

Conversión: datos anuales de 17 centrales operativas

Centrales a biomasa^(a)

Datos primarios de 3 centrales

Centrales hidráulicas de pasada

Datos primarios de 6 centrales

Centrales de embalse^(b)

Datos primarios de 5 centrales

Centrales eólicas^(c)

Datos primarios de 6 centrales

Centrales solares fotovoltaicas^(d)

Datos primarios de 12 centrales

Co-generación a partir de ácido^(e)

Datos primarios de 1 central

Central geotérmica^(f)

Datos primarios de 1 central

Consumo de agua potable y de proceso
 Consumo de diésel.
 Consumo de cemento, grava y acero.
 Uso de suelo
 Período de construcción y vida útil
 Residuos líquidos
 Residuos peligrosos y asimilables a domésticos
 Consumo de explosivos^(b)
 Transporte de trabajadores y materiales de construcción^(b)
 Maquinaria de construcción y otros equipos^(b)
 Cantidad de residuos de demolición^(b)
 Residuos peligrosos y residuos sólidos urbanos^{(b)(f)}
 Emisiones atmosféricas^{(b)(f)}, como: CO; MP₁₀; MP_{2,5}; NO_x; SO_x, VOC - Gasolina^(c) and gas licuado de petróleo^(c)
 Cantidad de turbinas eólicas, nacelas y torres de acero.^(c)
 Cantidad de silicio para paneles FV y cubiertas de vidrio^(d)
 Producción de residuos domiciliarios^{(e)(f)}.

• **Quema de combustibles (SEA, 2016; RECT, 2016):**

Poder calorífico de los combustibles (para el carbón basado en los países de origen) Consumo de biomasa^(a)
 Consumo de agua potable y de proceso
 Consumo de amoníaco y caliza
 Consumo de diésel de respaldo
 Consumo de arena y aceites^(a)
 Emisiones atmosféricas: As; Benceno; VOC; SO₂^(a); CO₂; Hg; CO^(a); CO₂ (biogénico)^(a), MP₁₀(a); MP_{2,5}; NH₃; Pb; Tolueno; NO_x^(a); pérdida de calor.
 Descargas líquidas de: aceites; Al; As; Bo; Cd; CN; Cl; Cu; Cr VI; Cr total; Sn; F;P; hidrocarburos totales; Fe; índice fenol; Mn; Hg; Mo; Ni; NPK; Pb; Se; TSS; PO₄⁻²; SO₄⁻²; Zn; pérdida de calor.
 Residuos peligrosos como: emulsiones de pinturas remanentes, lámparas fluorescentes.
 Residuos inertes, mezcla de solventes, baterías, y aceite mineral usado.

• **Conversión de energía (CDEC-SIC, 2016; CDEC-SING, 2016; SEA, 2016):**

Generación eléctrica
 Consumo de combustibles
 Uso de agua en la generación eléctrica^(b)
 Producción de aceites residuales^{(b)(d)(f)}
 Generación y consumo de electricidad^(c)
 Consumo de agua potable^{(d)(f)}
 Transporte de trabajadores^(d)
 Residuos domiciliarios^{(c)(f)(e)}
 Producción de residuos líquidos^{(d)(f)}
 Producción de ácido sulfúrico^(e)
 Cantidad de azufre^(e)
 Consumo de agua desmineralizada^(e)
 Cantidad de caliza^(e)
 Cantidad de diésel^(e)
 Cantidad de lodos de tratamiento de efluentes^(e)
 Emisiones fugitivas al aire^{(e)(f)}: SO₂, H₂S.

Es relevante mencionar que en literatura se ha recomendado el uso de parámetros primarios mínimos para la correcta caracterización ambiental de las centrales de generación eléctrica (Curran et al, 2005) los cuales en el presente estudio han sido completamente abordados y complementados.

2.2.2. Cálculo de datos

Considerando que la disponibilidad de datos permite estimar las entradas/salidas de proceso para diversas magnitudes de centrales, se crea un esquema de interpolación lineal que permita calcularlas, dentro de determinados rangos de potencia instalada y energía generada. En particular, el esquema se divide en tres etapas; donde la primera permite estimar las entradas/salidas (I/O) de las operaciones asociadas a la etapa de construcción de las centrales eléctricas (parametrizando por la potencia instalada), la segunda que permite estimar las entradas/salidas (I/O) de las operaciones asociadas a la conversión de energía química contenida en el combustible (en los casos de las tecnologías fósiles), y una tercera que permite la estimación de entradas/salidas de la etapa de generación eléctrica (por 1 kWh_E).

Con el objetivo de obtener información por tecnología para un rango de capacidades instaladas, se cubrió un espectro de diferentes tamaños de centrales, y se calculó un promedio simple entre todas las entradas disponibles tal que se pudieran cubrir la mayor cantidad de aspectos. Este promedio de entradas y salidas de proceso quedó asociado a un promedio de potencia instalada (MW) válido para el rango de centrales consideradas para cada tecnología. El procedimiento se desarrolló de manera análoga en el caso de la operación de las centrales, donde los aspectos quedaban parametrizados por unidad de energía eléctrica producida (kWh_E).

Fuera de este modelo quedan las centrales de co-generación a partir de la formación ácido sulfúrico y las centrales geotérmicas, por no contar con información suficiente.

Como se mencionó anteriormente, este procedimiento considera información primaria recolectada en diferentes niveles, como ser; a nivel de importación de combustibles fósiles, a nivel de proyecto, a nivel de central en operación vigente y a nivel de operación global del sistema eléctrico chileno, con lo cual se constituye como un modelo híbrido de estimación de la carga ambiental, según lo definido en la literatura (Suh et al, 2004). Los modelos híbridos son los que utilizan información de proceso y a nivel sectorial para complementar la toma de decisión sobre los límites del sistema que se selecciona.

En el siguiente esquema se resumen los pasos seguidos para el tratamiento y uso de la información levantada para el modelo parametrizado, con el propósito de ajustar la situación anual de operación de las centrales en cada sistema.

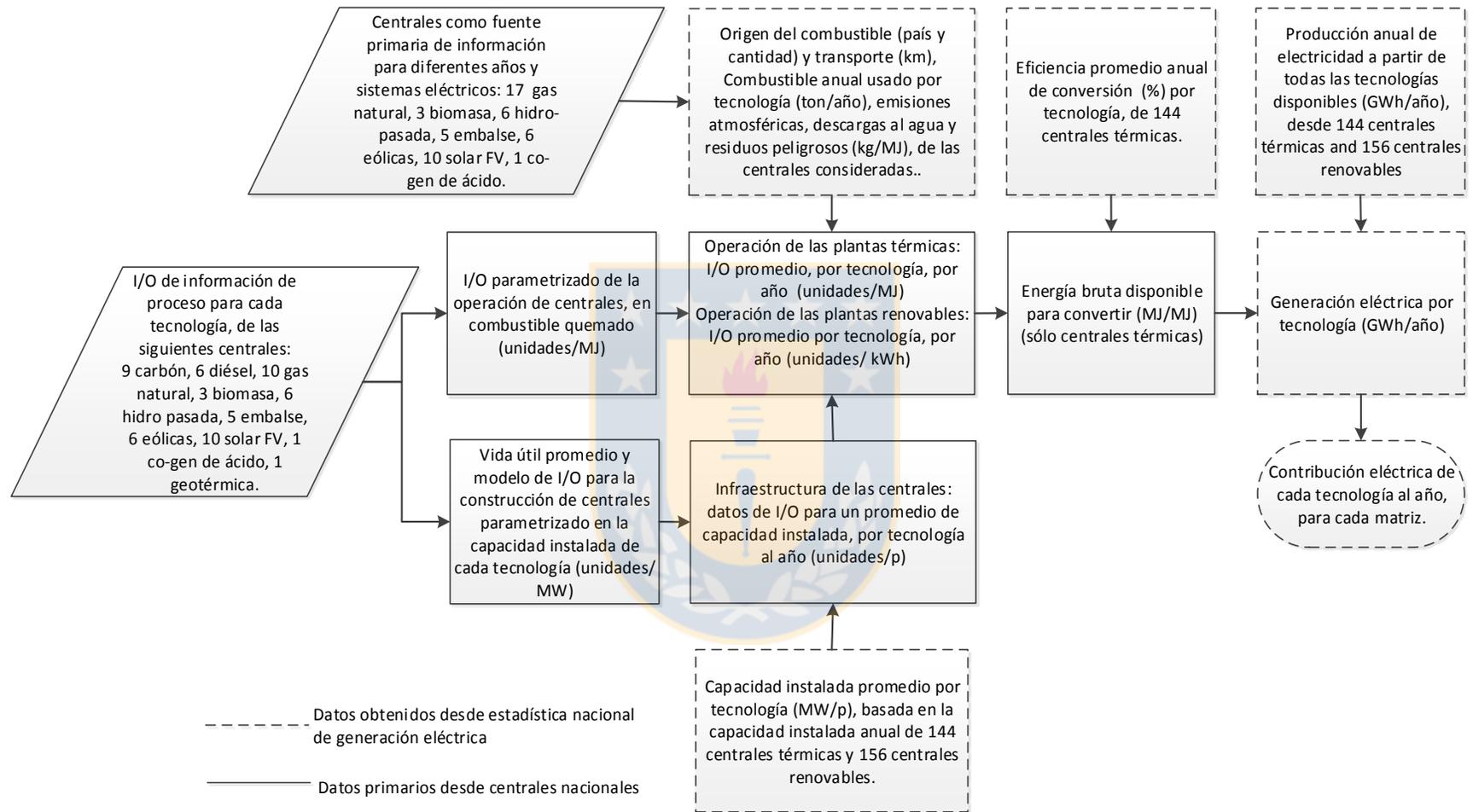


Figura 7: Esquema metodológico de la recolección de datos y el tratamiento de los mismos para generar un modelo parametrizado de la construcción y operación de centrales eléctricas en Chile. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 7, los datos identificados con línea punteada corresponden a aquellos obtenidos desde estadísticas nacionales de generación, y representan tanto el desempeño individual de cada central durante un determinado año, así como el total de la tecnología disponible en cada matriz. De forma análoga, los datos en línea continua corresponden a aquellos obtenidos de los proyectos sometidos a evaluación ambiental, para cada tecnología, y parametrizados para hacerlos representativos de la situación promedio anual.

Es relevante mencionar que en literatura no se encuentra reportado algún modelo de este tipo basado en información primaria. Por lo tanto, una de las contribuciones del presente estudio es el agregar valor a la información disponible sobre el desempeño ambiental y operacional de las centrales de generación eléctrica en Chile, basándose en datos desde fuentes abiertas. Esto se hace aún más relevante si se entiende que es una aplicación disponible para ser utilizada en otros sectores productivos, y cada uno, con desempeños ambientales tan diversos como la minería, construcción o manufactura.

2.3. Evaluación de impacto de ciclo de vida

En la fase de evaluación de impacto de ciclo de vida se calculan los impactos potenciales, según el modelo definido, del inventario de ciclo de vida antes obtenido según lo señalado en el punto 2.2.

2.3.1. Categorías de impacto

En este trabajo se reportan las 10 categorías de impacto que entrega el modelo de impacto CML 2000 versión 2.05.

Estas categorías de impacto son: agotamiento de recursos abióticos (ARA), potencial de acidificación (PA), potencial de eutrofización (PEI), potencial de calentamiento global (PCG), agotamiento de la capa de ozono (ACO), toxicidad humana (TH), ecotoxicidad en agua fresca (ETAF), ecotoxicidad marina (ETM), ecotoxicidad terrestre (TET) y oxidación fotoquímica (OF).

2.3.2. Indicadores y modelo de caracterización

Para transformar los resultados del inventario de ciclo de vida en las categorías de impacto identificadas anteriormente, es necesario el uso de factores de caracterización. Estos factores de caracterización permiten convertir desde unidades físicas, la demanda de recursos, las emisiones atmosféricas así como las descargas al agua y suelo, a una unidad representativa equivalente. De esta forma, todos aquellos elementos que afectan una o más de las 10 categorías de impacto son convertidos de su unidad física a una unidad equivalente que les permite ser sumados entre sí. En el Apéndice A se detallan los principales factores de caracterización por categoría de impacto.

De las 10 categorías de impacto que se calculan sólo 8 se reportan como indicadores ambientales, donde particularmente, los indicadores de agotamiento de recursos abióticos y toxicidad humana se usan como indicadores sociales. La justificación de esta consideración se detalla en la sección 4.

El detalle de la representación y definición de los indicadores ambientales usados se presenta a continuación.

2.3.2.1. Agotamiento de la capa de ozono (ACO)

El indicador de agotamiento de la capa de ozono contiene información sobre la emisión de gases que propenden la reducción de la cantidad de ozono troposférico. Este ozono cumple la función de reducir el paso de la radiación del sol, especialmente de los rayos UVB. La exposición a este tipo de radiación es la principal causa de cáncer a la piel.

Gases como clorofluorocarbonos (CFC) son los principales compuestos degradantes de la capa de ozono. Estos gases están regulados por el Convenio de Montreal, pero aún su uso en países de menor nivel de desarrollo está masificado. El uso de estos gases se asocia a la industria de los propelentes y refrigerantes.

El indicador de degradación de la capa de ozono se calcula como la sumatoria de la masa emitida de los gases degradantes por su respectivo factor de caracterización.

$$\text{Agotamiento de la capa de ozono, } ACO \left(\frac{\text{kg CFC} - 11_{eq}}{\text{kWh}} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times ACO_FC_i) \quad (1)$$

E_i : Emisión másica de gases (kg/kWh)

DCO_FC_i : Factor de caracterización para la degradación de la capa de ozono (kg CFC-11_{eq}/kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de los gases aportantes a la degradación de la capa de ozono.

2.3.2.2. Potencial de oxidación fotoquímica (OF)

La oxidación fotoquímica se relaciona con la generación de gases que promueven la desintegración del oxígeno troposférico, a través de una reacción química promovida por la luz del sol. Esta desintegración de la molécula de oxígeno produce radicales libres de oxígeno los cuales se asocian a otras moléculas de oxígeno y forman ozono. Este ozono produce enfermedades respiratorias, picazón en los ojos e irritación.

Los gases promotores de esta reacción química son principalmente compuestos orgánicos volátiles (COV) junto con otras formas orgánicas de compuestos carbonados (aldehídos, benceno, entre otros.) Estos gases están íntimamente relacionados con la combustión, por lo que el sector eléctrico tiene un fuerte vínculo con la generación de este tipo de subproductos.

La definición del indicador de oxidación fotoquímica es la sumatoria de la masa emitida de cada compuesto por el factor de caracterización respectivo.

$$\text{Potencial de oxidación fotoquímica, } OF \left(\frac{\text{kg } C_2H_2_{eq}}{\text{kWh}} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times OF_FC_i) \quad (2)$$

E_i : Emisión másica de gases (kg/kWh)

POF_FC_i : Factor de caracterización para oxidación fotoquímica (kg C₂H_{2eq}/kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de gases aportantes a la oxidación fotoquímica.

2.3.2.3. Potencial de calentamiento global (PCG)

El efecto invernadero es la capacidad que tienen ciertos gases que se emiten, de modificar la temperatura del ambiente. La temperatura es un factor clave para la conservación de los ecosistemas y su correcto funcionamiento. Además, ésta se relaciona estrechamente con el ciclo del agua, modificando su disponibilidad. Los efectos del calentamiento global se han evidenciado sobretodo en ecosistemas más frágiles como en la Patagonia y en el Ártico.

Las emisiones de gases con efecto invernadero han sido ampliamente estudiadas con el propósito de mitigar los efectos y gestionar acciones para evitar que sigan aumentando los niveles. Estas emisiones están relacionadas directamente con los procesos de combustión y son las fuentes fósiles de combustibles los principales tributarios. De esta forma, la generación eléctrica tiene una contribución relevante a este indicador.

El potencial de calentamiento global se define como la sumatoria de la masa de los gases emitidos por el factor de caracterización de cada uno de los gases descargados. Esto se representa en la ecuación (3).

$$\text{Potencial de calentamiento global, PCG} \left(\frac{\text{kg CO}_{2\text{eq}}}{\text{kWh}} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times \text{PCG_FC}_i) \quad (3)$$

E_i : Emisión másica de gases (kg/kWh)

PCG_FC_i : Factor de caracterización de potencial de calentamiento global (kg CO_{2eq}/kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de gases aportantes al calentamiento global.

2.3.2.4. Potencial de acidificación (PA)

El potencial de acidificación está asociado a la liberación de sustancias que pueden convertirse en ácidos, ya sea en forma de contacto directo con el agua (lluvia ácida) o en forma de deposiciones ácidas (en seco) y que posteriormente reaccionan con el agua. Específicamente la liberación de gases como óxidos de azufre y de nitrógeno reaccionan con el agua produciendo ácido sulfúrico y ácido nítrico, respectivamente, los cuales son dañinos para tierra y cuerpos de agua, ya que modifican su pH. El cambio de pH en estos sistemas puede afectar a la flora y fauna así como a la salud de las personas.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre están relacionadas a los procesos de combustión que son propios de la generación eléctrica. El potencial de acidificación se calcula según la ecuación (4).

$$\text{Potencial de acidificación, PA} \left(\frac{\text{kg SO}_{2\text{eq}}}{\text{kWh}} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times \text{PA_FC}_i) \quad (4)$$

E_i : Emisión másica de gases (kg/kWh)

PA_FC_i : Factor de caracterización de potencial de acidificación (kg SO_{2eq}/kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de gases aportantes a la acidificación

2.3.2.5. Potencial de eutrofización (PEU)

Las descargas al aire, tierra y agua de ciertos compuestos están relacionados al potencial de eutrofización. Estos compuestos son principalmente sustancias inorgánicas capaces de aportar con una alta carga de nutrientes a cuerpos de agua y a la tierra. El exceso de nutrientes puede modificar el equilibrio natural de esos sistemas, haciendo crecer una desproporcionada vegetación en cuerpos de agua y saturando la tierra con nutrientes incapaces de ser degradados.

Compuestos a base de nitrógeno, azufre y fósforo son la base de los nutrientes relacionados a la eutrofización. Estos compuestos están muy relacionados a las actividades agrícolas, pero también se vinculan a la descarga de efluentes y disposición final de residuos sólidos industriales.

En la ecuación (5) se define el cálculo del potencial de eutrofización.

$$\text{Potencial de eutrofización, PEU} \left(\frac{\text{kg PO}_4^{\text{---}} \text{ eq}}{\text{kWh}} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times \text{PEU_FC}_i) \quad (5)$$

E_i : Emisión másica de sustancias (kg/kWh)

PEU_FC_i : Factor de caracterización del potencial de eutrofización (kg $\text{PO}_4^{\text{---}} \text{ eq/kg}$)

$i \rightarrow j$: Correlativo de sustancias aportantes a la eutrofización

2.3.2.6. Ecotoxicidad acuática en agua fresca (ETAF), ecotoxicidad marina (ETM) y ecotoxicidad terrestre (ETT).

Las descargas de contaminantes que afecten potencialmente a cuerpos de agua dulce a lo largo del ciclo de vida, y que como característica principal que pueden contribuir con niveles de toxicidad relevante son las que se cuantifican en esta categoría, y se ponderan según lo define el modelo de impacto. Estas descargas pueden ser al aire, agua, océano y tierra, las cuales en algún momento podrían afectar a los cuerpos de agua dulce. De igual forma, la definición de ecotoxicidad marina y terrestre contiene una definición análoga pero ajustando los potenciales a los respectivos cuerpos receptores.

La definición del indicador se muestra en la ecuación (6) es análoga para la ecotoxicidad marina y terrestre.

$$\text{Ecotoxicidad acuática en agua fresca, ETAF} \left(\frac{\text{kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}}{\text{kWh}} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times \text{ETAF_CF}_i) \quad (6)$$

E_i : Emisión de sustancias (kg/kWh)

ETAF_CF_i : Factor de caracterización para ecotoxicidad en agua fresca (kg 1,4- DB_{eq} /kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de sustancias relacionadas con ecotoxicidad en agua fresca.

2.3.3. Normalización

De la misma forma en que se utiliza un factor de caracterización que permite transformar los inventarios en 10 categorías de impacto, existen factores de normalización que permiten comparar las diferentes categorías de impacto entre sí.

Estos factores de normalización convierten cada categoría de impacto a un puntaje único, el cual permite identificar, según el modelo utilizado para la normalización, cuales categorías de impacto son las más relevantes.

En particular en este trabajo se utilizó la normalización del modelo World, 1995 de CML 2000 ver. 2.05. El detalle de los factores de normalización usados se reportan en el Apéndice A.

2.3.4. Asignación de resultados a categorías de impacto

Como se mencionó, las categorías de agotamiento de recursos abióticos y de toxicidad humana se asocian a indicadores sociales. Para detalles ver sección 4.

2.4. Interpretación de la evaluación de impacto de ciclo de vida

Para favorecer el entendimiento del reporte de los resultados de la evaluación de impacto de ciclo de vida es necesario que se estructuren para que se evidencien los principales aspectos. Por lo anterior, en este trabajo los resultados de los perfiles e indicadores ambientales se reportan bajo los siguientes tres enfoques.

2.4.1. Categorías de impacto por tecnología

Este reporte implica que los resultados de las categorías de impacto se comparan por tecnología, entregando claramente cuales tecnologías son las más intensivas en el perfil ambiental.

2.4.2. Categorías de impacto normalizadas por tecnología

Este reporte implica que los resultados de las categorías de impacto para cada tecnología se normalizan, entregando como resultado cuales categorías de impacto son las más relevantes.

2.4.3. Categorías de impacto por etapa de proceso

Este reporte implica que los resultados se estructuran desagregando las contribuciones de cada etapa de proceso a cada categoría de impacto para una determinada tecnología. De la misma forma, para la matriz eléctrica, se identifican las etapas de los procesos que aportan a las diferentes categorías de impacto.

Este análisis permite identificar que etapa de la cadena de valor es la que contribuye en mayor/menor medida a cada categoría de impacto.

2.4.4. Categorías de impacto por contribución de cada tecnología (para resultados por matriz)

Este reporte aplica sólo al caso de la matriz eléctrica, e implica desagregar los resultados de cada categoría de impacto, por la contribución que a ellas hacen cada tecnología. De este análisis se identifica cuáles son las tecnologías que más/menos aportan a cada categoría de impacto de la matriz.

3. Metodología para la caracterización económica de las tecnologías de generación eléctrica en Chile

Tal como se mencionó previamente, en lo posible es deseable que los indicadores económicos sean cuantificados y desagregados bajo el enfoque de ciclo de vida, pero en este trabajo se contó mayoritariamente con información directa de los procesos. Sin embargo, en la presente sección se reportan, de los puntos identificados en la norma ISO 14.040-44:2006, sólo los pertinentes a la dimensión económica.

3.1. Objetivo y alcance

El objetivo es la cuantificación de indicadores sociales que caractericen las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

3.1.1. Sistema producto analizado

El sistema-producto analizado es la generación eléctrica en la matriz chilena, enviada a los sistemas de transmisión. Este sistema no incluye la etapa de transmisión eléctrica.

3.1.2. Unidad funcional

La unidad funcional declarada es 1 central generadora en operación.

3.1.3. Límites del sistema

La cuantificación del perfil económico de las tecnologías de generación eléctrica en Chile se basó en información disponible en diversas fuentes nacionales. Estas fuentes fueron principalmente reportes que dieron cuenta de la situación económica de las tecnologías de generación eléctrica en Chile en diferentes años. Al contar con esta información desde fuentes formales, en el presente trabajo no se tuvo por objetivo la construcción de la mayoría de estos indicadores.

Los aspectos económicos de la generación eléctrica en su mayoría están representados en términos monetarios. De esto se podría presumir que los valores intentan representar físicamente la intensidad económica de la cadena de valor de la producción de las centrales de generación, la cual incluiría sólo la intensidad económica de los procesos de producción directos, sino que también las etapas asociadas a los proveedores, abarcando un límite de sistema consistente con lo representando en la figura 6. Sin embargo, por no contar con información desagregada por cada etapa del ciclo de vida para estos indicadores, en esta oportunidad son considerados como una caja negra.

Sin embargo, en el futuro, uno de los desafíos sería lograr desagregar y complementar los presentes aspectos económicos incluidos en este trabajo.

3.1.4. Requerimiento, tipos y fuentes de datos

Para el cálculo del perfil económico de la generación eléctrica se utilizaron fuentes nacionales, los cuales brindaron información promedio por tecnología, a diferencia de los datos de proceso que fueron obtenidos por planta.

En particular para el año 2005 y 2009 los indicadores de costo total de capital y costo eléctrico nivelado fueron obtenidos desde un estudio desarrollado por Bennet & Pérez

(2009). Estos mismos indicadores para el año 2015 fueron obtenidos, el primero, desde un estudio encargado por la CNE (CNE, 2016a), y el segundo, desde literatura para la realidad nacional (Silva & Nasirov, 2017) para los que se consideraron los valores medios. En particular, y dado que no se cuenta con información del costo eléctrico nivelado para la biomasa, se utiliza el dato desde los reportes de la IEA (IEA, 2016), considerando una tecnología similar a la nacional (Alemana), con un 10% de tasa de descuento.

En seguida, y para el cálculo de los costos anualizados totales se utilizó el costo eléctrico nivelado multiplicado por la cantidad de electricidad generada por cada tecnología al año. Este último dato se obtuvo desde las estadísticas del CDEC-SING y CDEC-SIC. Por su parte, el cálculo de la sensibilidad al precio del combustible se hizo considerando la razón entre el costo nivelado del combustible y el costo eléctrico nivelado. Para el cálculo del primero se usó el costo de importación de los combustibles (USD/t) reportado por aduanas (Aduanas, 2016), y el rendimiento de las centrales medido en consumo de combustible por unidad de electricidad generada (t/MWh_E). Este último dato se obtuvo de la estadística de la operación de las centrales para los respectivos años y tecnologías. Para la biomasa se consideró el costo nivelado de combustible reportado por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2016) para las centrales en Alemania.

Todos los indicadores económicos monetarios fueron corregidos por la inflación y fueron llevados a precios del año 2015 para facilitar una justa comparación de éstos.

3.1.5. Principales supuestos

El principal supuesto, y que es particularmente clave en esta dimensión, es la validez de los indicadores obtenidos directamente desde literatura. Asimismo, y como se argumentó previamente, para estos indicadores se asume que los montos consideran toda la cadena de valor que se identifica en la figura 6.

La validez de ambos supuestos será materia de análisis en el futuro tal que se explore como una materia de colaboración con expertos economistas.

3.1.6. Limitaciones

Dado que no se cuenta con la desagregación de los indicadores por etapa de proceso, no es posible hacer un análisis más detallado de su comportamiento en la matriz. De igual forma, la acotada cantidad de indicadores de esta dimensión podría aumentar en el futuro, tal que se puedan describir otros aspectos económicos relevantes.

3.1.7. Requerimiento de calidad de datos

En general, los datos utilizados cuentan con un nivel de especificidad por tecnología promedio a nivel nacional, por lo que aspectos específicos podrían estar fuera del alcance.

3.1.7.1. Cobertura tecnológica

Ver punto 2.1.9.1 de este capítulo.

3.1.7.2. Cobertura temporal

La cobertura temporal para los aspectos económicos históricos cubre desde el año 2005 al 2015, y en la proyección de escenarios a futuro cubre desde el año 2017 al 2050.

3.1.7.3. Cobertura geográfica

La cobertura geográfica de la presente dimensión abarca todo el territorio nacional.

3.1.7.4. Representatividad

Como se ha mencionado, los datos del perfil económico se asumen como representativos de la realidad nacional para los años declarados, y será materia de un análisis posterior su verificación.

3.1.7.5. Fuentes de datos

Como se presentó anteriormente, la mayor parte de los datos son secundarios y obtenido desde fuentes expertas y no directamente con las plantas.

3.1.8. Comparación con otros sistemas

Al igual que para los aspectos ambientales, en los capítulos 4 y 5 se individualizan los estudios con los que se comparan los resultados nacionales. En particular, los resultados para Turquía, Reino Unido y México son la base de la comparación.

3.2. Inventario de ciclo de vida

Dado que no se cuenta con datos desagregados de costos por actividad, no es posible obtener un inventario de ciclo de vida económico para las tecnologías.

3.2.1. Recolección de datos

Ver las fuentes declaradas en el punto 3.1.4.

3.2.2. Cálculo de datos

Dado que los indicadores en su mayoría se obtuvieron de manera directa, no fue necesario hacer cálculos intermedios para su obtención.

3.3. Evaluación de impacto de ciclo de vida económico

Al igual que para el inventario, no se cuenta con información intermedia que permita llegar a diferentes categorías de impacto económico, por lo que se utilizan directamente indicadores económicos, los cuales fueron seleccionados según lo propuesto en literatura (Stamford & Azapagic, 2012; Santoyo-Castelazo & Azapagic, 2012).

3.3.1. Indicadores económicos utilizados

Así como la necesidad de contar con indicadores ambientales, la sistematización de indicadores económicos asociados a la generación eléctrica en Chile no se ha desarrollado en un contexto de evaluación de la sustentabilidad. En general, los indicadores económicos son ampliamente conocidos y representan métricas habituales en el mundo de la evaluación de proyectos. Los indicadores económicos abordados en este trabajo se presentan a continuación.

3.3.1.1. Costo total de capital (CTC)

El costo total del capital está relacionado con el nivel de inversión necesario para que una determinada tecnología esté disponible para generar electricidad. Este costo total es proporcional a la capacidad instalada total que se requiere de una tecnología, incluyendo tanto la capacidad operativa como de respaldo.

EL indicador se define según la siguiente ecuación.

$$\text{Costo total de capital, CTC (USD)} = CT_i \times CI_i \quad (7)$$

TC_i : Costo de la tecnología i (USD/kW)

CI_i : Capacidad instalada de la tecnología i (kW)

i : Tipo de tecnología

3.3.1.2. Costo anualizado total (CAT)

El costo que implica año a año tener una determinada tecnología operativa en el país se representa por el costo anualizado total. Este costo incluye la cuota anual del costo de inversión, los costos fijos anuales, los costos variables no combustibles anuales y los costos anuales de combustibles. La ecuación siguiente define el indicador.

$$\text{Costo anualizado total, CAT}_i \left(\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right) = \sum_{i=1}^n (CCA)_i + \sum_{i=1}^n (CFA)_i + \sum_{i=1}^n (CVA)_i + \sum_{i=1}^n (CC)_i \quad (8)$$

CCA_i : Costo de capital anualizado (USD/año)

CFA_i : Costo fijo anualizado (USD/año)

CAV_i : Costo variable anualizado (USD/año)

CC_i : Costo combustible (USD/año)

i : Tipo de tecnología

3.3.1.3. Costo eléctrico nivelado (CEN)

El costo eléctrico nivelado (levelized en inglés) es el indicador más ampliamente usado pues permite una comparación justa entre las diferentes tecnologías, debido a que el costo lo asocia a la cantidad de electricidad que es capaz de producir la tecnología. Es un indicador análogo a los indicadores ambientales, que están definidos con respecto a la cantidad de producto generado.

El costo eléctrico nivelado involucra todos los recursos económicos necesarios para la producción de una unidad de electricidad.

Este indicador se define por la siguiente ecuación.

$$\text{Costo eléctrico nivelado, CEN}_i \left(\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\left[\sum_{t=1}^N \frac{(CAPEX_t + OPEX_t + CC_t)}{(1+r)^t} \right]}{\left[\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t} \right]} \quad (9)$$

$CAPEX_t$: Costo de capital en el año t (USD/año)

$OPEX_t$: Costos operacionales en el año t (USD/año)

CC_t : Costo de combustible en el año t (USD/año)

E_t : Generación eléctrica en el año t (kWh)

r : Tasa de descuento

N: Vida útil del proyecto

i: Tipo de tecnología

3.3.1.4. Sensibilidad al precio del combustible (SPC)

La fracción que representa un cierto nivel de incertidumbre dentro de los costos son los combustibles, debido que dependen de los contratos vigentes y condiciones de mercado. Este indicador representa esta fracción de incertidumbre la cual variará según la relevancia del costo nivelado del combustible en el costo nivelado total.

$$\text{Sensibilidad al precio del combustible, SPC (\%)} = \frac{LFC_i}{LC_i} * 100 (\%) \quad (10)$$

CNC_i : Costo nivelado de combustible (USD/kWh)

CEN_i : Costo eléctrico nivelado (USD/kWh)

i: Tipo de tecnología

3.4. Interpretación de la evaluación de impacto de ciclo de vida

Dado que en esta ocasión no fue posible contar con información desagregada, el análisis de los resultados del perfil económico se reporta sólo de las dos formas a continuación.

3.4.1. Indicadores por tecnología

Este reporte implica que los resultados de los indicadores se comparan por tecnología, entregando claramente cuales tecnologías son las más intensivas en el perfil económico.

3.4.2. Indicadores por contribución de cada tecnología (para resultados por matriz)

Este reporte aplica sólo al caso de la matriz eléctrica, e implica desagregar los resultados de cada categoría de impacto, identificando la contribución que a ellas hace cada tecnología.

4. Metodología para la caracterización social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile

De la misma forma que para los indicadores económicos, el reporte de los aspectos metodológicos de la cuantificación de indicadores sociales se reportan bajo la estructura definida en la norma ISO 14.040-44:2006, detallando sólo aquellos que son pertinentes.

4.1. Objetivo y alcance

El objetivo es la cuantificación de indicadores ambientales que caractericen las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

4.1.1. Sistema producto analizado

El sistema-producto analizado es la generación eléctrica en la matriz chilena, enviada a los sistemas de transmisión. Este sistema no incluye la etapa de transmisión eléctrica.

4.1.2. Unidad funcional

La unidad funcional declarada es 1 tecnología en operación.

4.1.3. Límites del sistema

La cuantificación del perfil social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile se basó en información disponible en variadas fuentes nacionales. Varias de estas fuentes fueron usadas previamente para el cálculo de los perfiles ambientales, y complementadas con otras disponibles.

A diferencia de las dimensiones anteriores, la complejidad de la cuantificación de aspectos sociales es una materia que aún está en pleno estudio, y que para cubrir la cadena de valor requiere contar con mucha más y mejor información de la actualmente disponible. Es por ello que para los fines de este estudio, la mayor parte de los indicadores sociales se refieren principalmente a operaciones directas de la generación eléctrica por tecnología.

4.1.4. Requerimiento de datos

Para el cálculo del perfil social de la generación eléctrica se usó la información de importación de combustibles (Aduanas, 2016), eficiencias de conversión promedio de las tecnologías fósiles (ver Apéndice B), empleos generados directos (SEA, 2016), índice de percepción de la transparencia (Transparency international, 2015) y la toxicidad humana junto con el agotamiento de recursos abióticos se obtuvo del modelo de impacto ambiental CML 2000.

Como se mencionó anteriormente se consideró una total dependencia a la importación para el sector eléctrico, pues los combustibles extraídos a nivel nacional no se utilizan para fines de generación eléctrica. La diversidad del suministro de combustibles se calculó a través de la cantidad de combustibles importada desde cada país proveedor (ver Apéndice B). La importación de combustibles potencialmente evitado se relaciona con la eficiencia de conversión de las unidades en base a combustibles fósiles (ver Apéndice B).

Los datos para el cálculo de la provisión de empleo se obtuvieron desde diversos proyectos de centrales sometidos a evaluación ambiental (SEA, 2018) y considerando la generación eléctrica nacional.

El indicador de corrupción se calculó usando los índices de percepción de la corrupción (CPI por su sigla en inglés) de cada país que suministró combustibles durante los años 2005, 2009 y 2015 (ver Apéndice C). Dado que no se cuenta con el país exacto de origen de la fabricación de cada turbina, sí se cuenta con la marca de cada una, por lo que se supone que éstas son fabricadas en los países donde la marca tiene sus oficinas centrales. De esta forma, se usaron los índices de los países productores de las turbinas eléctricas operativas en Chile (ver Apéndice B). Dado que no se cuenta con datos precisos de la cantidad y marcas de turbinas operativas durante los años 2005 y 2009 se consideran los mismos del año 2015, y se corrigen los índices de percepción de corrupción. Los precios de importación de los combustibles se obtuvieron desde Aduanas (Aduanas, 2016) y los precios de las turbinas de obtuvieron desde un estudio solicitado por la CNE (CNE, 2016a). Las vidas útiles de las turbinas fueron obtenidas desde los proyectos sometidos a evaluación ambiental (SEA; 2016).

Finalmente, los indicadores de toxicidad humana y agotamiento de recursos abióticos son obtenidos desde el modelo de impacto ambiental utilizado (ver sección 2).

4.1.5. Principales supuestos

De la misma forma que para los indicadores ambientales, los indicadores sociales fueron construidos en este estudio, por lo que los principales supuestos consisten en que todos los combustibles fósiles se asumen como importados y que la eficiencia representativa de los sistemas térmicos es el promedio simple de las eficiencias de las centrales a carbón, gas natural y diésel. Esto último es para el cálculo del indicador de reemplazo potencial de energéticos. Además son válidos los mismos supuestos del punto 2.1.7 que aplican a las categorías de impacto ambiental que se asumen como indicadores sociales.

También se asume que las marcas de turbinas y paneles FV, que están disponibles sólo para el año 2015, son las mismas que están operativas en los años 2005 y 2009, donde sólo se corrige el valor del índice de corrupción.

4.1.6. Limitaciones

De la misma forma que para los indicadores económicos, los indicadores sociales están estrechamente relacionados a los procesos directos de generación eléctrica, por lo que no es posible hacer una desagregación de los mismos por etapa de proceso.

4.1.7. Requerimiento de calidad de datos

En general, los datos utilizados cuentan con un nivel de especificidad por tecnología promedio a nivel nacional, por lo que aspectos específicos podrían estar fuera del alcance.

4.1.7.1. Cobertura tecnológica

Ver punto 2.1.9.1 de este capítulo.

4.1.7.2. Cobertura temporal

La cobertura temporal para los aspectos sociales históricos cubre desde el año 2005 al 2015, y en la proyección de escenarios a futuro cubre desde el año 2017 al 2050.

4.1.7.3. Cobertura geográfica

La cobertura geográfica de la presente dimensión abarca todo el territorio nacional.

4.1.7.4. Representatividad

Como se ha mencionado, la mayor parte de los datos del perfil social fueron obtenidos desde fuentes nacionales, por lo que se consideran representativos de ésta para los años declarados.

4.1.7.5. Fuentes de datos

Como se presentó anteriormente, la mayor parte de los datos son de origen primario.

4.1.8. Comparación con otros sistemas

Al igual que para los demás aspectos, en los capítulos 4 y 5 se individualizan los estudios con los que se comparan los resultados nacionales. En particular, los resultados para Turquía, Reino Unido y EEUU son la base de la comparación.

4.2. Inventario de ciclo de vida

Dado que no es posible contar con indicadores desagregados por etapa de ciclo de vida, no es posible obtener un inventario de ciclo de vida social para las tecnologías.

4.2.1. Recolección de datos

Ver las fuentes declaradas en el punto 4.1.4.

4.2.2. Cálculo de datos

Para el cálculo de los indicadores se utiliza su definición. Ver punto 4.3.2.

4.3. Evaluación de impacto de ciclo de vida social

Al igual que para el inventario, no se cuenta con información intermedia que permita llegar a diferentes categorías de impacto social, por lo que se utilizan directamente indicadores sociales, los cuales fueron seleccionados según lo propuesto en literatura (Stamford & Azapagic, 2012).

4.3.1. Categorías de impacto

Como se mencionó previamente, la cuantificación de indicadores sociales es aún un proceso en curso y que muy acotados esfuerzos se han identificado. Para Chile, a la fecha, no se registran estudios previos con la cuantificación de este tipo de indicadores.

Los aspectos sociales de la generación eléctrica fueron cubiertos por los siguientes indicadores:

- Seguridad energética, medida como dependencia de las importaciones (DI), importación de combustibles potencialmente evitados (ICPE), y diversidad del suministro de combustibles (DSC).
- Provisión de empleos, medido como provisión de empleos (PE)
- Impacto en comunidades locales, medido como índice de corrupción (IC).
- Aspectos intergeneracionales, medido como toxicidad humana (TH) y agotamiento de recursos abióticos (ARA).

Si bien estos aspectos sociales se configuran como categorías de impacto, hoy no existe consenso en la aplicación de los factores de caracterización, y más aún, en su cuantificación, tal que permitan transformar los indicadores en categorías de impacto. Estas metodologías aún se encuentran en desarrollo, por lo que sin duda, en el futuro se podrían implementar mejoras.

4.3.2. Indicadores sociales utilizados

Al igual que para las demás dimensiones, los indicadores sociales de la generación eléctrica en Chile es un tema aún en desarrollo. En particular, estos indicadores han sido seleccionados para dar cuenta de la situación local y se basó directamente en lo propuesto en literatura (Stamford & Azapagic, 2012). Específicamente, el aspecto cubierto por el índice de corrupción es una mejora novedosa de la propuesta de Stamford & Azapagic (2012) y que no ha sido reportado en literatura. Los indicadores de aspectos intergeneracionales están definidos así pues están estrechamente ligados a la capacidad de proyectar el futuro de la sociedad de la manera que hoy existe, cuantificando potenciales

impactos a la salud humana y privaciones de recursos abióticos en el futuro que no podrán ser usados para otros fines.

A continuación se presenta la definición de los indicadores sociales desarrollados en este estudio.

4.3.2.1. Dependencia de importaciones (DI)

La vinculación con países extranjeros para la producción de electricidad, tiene implicancias económicas y sociales. Las primeras implican un intercambio comercial detrás y por lo mismo un grado de dependencia. Las implicancias sociales están asociadas al nivel de vulnerabilidad del suministro de insumos para la generación eléctrica, y dado que la vulnerabilidad se relaciona con la seguridad energética, es que este indicador se considera dentro del grupo de indicadores sociales. Este indicador está relacionado exclusivamente con el combustible, el cual Chile prácticamente importa el 100% para propósitos eléctricos.

Altos grados de seguridad energética brindan estabilidad y continuidad de suministro, y por ende, confiabilidad en la provisión eléctrica a toda la población.

$$\text{Dependencia de la importación, DI (\%)} = \frac{MCIC}{MTCC} * 100 \quad (11)$$

MCIC: Masa total de combustible importado consumido (kg/año)

MTCC: Masa total de combustible consumido (kg/año)

4.3.2.2. Provisión directa de empleos (PE)

La creación directa de empleos es siempre uno de los elementos recurrentes cuando se busca identificar beneficios sociales de proyectos de inversión. En este caso particular, la generación de empleos a lo largo de ciclo de vida involucra cuantificar los puestos de trabajo indirectos y directos. Los primeros son puestos de trabajos asociados a las etapas de extracción/refinación de combustible, de transporte y producción de equipamientos importados. Por su parte, los empleos directos corresponden a los creados durante la fase de construcción y durante la fase de operación. Debido a la falta de información de las fases indirectas, en el presente estudio se enfoca en la generación de empleo directo.

La generación directa de empleos se define de acuerdo a la ecuación siguiente.

$$\text{Provision directa de empleos, PE} \left(\frac{\text{persona} \times \text{año}}{\text{TWh}} \right) = \frac{\sum_{i=1}^j (T_i \times t_i)}{E_{tot}} \quad (12)$$

T_i : Trabajadores contratados en la etapa i (persona)

t_i : Duración del empleo en la etapa i (años)

E_{tot} : Generación eléctrica total durante la vida útil de la tecnología (TWh)

$i \rightarrow j$: Etapas directas del proceso

4.3.2.3. Índice de corrupción (IC)

La globalización de los mercados ha promovido la inclusión y vínculos económicos entre los países. Este intercambio comercial cubre un amplio rango de productos incluyendo combustibles y equipamientos de centrales eléctricas. Debido al vínculo comercial entre los

países, es razonable asumir que las transacciones comerciales contribuyen a los regímenes políticos y económicos de los países proveedores. Este supuesto se puede cuantificar a través del uso del Índice de Percepción de la Corrupción (Transparency International, 2017) (CPI, por su sigla en inglés) y el valor económico de la mercancía transada.

Para este indicador se incluyó información asociada a las etapas de construcción y operación de las centrales. Particularmente para la fase de construcción se consideró los países de origen de la marca de las turbinas de cada tecnología presente en Chile. Otros equipos no fueron incluidos debido a la falta de información oficial de su procedencia o marca. Sin embargo, en el futuro y siguiendo el mismo procedimiento metodológico se pueden incorporar otros elementos. Para la etapa de operación se trabajó con los combustibles y sus respectivos países de origen.

En el presente estudio se propone una novedosa variante del indicador reportado por Stamford & Azapagic (2012). Esta variante considera el valor económico de la transacción de bienes, cuantificada como USD/kWh. En el caso de los combustibles se considera el precio promedio y la masa de combustible importado así como la cantidad total de electricidad generada por cada tecnología. Por otro lado, se considera la información disponible de las turbinas operativas durante el año 2015, por tecnología. Esta información corresponde a la cantidad de turbinas de cada marca y a la procedencia de cada marca, por tecnología. El índice de percepción de la corrupción se relacionó con el país de origen de la marca. El precio de las turbinas fue obtenido desde un reporte específico para las diferentes tecnologías de generación eléctricas en Chile. La vida útil y la cantidad de electricidad anual generada se obtuvieron desde reportes de plantas locales.

El procedimiento de cálculo del índice de percepción de corrupción se presenta a continuación.

$$\text{Índice promedio de percepción de corrupción, } IMPC_k \text{ (adimensional)} = \sum_k^l (w_k \times IPC_k) \quad (13. a)$$

IPC_k : Índice de percepción de la corrupción en los países relacionados con el suministro k (adimensional)

w_k : proporción de suministro k importado por cada país (adimensional)

$k \rightarrow l$: Suministro de combustibles o equipos (e.g. combustibles, turbinas, calderas, etc.)

$$\text{Índice ponderado de percepción de corrupción, } IPPC_k \left(\frac{USD}{kWh} \right) = (IMPC_k \times VE_k) \quad (13. b)$$

VE_k : Valor económico específico del suministro k (USD/kWh)

$$\text{Índice de corrupción, } IC \text{ (adimensional)} = \frac{\sum_i^j IPPC_i}{\sum_i^j \left(\frac{IPCC}{IMPC} \right)_i} (\text{ptos. } 0 - 100) \quad (13)$$

$IPPC_k$: Índice ponderado de percepción de la corrupción de los países relacionados con el suministro k (USD/kWh)

$IMPC_k$: Índice medio de la percepción de la corrupción de los países relacionados con el suministro k (adimensional)

$i \rightarrow j$: Etapa de generación eléctrica relacionada con el ítem (e.g. construcción, operación)

4.3.2.4. Diversidad de suministro de combustible (DSC)

La estrecha dependencia a ciertos países que son proveedores de combustible es lo que se busca cuantificar a través de esta adaptación del índice de Simpson. A través de este indicador es posible identificar el nivel de dependencia a un solo proveedor para las importaciones de diésel, carbón y gas natural. De esta forma, mientras mayor sea el DSC más diversificada estará la matriz de importación de modo que se evitan dependencias estrechas.

$$Div. de sum. de comb., DSC (adimensional) = P_{in} + P_{im} \left[1 - \frac{\sum_c n_c(n_c - 1)}{9900} \right] (rango 0 - 1) \quad (14)$$

P_{in} : Proporción de demanda de combustible suministrada por fuentes nacionales (adimensional)

P_{im} : Proporción de la demanda nacional de combustibles que es importada (adimensional)

n_c : Porcentaje de combustible importado desde el país c

4.3.2.5. Toxicidad humana (TH)

Tal como la ecotoxicidad, la toxicidad humana es el potencial asociado a las descargas de contaminantes al aire, agua y suelo, de impactar en la salud humana de la población que está asociada a lo largo del ciclo de vida de la producción de un bien. La toxicidad humana por ser una categoría de impacto relacionada con la sociedad está en la dimensión social. Se define según la ecuación (15).

$$Toxicidad humana, TH \left(\frac{kg \ 1,4 - DB_{eq}}{kWh} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times TH_FC_i) \quad (15)$$

E_i : Masa de sustancia aportante (kg/kWh)

TH_FC_i : Factor de caracterización de toxicidad humana (kg 1,4-DB_{eq}/kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de sustancia aportante a la toxicidad humana

4.3.2.6. Agotamiento de recursos abióticos (ARA)

La merma en la disponibilidad de fuentes de energía, así como metales y minerales son recursos que están cuantificados en esta categoría. Estos recursos son fundamentales para las actividades productivas en general y se pretende que su uso sea reducido y en lo posible permita proyectar su disponibilidad a lo largo de las generaciones. Se define según la ecuación (16).

$$Agotamiento de recursos abióticos, ARA \left(\frac{kg \ Sb_{eq}}{kWh} \right) = \sum_{i=1}^j (E_i \times ARA_FC_i) \quad (16)$$

E_i : Masa de recursos consumido (kg/kWh)

ARA_FC_i : Factor de caracterización para el agotamiento de recursos (kg Sb_{eq}/kg)

$i \rightarrow j$: Correlativo de los recursos considerados para el cálculo del agotamiento

4.4. Interpretación de la evaluación de impacto de ciclo de vida

Dado que en esta ocasión no fue posible contar con información desagregada, el análisis de los resultados del perfil social se reporta sólo de las dos formas indicadas a continuación.

4.4.1. Indicadores por tecnología

Este reporte implica que los resultados de los indicadores se comparan por tecnología, entregando claramente cuales tecnologías son las más intensivas en el perfil social.

4.4.2. Indicadores por contribución de cada tecnología (para resultados por matriz)

Este reporte aplica sólo al caso de la matriz eléctrica, e implica desagregar los resultados de cada categoría de impacto, identificando la contribución que a ellas hacen cada tecnología.

En la Tabla 2 se presenta, a modo de recapitulación, los indicadores usados para caracterizar las dimensiones ambientales, económicas y sociales, así como las fuentes de información para la construcción de cada uno.

Tabla 2: Resumen de las fuentes de información usadas para el cálculo de los indicadores ambientales, económicos y sociales de la generación eléctrica en Chile durante los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: elaboración propia.

	Indicador	Unidad	Fuente de información
Ambiental	Agotamiento de la capa de ozono (ACO)	kg CFC-11 _{eq} /kWh	Resultados capítulo 4 (sección 3), y capítulo 5 (sección 4).
	Oxidación fotoquímica (OF)	kg C ₂ H _{2eq} /kWh	
	Potencial de calentamiento global (PCG)	kg CO _{2eq} /kWh	
	Potencial de acidificación (PA)	kg SO _{2eq} /kWh	
	Potencial de eutrofización (PEU)	kg PO _{4eq} ⁻⁻⁻ /kWh	
	Ecotoxicidad en agua fresca (ETAF)	kg 1,4 DB _{eq} /kWh	
	Ecotoxicidad marina (ETM)	kg 1,4 DB _{eq} /kWh	
	Ecotoxicidad terrestre (ETT)	kg 1,4 DB _{eq} /kWh	
Económico	Costo total de capital (CTC)	USD/kW	Reportes de la comisión nacional de energía (CNE, 2016a; CNE, 2017), Barnet & Perez (2009)
	Costo anualizado total (CAT)	USD/año	Silva & Nasirov (2017), Barnet & Perez (2009), Estadísticas de generación eléctricas (CDEC-SING, 2016; CDEC-SIC, 2016)
	Costo eléctrico nivelado (CEN)	USD/MWh	Silva & Nasirov (2017), Barnet & Perez (2009)
	Sensibilidad al precio del combustible (SPC)	adimensional	Registros de importación de Aduanas de Chile (Aduanas, 2016) y estadísticas de generación eléctrica (CDEC-SING, 2016; CDEC-SIC, 2016)

Social	Dependencia a la importación (DI)	%	Balance nacional de energía (CNE, 2016b) y registros de aduanas nacionales (Aduanas, 2016).
	Importación de combustibles potencialmente evitada (IFPA)	toe/kWh	Eficiencia de conversión promedio anual por tecnología en Chile para los años 2005, 2009 y 2015 (Vega-Coloma & Zaror, 2018).
	Diversidad en el suministro de combustibles (DSC)	%	Registros de aduanas nacionales (Aduanas, 2016)
	Provisión de empleos (PE)	Persona*año/TWh	Proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental (SEA, 2018) y estadísticas de generación eléctrica (CDEC-SING, 2016; CDEC-SIC, 2016)
	Índice de corrupción (IC)	adimensional	Registros nacionales de aduanas (Aduanas, 2016), índice de percepción de la corrupción (Transparency International, 2017) e información técnica de las unidades generadoras, Coordinador Eléctrico Nacional (CEN, 2018)
	Toxicidad humana (TH)	kg 1,4 DB _{eq} /kWh	Resultados capítulo 4 (sección 3), y capítulo 5 (sección 4).
	Agotamiento de recursos abióticos (ARA)	kg Sb _{eq} /kWh	

5. Metodología para la caracterización ambiental, económica y social de la matriz eléctrica chilena.

A partir de los resultados de la caracterización ambiental, económica y social de cada tecnología, en los respectivos años evaluados, es posible obtener el perfil de la matriz eléctrica (ya sea el SING, SIC y sistema nacional). Para esto se hace la ponderación de cada indicador, por la contribución de cada tecnología. De otra forma, esta ponderación se expresa a través de la ecuación (17).

$$I_{j,M} = \sum_{i=1}^n x_i * I_{j,i} \quad (17)$$

Donde $I_{j,M}$ es el indicador j en la matriz eléctrica M , x_i es el porcentaje de la contribución de la tecnología i en un determinado año, e $I_{j,i}$ es el indicador j de la tecnología i .

Luego, y para el cálculo específico de la matriz eléctrica nacional en condiciones de interconexión SING+SIC, el cálculo de sus indicadores ambientales se hace según la siguiente ecuación

$$I_{\text{Sistema Nacional}} = y_{\text{SING}} * I_{\text{SING}} + y_{\text{SIC}} * I_{\text{SIC}} \quad (18)$$

Donde la $I_{\text{sistema nacional}}$ es la matriz de los indicadores del sistema nacional, $y_{\text{SING (SIC)}}$ es la proporción de energía que aporta el SING/SIC al sistema nacional e $I_{\text{SING (SIC)}}$ es la matriz de indicadores del SING/SIC, según corresponda. En particular para los años 2005, 2009 y 2015 la contribución del SING es 25%, 26,3% y 25,8%. Por su parte, el SIC contribuye con 75%, 73,7% y 74,2% para los años 2005, 2009 y 2015, respectivamente.

Los detalles de la composición de la matriz del SING, SIC e interconexión nacional entre los años 1995-2015, y la proyección al año 2050 se encuentran en el Apéndice B.

6. Metodología para la integración de aspectos ambientales, económicos y sociales de la generación eléctrica en Chile.

En el presente estudio se desarrolla un Análisis Multicriterio (AMC) como marco metodológico para la integración de los aspectos ambientales, económicos y sociales. Este AMC se desarrolla a través del software libre web-HYPRE que se encuentra disponible en línea ([www. http://hipre.aalto.fi/](http://hipre.aalto.fi/)).

Esta metodología permite la integración de dimensiones, a través del uso de indicadores que no necesariamente están en una misma base física. Es decir, permite integrar los indicadores ambientales, económicos y sociales tal como están cuantificados en este estudio sin necesidad de hacer alguna conversión adicional para hacerlos comparables entre sí.

En términos generales, el AMC lo que busca es proveer una respuesta de cuál sería la solución más compatible con la función objetivo definida, a través de una jerarquización de los criterios comparados para cada alternativa analizada, y la respectiva importancia que se desea entregar a cada uno de estos criterios. En la figura 8 se presenta un esquema de los elementos involucrados en la aplicación del AMC para el presente estudio.

Lo anterior, aplicado al sistema-producto que se está analizando en este estudio quiere decir que, se busca evaluar cuantitativamente la sustentabilidad de las tecnologías/matrices/escenarios eléctricos, a través de la integración de las dimensiones ambientales, económicas y sociales. Cada dimensión está caracterizada por 8, 4 y 7 indicadores, respectivamente, los cuales tienen magnitudes específicas para cada tecnología y año.

Para hacer la integración es necesario especificar las variables que definen a las tecnologías a través de dos elementos: la magnitud de los indicadores y la ponderación de cada indicador. El primero de estos está determinado por sus atributos ambientales, económicos y sociales (calculados previamente), y el segundo, está determinado por el criterio del analista que evalúa la integración.

Particularmente, los indicadores de cada tecnología o matriz, son sometidos a un proceso de jerarquización según qué tan lejos/cerca están del peor valor de ese indicador, definido como “valor cero” (el mejor valor para ese indicador tiene un puntaje de 1). Esta jerarquización entrega un puntaje a cada indicador según la distancia con el “valor cero”, y se calcula a través de una recta o polinomio que defina esta jerarquización. A partir de esto, se tiene como resultado una matriz de puntajes específicos por tecnología.

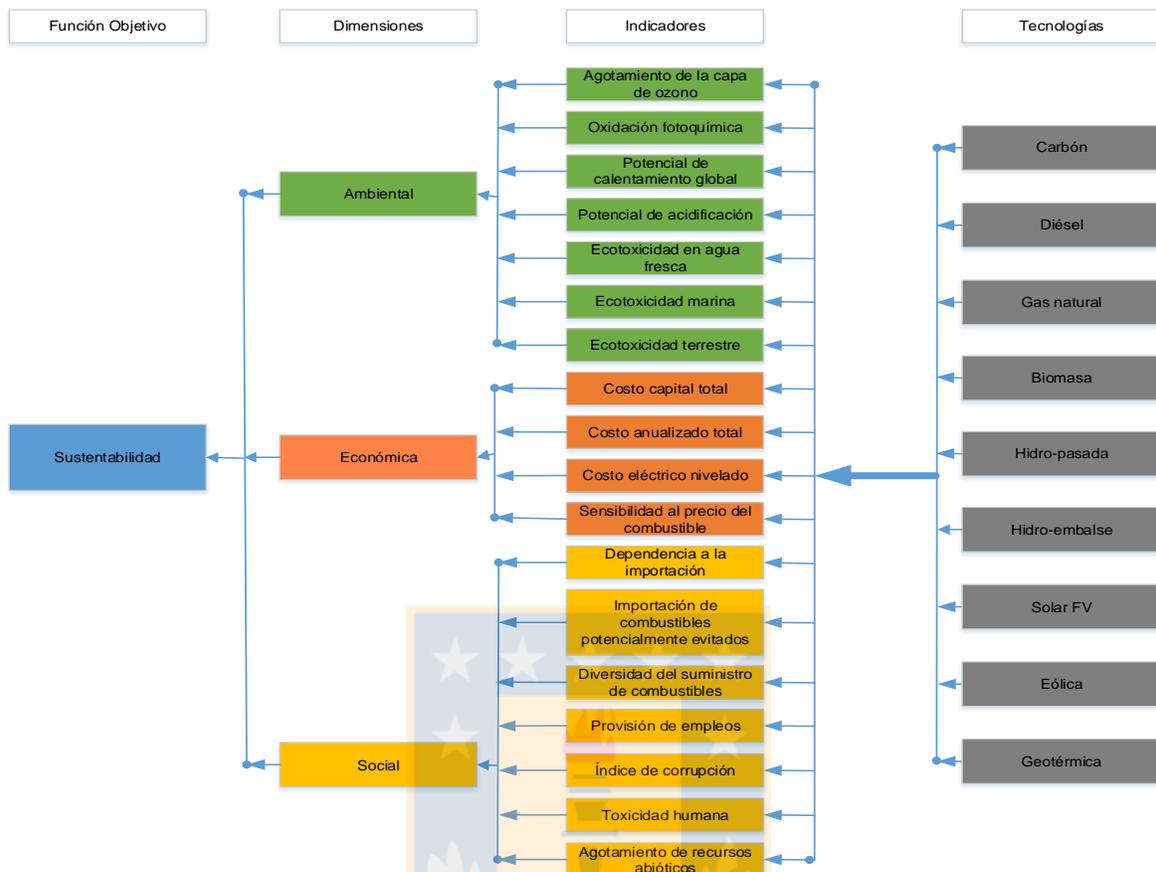


Figura 8: Esquema relacional de los parámetros involucrados en el proceso de toma de decisión, usando Análisis Multi-Criterio para la evaluación de la sustentabilidad de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en Chile. Fuente: elaboración propia.

Es importante señalar, que dada la diversidad de indicadores y la información que éstos representan, en algunos casos puede ser que el indicador más deseable sea el que tiene la mayor magnitud, y en otros casos puede ser que el indicador más deseable sea el que tiene una menor magnitud (e.g. provisión de empleo y calentamiento global, respectivamente). Esta diferencia se debe representar en la jerarquización de modo que la recta o polinomio quede especificado en el sentido que corresponde.

Por su parte, la ponderación es un parámetro que el evaluador define y que se espera sea representativo de algún criterio específico para la toma de decisión.

6.1. Método de priorización usado

Los métodos de priorización más ampliamente reportados en procesos de toma de decisión son el Proceso de Jerarquización Analítica (AHP, por su sigla en inglés), y la Teoría de Valores Multiatributos (MAVT, por su sigla en inglés), siendo este último el método usado en este trabajo porque requiere de menos información validada.

La MAVT se basa en la creación de una función polinomial (o recta) que se genera con los valores máximos y mínimos para una misma variable (indicador en este caso). Esta función se relaciona con puntajes entre 0 y 1 que corresponden a los puntajes de la jerarquización.

Dado que cada tecnología tiene un valor específico del indicador, es posible a su vez, relacionarlo con un puntaje de jerarquización.

En particular, para los resultados de esta investigación, en la figura 9 se muestra el rango para el indicador de provisión de empleo, donde el mejor valor en el eje X lo tiene la biomasa ($x = 1$; 558 persona*año/TWh) y el peor ($x = 0$) lo tiene las centrales de embalse (30,3 persona*año/TWh). Entre estos dos valores de indicador se proyecta una función recta, en este caso, que se interseca con los demás indicadores. Cada intersección equivale a un puntaje entre 0 y 1 (ver eje Y).

En particular, en este trabajo se define que los mayores puntajes corresponden a las tecnologías/matrices/proyecciones más sustentables.

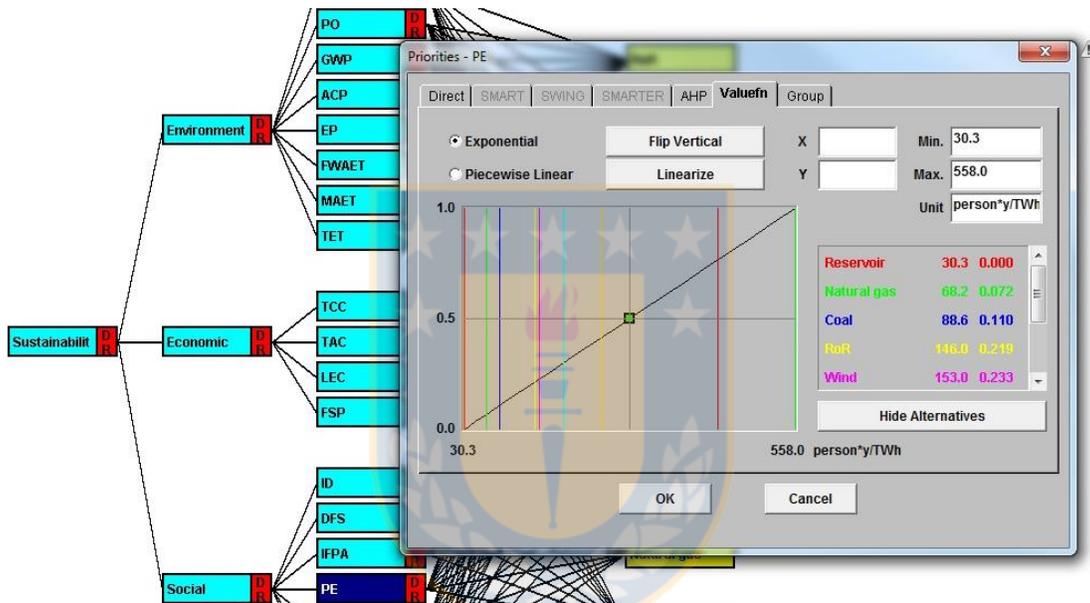


Figura 9: Priorización lineal en el software Web-HYPRE, para el indicador de provisión de empleo, para las tecnologías de generación eléctrica en Chile para el año 2015. Fuente: elaboración propia.

Tal como se muestra, de la aplicación de esta equivalencia, se jerarquizan las tecnologías para cada indicador. En particular, para el indicador de provisión de empleo, se tiene que el puntaje del gas natural es 0,072; para el carbón es de 0,110; para las centrales de pasada es de 0,219, entre otros. Luego, la suma de todos los puntajes que se tienen para un mismo indicador (en este caso 3,122), se convierte en el factor de normalización por el cual hay que dividir todos los puntajes, para así tener puntajes normalizados tal que la suma de ellos sea 1.

Estos puntajes normalizados son los que se definen como puntaje priorización, y se muestran en la figura 10 para el mismo ejemplo del indicador de provisión de empleo.

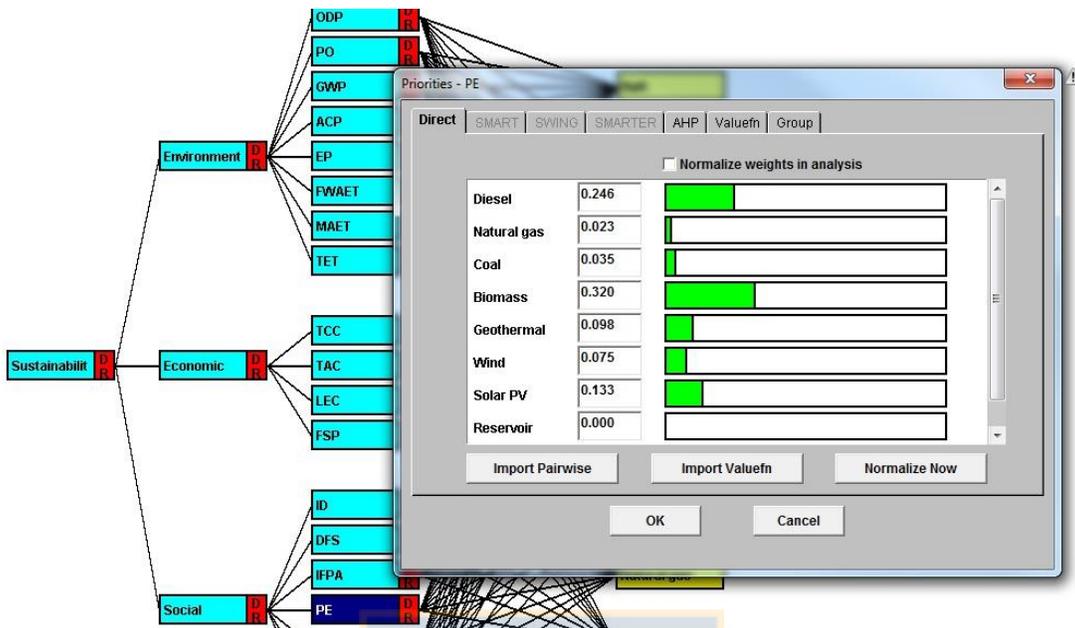


Figura 10: Puntaje de priorización calculado en el software Web-HYPRE, para el indicador de provisión de empleo para las tecnologías de generación eléctrica en Chile para el año 2015. Fuente: elaboración propia.

Estos puntajes de priorización son a continuación multiplicados por el puntaje de ponderación de cada indicador, para obtener el puntaje global de la dimensión.

6.2. Método de ponderación usado

De la misma forma que para los métodos de priorización existen varios métodos de ponderación. Métodos como SMART, SWING y SMARTER han sido desarrollados para que en el cálculo de la ponderación se incorporen dos variables; la importancia absoluta de cada atributo y un puntaje que refleje la relevancia de cada atributo con respecto al peor de éstos. Sin embargo, y dado que el afán de este estudio es prospectivo, se utiliza el método de ponderación Directa, el cual requiere de la asignación de un valor entre 0,001 a 9999 a las 3 dimensiones y a los diferentes indicadores dentro de cada una de éstas. Esto implica que dado que se cuentan con tres dimensiones para integrar; ambiental, económica y social, cada una tendrá una ponderación de $1/3=0,333$. Esta evaluación es consistente con lo planteado en la Hoja de Ruta 2050 la cual definió que no habría jerarquías dentro de las dimensiones que componen la sustentabilidad del sector eléctrico nacional.

De forma análoga, y dado que en este primer análisis no se pretende evaluar especiales énfasis en indicadores, la dimensión ambiental cuenta con 8 indicadores por lo que la ponderación de cada indicador será $1/8=0,125$. Las dimensiones económicas y sociales cuentan con 4 y 7 indicadores, por lo que cada indicador tendrá una ponderación de $1/4=0,25$ y $1/7=0,142$, respectivamente.

6.3. Cálculo del índice de sustentabilidad

Finalmente, para el cálculo del índice de sustentabilidad es necesario calcular el puntaje de cada dimensión la cual está definida a través de la siguiente ecuación (Mustajoki & Hämäläinen, 2000):

$$v(x) = \sum_{i=1}^n w_i * v_i(x_i) \quad (19)$$

Donde x_i es el valor del indicador i para una determinada tecnología, luego, la función $v_i(x_i)$ es el puntaje de priorización del indicador i con respecto a los demás evaluados, w_i es la ponderación del indicador i , y $v(x)$ es el puntaje de la dimensión evaluada.

En este caso, habría 3 dimensiones las cuales deben a su vez, ponderarse por la relevancia de cada una al sumarse para obtener el puntaje total de sustentabilidad, según la ecuación (20).

$$S(x) = W_{ambtal.} * v_{ambtal.}(x) + W_{económ.} * v_{económ.}(x) + W_{social} * v_{social}(x) \quad (20)$$

Donde $S(x)$ es la función sustentabilidad, W_i es el factor de ponderación de la dimensión i , y $v(x)$ es el puntaje de la dimensión evaluada.

6.4. Herramientas utilizadas para aplicación del Análisis Multicriterio.

Como se mencionó previamente, para el desarrollo del AMC se utiliza el software web-HYPRE (Mustajoki & Hämäläinen, 2000) el cual es de libre acceso. Para el uso de este software es necesario definir todas las variables que se van a considerar y sus respectivas líneas relacionales (ver esquema en Apéndice D).

Dado que se debe especificar el valor de todos los indicadores al software, es posible hacerlo a través de la importación de una planilla EXCEL, lo que permite evitar errores de digitación.

Finalmente, la propuesta metodológica aquí explicitada se desarrolla en los capítulos siguientes siguiendo la misma estructura, aplicada a la evaluación histórica de las tecnologías de generación eléctrica (capítulo 4), la evaluación histórica de las matrices eléctricas (capítulo 5), y la evaluación de la proyección futura de la matriz eléctrica (capítulo 6).

CAPÍTULO 4. CUANTIFICACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES PARA LA EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE SUSTENTABILIDAD DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.

El presente capítulo tiene por objetivo la estimación de los perfiles ambientales, económicos y sociales de cada tecnología de generación eléctrica disponible en Chile. En particular, la estimación del perfil ambiental se desarrolla sobre la base diferenciada de las matrices del SING y del SIC, con el objetivo de evidenciar diferencias operacionales que podrían ser relevantes. Además, la estimación del perfil ambiental se realizó sobre la base de la operación de los años 1995 al 2015 constituyendo así una línea base robusta. Por su parte, el perfil económico y social se desarrolla para cada tecnología a nivel nacional y sobre la base de las condiciones de los años 2005, 2009 y 2015, con el propósito de sensibilizar algunos aspectos de mercado y tecnológicos que podrían impactar en estos perfiles. A partir de estos resultados se evalúa la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica disponibles en cada año, y se sensibiliza la jerarquización resultante.

Es importante señalar que el perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile se encuentran contenidas en los resultados por matriz reportados en el artículo “*Environmental impact profile of electricity generation in Chile: a baseline study over two decades*” publicado en *Renewable and Sustainable Energy Reviews 94 (2018) 154-167*, como parte de la presente tesis doctoral (ver Apéndice F).

De esta manera, en el presente capítulo se presentan primero los perfiles ambientales de las tecnologías para el período comprendido entre los años 1995 y 2015, seguido del análisis comparativo de los impactos evaluados, considerando datos del año 2015 y complementado con el análisis de contribuciones por etapa de ciclo de vida del proceso. Luego, se presentan los resultados del perfil económico de las tecnologías para los años 2005, 2009 y 2015, analizando además las principales variaciones. De manera análoga se presentan los resultados del perfil social de las tecnologías de generación eléctrica durante los años 2005, 2009 y 2015, analizando también sus principales variaciones. Finalmente, estos resultados son usados para evaluar la sustentabilidad de las tecnologías disponibles en el país en los años mencionados, junto con un análisis de sensibilidad seguido de las conclusiones del capítulo.

1. Aspectos generales

Durante los años 1995 y 2015, tuvieron lugar diversos cambios en las matrices eléctricas chilenas, donde la incorporación de nuevas tecnologías, la disponibilidad de recursos primarios así como condiciones de mercado determinaron el desempeño ambiental, económico y social durante el período.

En particular, y dada la disponibilidad de datos, el análisis ambiental se efectuó para un horizonte de tiempo de 20 años, mientras que el análisis económico y social se realizó sólo para los últimos 10 años.

Si bien las centrales geotérmicas no se encuentran disponibles durante el periodo evaluado, se incluyeron con el propósito de analizar su efecto y por contar con información en las tres dimensiones. Por otro lado, las centrales de co-generación de ácido sólo se consideraron para el perfil ambiental, pues es una tecnología específica y a la fecha no se cuenta con información económica y social para su caracterización.

Las tecnologías consideradas en este análisis se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Tecnologías instaladas en el SING y en el SIC y aspectos operacionales relevantes considerando el año base 2015. Fuente: elaboración propia.

<i>Tecnologías</i>	<i>Potencia instalada (MW)</i>		<i>Vida útil (años)</i>	<i>Eficiencia de conversión promedio, 2015 (%)</i>	
	SING	SIC		SING	SIC
<i>Hidráulicas de pasada</i>	5,3	26	70	-	-
<i>Hidráulicas de embalse</i>	-	368	100	-	-
<i>Solares fotovoltaicas</i>	20	3	27	-	-
<i>Eólicas</i>	90	47	22	-	-
<i>Co-generación de ácido sulfúrico.</i>	24	-	25	-	-
<i>Geotérmica⁷</i>	50	-	50	-	-
<i>Biomasa.</i>	-	15,8	20	-	-
<i>Carbón</i>	302	285	30	30,9 ± 2,3	34,3 ± 2,4
<i>Diésel</i>	49	28	25	28,1 ± 6,1	35,2 ± 8,8
<i>Gas natural</i>	528	170	25	31,6 ± 8,1	40,9 ± 9,6

El detalle de las consideraciones metodológicas y características operacionales para la modelación y cálculo del perfil ambiental se presentan en el Apéndice A. Información sobre las potencias instaladas, la generación eléctrica, y las fuentes de importación de combustibles a lo largo del período de 20 años para cada tecnología se pueden observar en el Apéndice B, tanto para el SING como para el SIC.

2. Desempeño ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

El perfil ambiental de las tecnologías de generación durante el período estudiado, se expresa a través de 8 categorías de impacto que corresponden a las propuestas en la metodología CML 2000 v 2.05, descrita en el capítulo 3. En el Apéndice B, se reportan los resultados en detalle por tecnología y para todo el período estudiado.

A continuación, se presentan y analizan los resultados por categoría de impacto para cada tecnología, impactos normalizados por tecnología y contribución de las etapas de ciclo de vida a las categorías de impacto por tecnología, considerando los resultados del año base 2015.

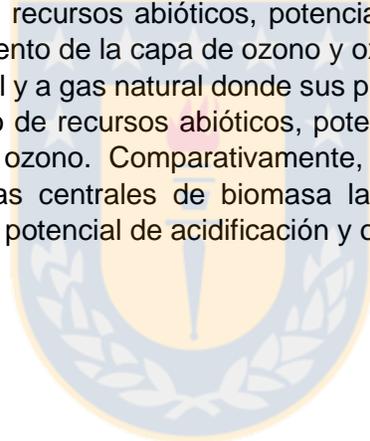
⁷ Esta tecnología sólo comenzó a operar en el norte grande a partir del año 2017 por lo que dentro del período estudiado no se considera para los inventarios de ciclo de vida.

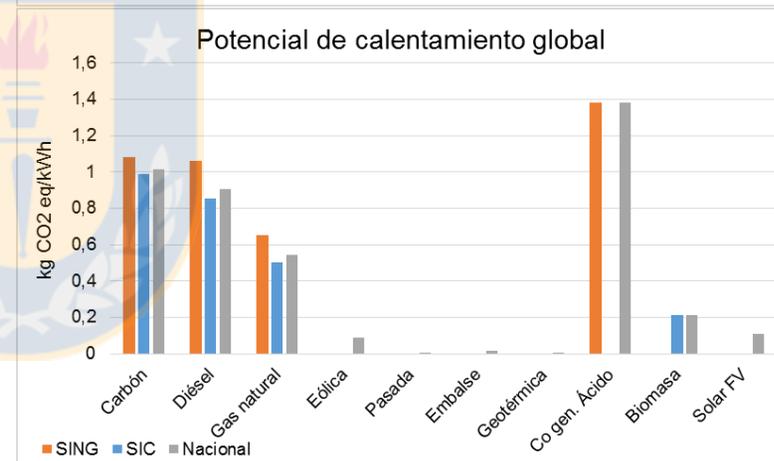
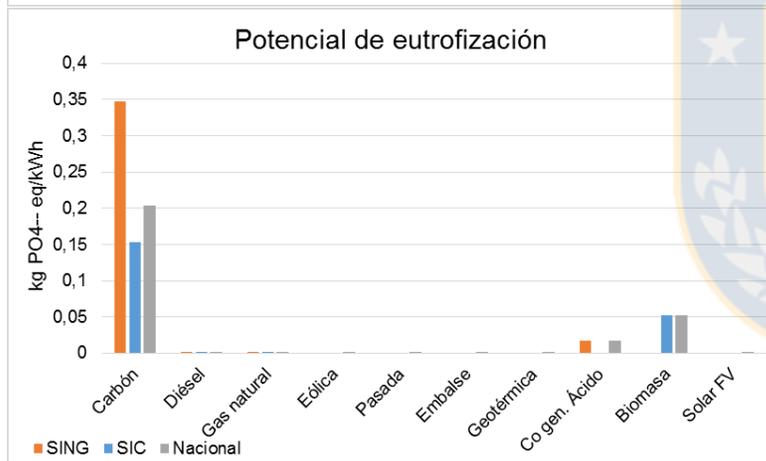
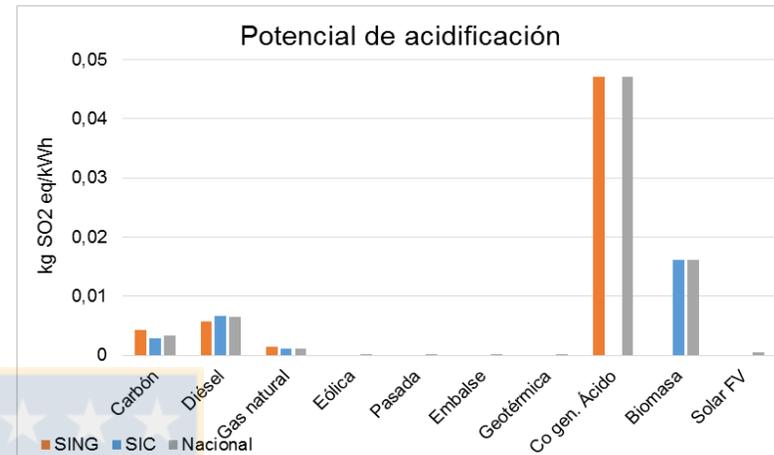
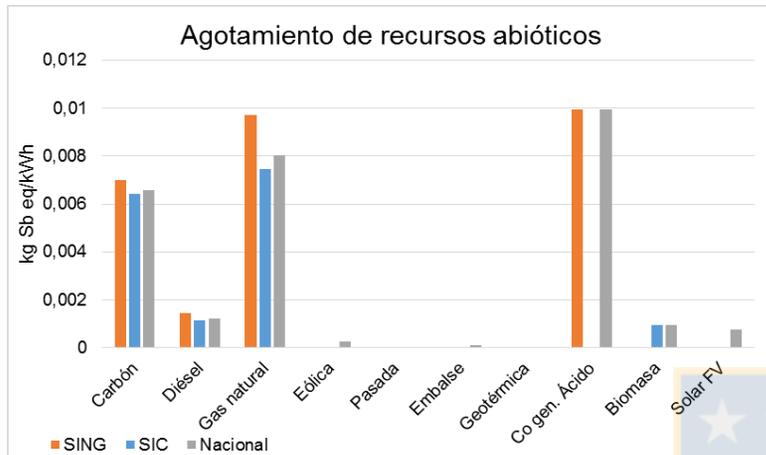
2.1. Análisis por categoría de impacto; comparación entre tecnologías

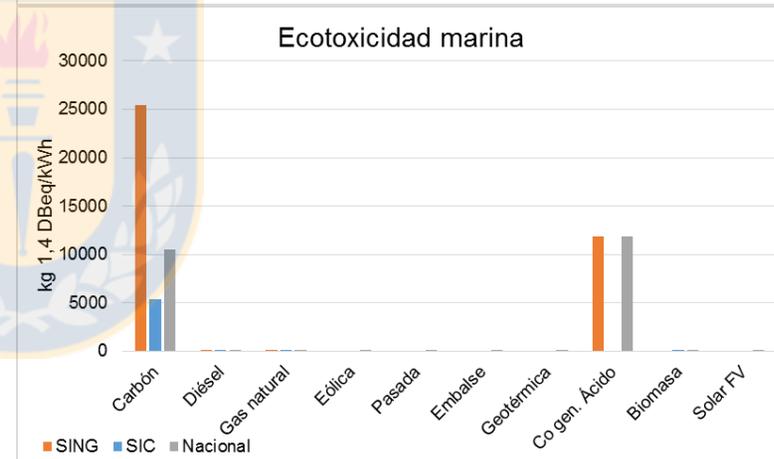
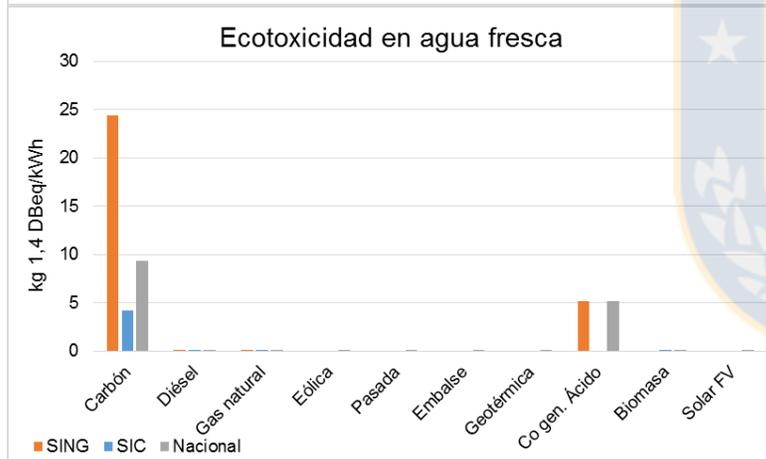
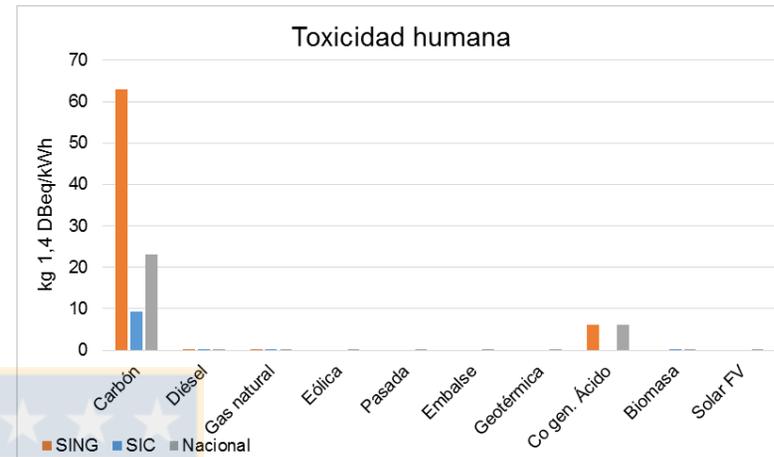
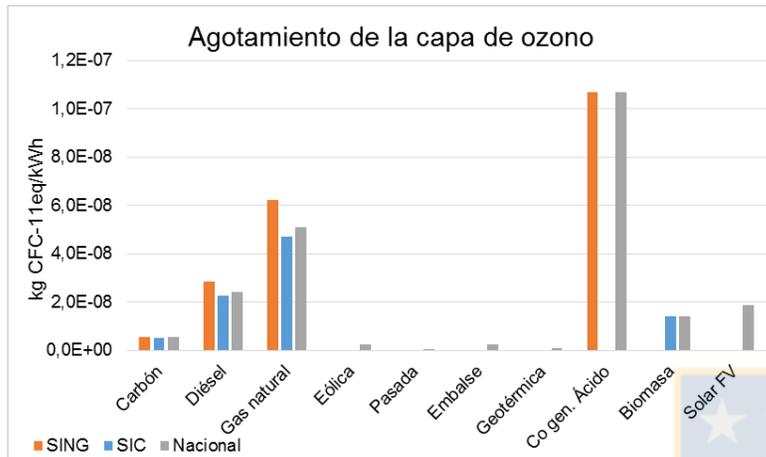
El detalle de los resultados obtenidos por tecnología en el SING y en el SIC para todo el período analizado, se presenta en el Apéndice B, así como una tabla resumen con los rangos de cada categoría de impacto por tecnología. En esta sección se analizan los resultados para el año 2015 mostrados en la figura 11, y se diferencian las tecnologías instaladas en el SING, en el SIC y las correspondientes a una tecnología “promedio nacional” que considera la interconexión SING-SIC en sus respectivas proporciones.

Como se observa de la figura 11, en términos generales, las centrales térmicas operativas en el SING muestran una mayor carga ambiental que las del SIC. Esto podría estar asociado a las diferentes eficiencias de conversión en cada sistema, y las diferentes emisiones atmosféricas, descargas al agua y consumos de combustible por unidad de energía correspondientes a las centrales ubicadas en esa zona del país.

Las centrales a carbón dominan en las categorías de impacto de potencial de eutrofización, potencial de calentamiento global, toxicidad humana, ecotoxicidad en agua fresca, marina y terrestre. Las centrales de co-generación de ácido son particularmente intensas en las categorías de agotamiento de recursos abióticos, potencial de acidificación, potencial de calentamiento global, agotamiento de la capa de ozono y oxidación fotoquímica. Más atrás aparecen las centrales a diésel y a gas natural donde sus principales aportes se reflejan en las categorías de agotamiento de recursos abióticos, potencial de calentamiento global y agotamiento de la capa de ozono. Comparativamente, las centrales renovables son despreciables, excepto por las centrales de biomasa las que contribuyen de manera relevante en las categorías de potencial de acidificación y oxidación fotoquímica.







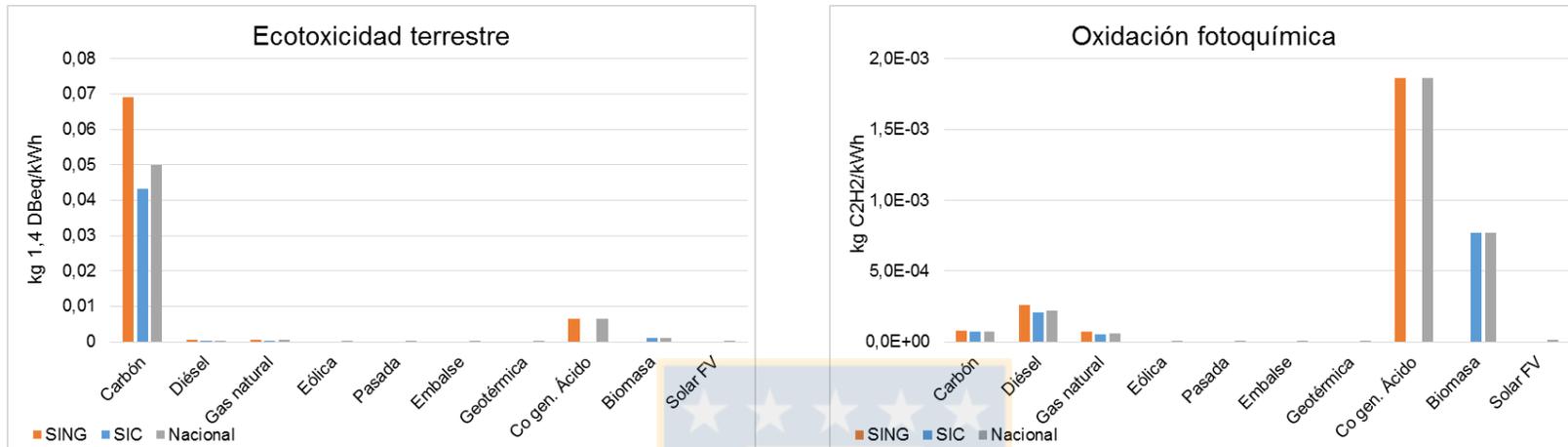


Figura 11: Perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica durante el año base 2015, desagregadas por matriz eléctrica y considerando la interconexión SING+SIC. Fuente: elaboración propia.



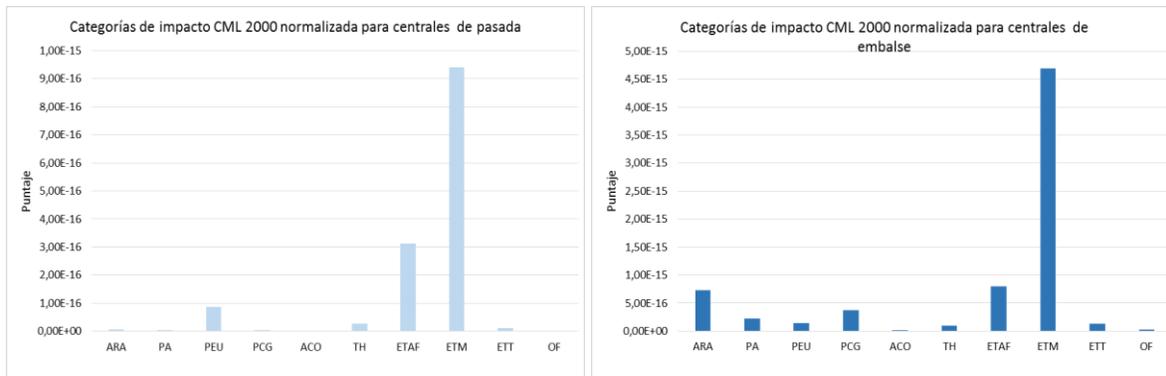
2.2. Análisis por tecnología; comparación entre categorías de impacto

En la figura 12 se presentan los resultados por tecnología del análisis comparativo entre las categorías de impacto ambiental. Para este análisis se considera la tecnología promedio nacional para el año 2015. Para permitir la comparación entre diferentes categorías de impacto se normalizan de acuerdo al procedimiento descrito en el capítulo 3, sección 2.

Como se observa, para las centrales a carbón la ecotoxicidad marina es la categoría de impacto más relevante, seguida de la ecotoxicidad en agua fresca y el potencial de eutrofización. Los altos índices de descargas acuáticas registradas en las centrales a carbón podrían ser los principales causantes de este resultado, seguidos de la contribución de la disposición final de las cenizas en la eutrofización. En el caso de las centrales a gas natural se observa que las categorías de impacto más importantes son la ecotoxicidad marina, seguida del agotamiento de recursos abióticos y del potencial de calentamiento global, principalmente. Este resultado indica que al igual que las centrales a carbón, las centrales a gas natural presentan altos índices de descargas acuáticas, así como un alto consumo de recursos para la generación eléctrica.

Para las centrales a diésel, se tiene una mayor diversidad de categorías de impacto relevantes, donde el potencial de acidificación, el potencial de calentamiento global y la ecotoxicidad marina son las principales. Tanto la quema de combustible como las descargas acuáticas de efluentes podrían ser las actividades que determinan estos impactos. Por su parte, las centrales de co-generación de ácido tienen en la ecotoxicidad marina su principal impacto, seguida de la ecotoxicidad en agua fresca. Ambas categorías se relacionan con las descargas acuáticas.

Las centrales renovables de biomasa tienen como principal impacto el potencial de eutrofización, seguido de la ecotoxicidad marina. La disposición final de las cenizas de biomasa y las descargas de contaminantes al agua son las actividades que aportan a estas categorías de impacto. Por otro lado, las centrales de embalse, de pasada, eólicas, geotérmicas y solares FV tienen un perfil de normalización similar, donde la ecotoxicidad marina es la principal categoría de impacto, seguida de la ecotoxicidad en agua fresca. En menor medida, el agotamiento de recursos abióticos es importante en las centrales geotérmicas, de embalse, eólicas y solares FV.



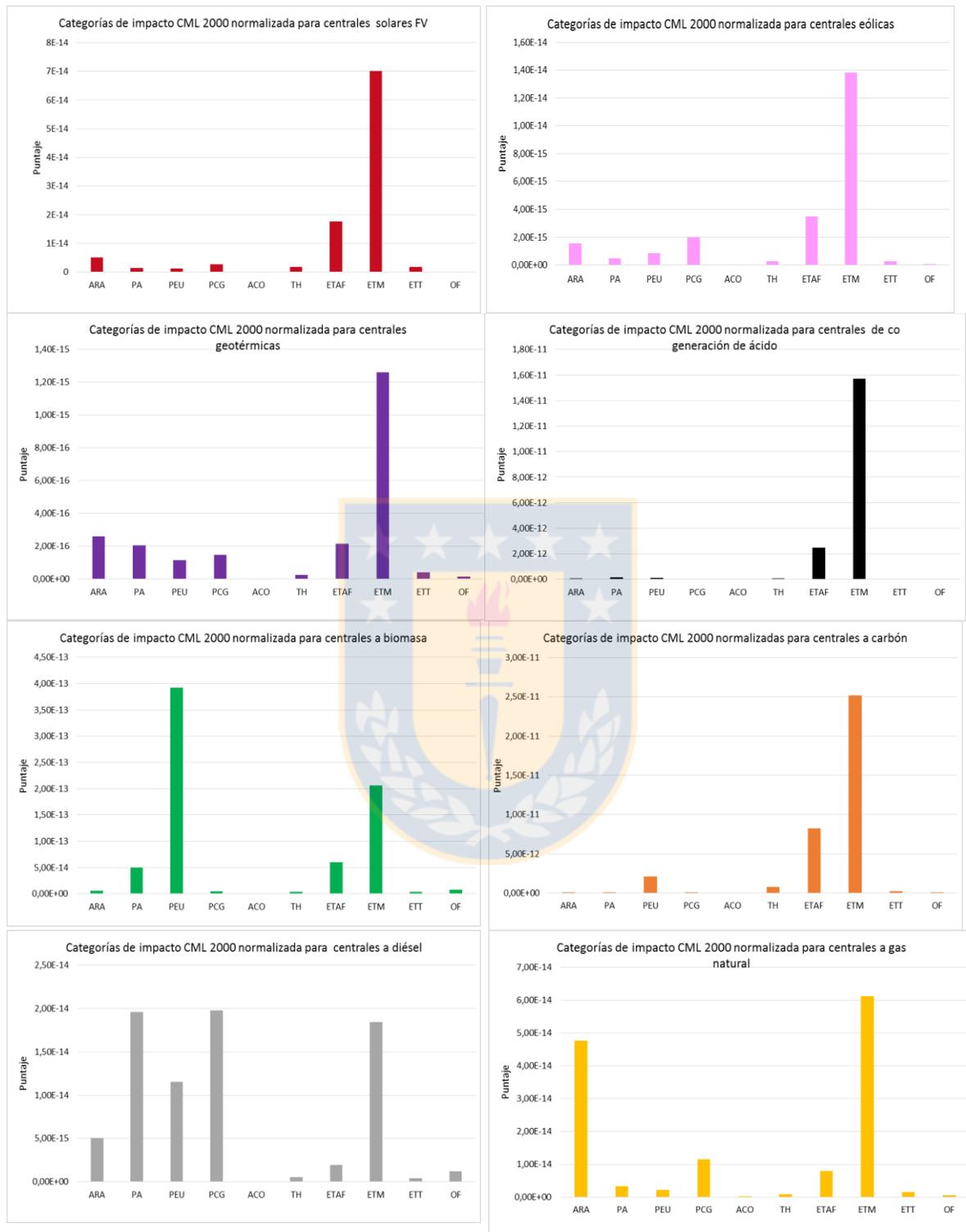


Figura 12: Categorías de impacto CML 2000 normalizadas para las tecnologías de generación eléctrica en Chile considerando escenario de interconexión SING+SIC. Fuente: elaboración propia.

Para comprender a cuales etapas del proceso de producción de electricidad se relacionan estos impactos, se analiza a continuación la contribución a los impactos por etapa de proceso.

2.3. Análisis por etapa del ciclo de vida; comparación por tecnología

Esta sección presenta los resultados de la contribución que hace cada etapa del ciclo de vida de la generación eléctrica para cada tecnología operativa para el año 2015.

Como se ha mencionado, dependiendo de la naturaleza de las tecnologías de generación eléctrica, éstas tienen más o menos aporte de las diferentes etapas de ciclo de vida considerado. Para el análisis, los resultados se presentan diferenciados por aportes según las siguientes etapas:

- Extracción; entendida como la etapa de extracción y refinación de combustibles y minerales que son utilizados para la generación de energía calórica a ser transformada en energía eléctrica. En esta categoría no se consideran los combustibles usados para fines de transporte, los que caben en otra etapa.
- Transporte; entendida como las operaciones de importación y traslados internos dentro del territorio nacional de los combustibles, y materiales requeridos para la construcción y operación de las centrales generadoras.
- Infraestructura; corresponde a la operación de construcción y edificación de las centrales generadoras.
- Conversión; corresponde a la etapa de transformación de energía química a energía eléctrica, y contiene todos los insumos que se requieren para su correcta operación.

Centrales de pasada. De los resultados que se muestran en la figura 13.a, las centrales de pasada presentan aportes de un 100% de la etapa de infraestructura en las categorías de impacto de potencial de eutrofización, ecotoxicidad marina y en agua fresca, las cuales son las tres principales, según la normalización del punto anterior.

Centrales de embalse. De los resultados de la figura 13.b, la principal etapa aportante en todas las categorías de impacto es la infraestructura. Esto se debe a que la mayor intensidad en el uso de recursos, ya sea para construir la casa de máquinas, murallón y habilitación de caminos están asociados a esta etapa.

Centrales solares FV. Las centrales solares FV (fig. 13.c) presentan un aporte mayoritario de la etapa de infraestructura en todas las categorías de impacto. En particular, en las categorías de impacto de ecotoxicidad marina, en agua fresca y agotamiento de recursos abióticos, se evidencia un aporte entre el 10% y el 22% de la etapa de extracción la cual está asociada al silicio para hacer las celdas fotovoltaicas.

Centrales eólicas. Por su parte las centrales eólicas (fig. 13.d) presentan un aporte de la etapa de infraestructura por sobre el 50% en ecotoxicidad marina y en agua fresca, las cuales también tienen una contribución de la etapa de conversión por sobre el 30%. Esta última se debe al uso de aceites lubricantes para mantención de piezas en rotación y consumo de energía eléctrica. En particular, para el potencial de calentamiento global, es la etapa de conversión la que más contribuye (>60%).

Centrales geotérmicas. En las centrales geotérmicas (fig. 13.e) la fase de infraestructura es la principal contribuyente a las categorías de impacto de ecotoxicidad marina, en agua fresca, agotamiento de recursos abióticos y potencial de acidificación, con contribuciones sobre el 89%.

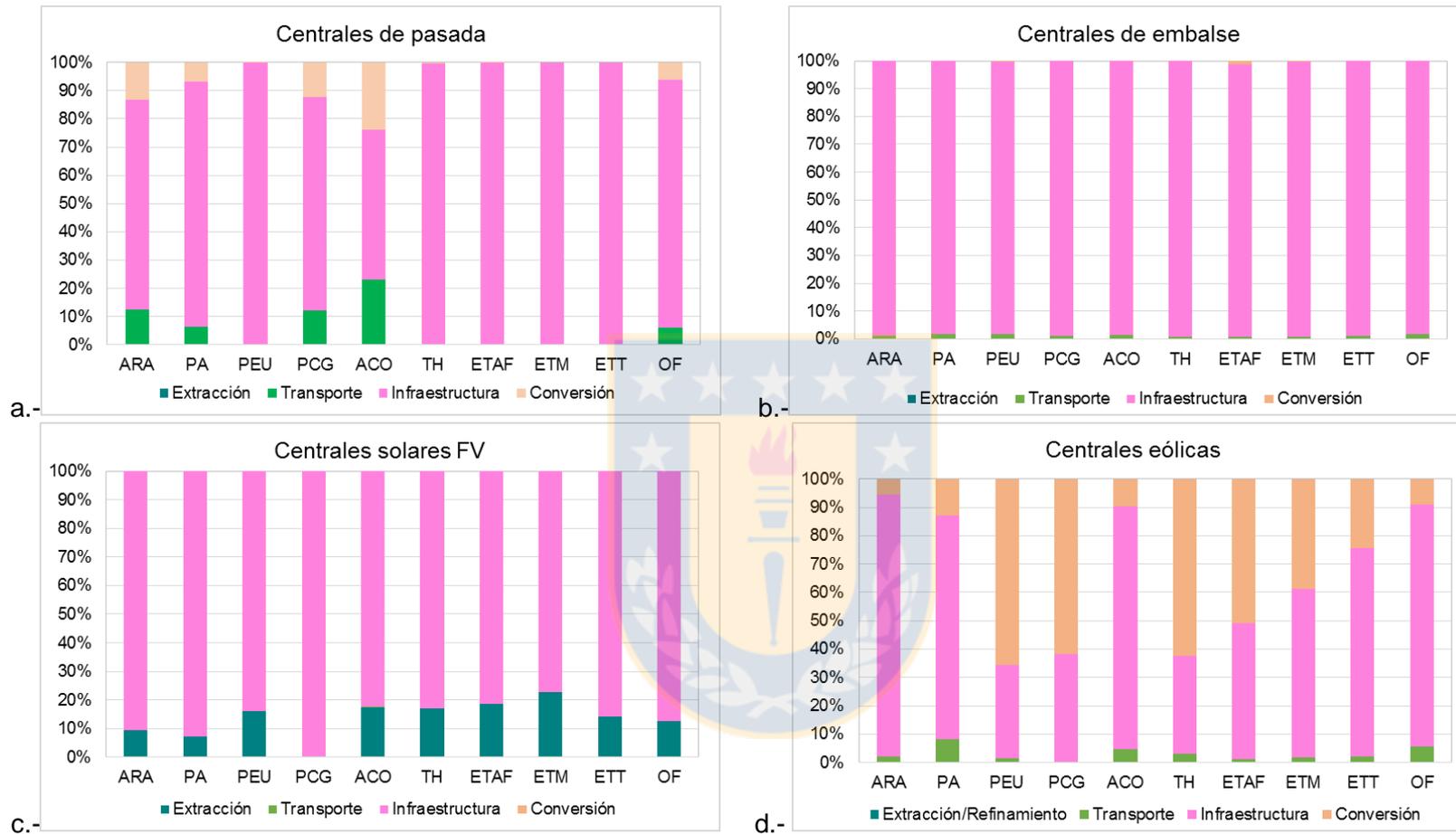
Centrales a co-generación de ácido. Por su parte, las centrales de co-generación a partir de ácido (fig. 13.f) la fase de conversión tiene una contribución mayoritaria (sobre el 98%) en las principales categorías de ecotoxicidad marina y en agua fresca. Estas contribuciones se deben principalmente al aporte del catalizador de platino considerado. Por otro lado, la etapa de extracción es relevante en las demás categorías de impacto que son despreciables.

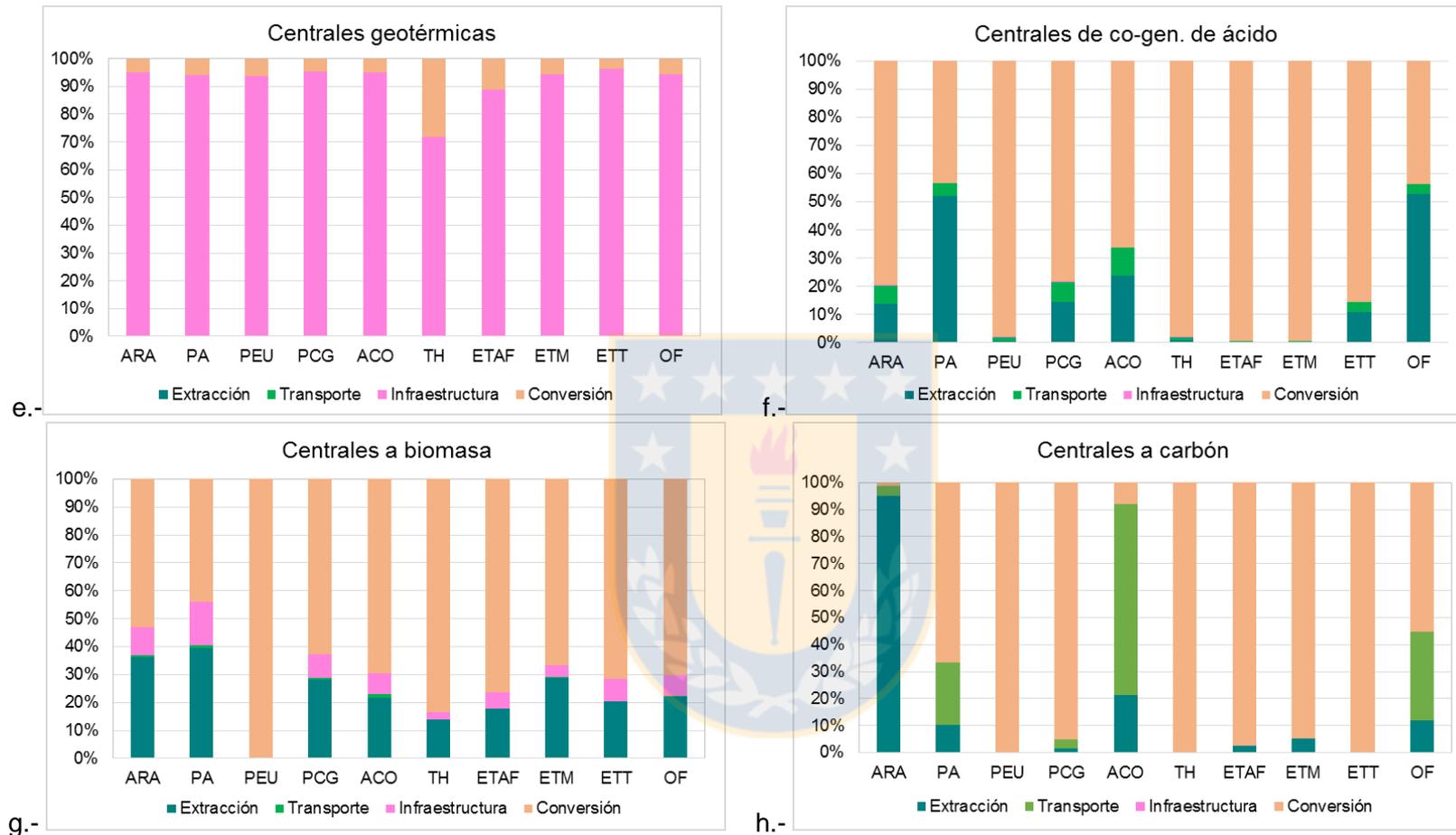
Centrales a biomasa. En las centrales a biomasa (fig. 13.g), la contribución de la etapa de conversión en la principal categoría de impacto que es potencial de eutrofización es de prácticamente un 100%. De igual forma, en las categorías de impacto de ecotoxicidad marina y acuática, así como de acidificación el aporte de la conversión es significativo, siendo sobre el 44%. Asimismo, la etapa de extracción contribuye a estas tres categorías, aportando con más de un 18%.

Centrales a carbón. Por su parte, las centrales a carbón (fig. 13.h) tienen una contribución de la etapa de conversión por sobre el 95% en las categorías de potencial de eutrofización, ecotoxicidad en agua fresca y marina, siendo despreciables el aporte de las demás etapas.

Centrales diésel. En las centrales a diésel (fig. 13.i) se evidencia un aporte mayoritario de la etapa de conversión en las categorías de impacto de potencial de acidificación, potencial de calentamiento global, potencial de eutrofización y ecotoxicidad marina, donde su aporte es más de un 66%. Por otro lado, el agotamiento de recursos abióticos está dominado por el aporte de la etapa de extracción. Los demás aportes y categorías de impacto son despreciables.

Centrales a gas natural. Las centrales a gas natural (fig.13.j) tienen como principal contribuyente a la fase de extracción y procesamiento del gas natural licuado, en las principales categorías de impacto de ecotoxicidad marina y agotamiento de los recursos abióticos. Ésta representa más del 78% de las categorías. En la categoría de impacto de potencial de calentamiento global el aporte es principalmente de la fase de conversión, (>64%).





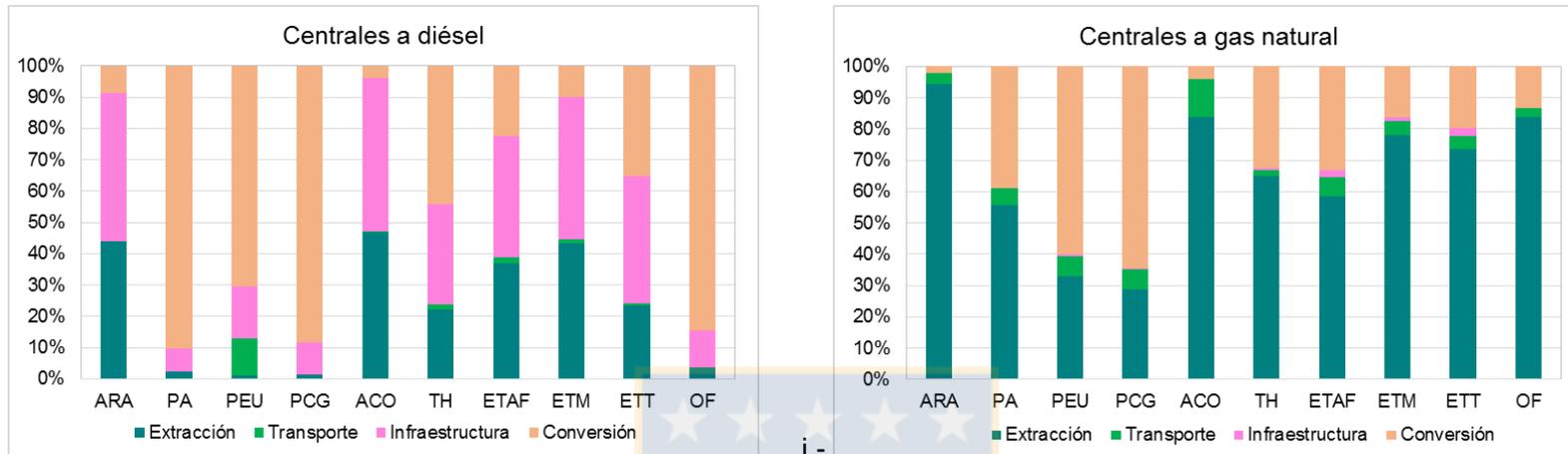


Figura 13: Contribución de las etapas de proceso a las diferentes categorías de impacto ambiental en tecnologías de generación eléctrica en Chile. a.- centrales de pasada, b.- centrales de embalse, c.- centrales solares FV, d.- centrales eólicas, e.- centrales de co-generación a partir de ácido, f.- centrales de biomasa, g.- centrales a carbón, h.- centrales a diésel, i.- centrales a gas natural. Fuente: elaboración propia.

2.4. Discusión de resultados de perfil ambiental por tecnología

En esta sección se presenta el análisis comparativo general de las tecnologías, focalizando en los principales impactos asociados a cada tecnología, las etapas de proceso que contribuyen a éstos y los resultados obtenidos desde literatura.

Al comparar los resultados anteriores con los de literatura es necesario destacar que se identifican diferencias producto de diferentes alcances, límites del sistema, calidad de datos, cobertura tecnológica y temporal, incluso para estudios específicos para Chile. Por esta razón, en la tabla 4 posible identificar las fuentes de literatura con las que se comparan los resultados obtenidos en este trabajo. Las centrales de co-generación de ácido no encuentran referente en literatura por lo que no son incluidas en esta tabla.

Tabla 4: Resumen de la literatura usada para comparar el perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	Autores comparados	País
<i>Hidráulicas de pasada</i>	Turconi et al (2016) Ecoinvent ver. 2.2 Gaete-Morales et al (2018)	Internacional Europa Chile
<i>Hidráulicas de embalse</i>	Brizmohun et al (2015) Ecoinvent ver. 2.2 Turconi et al (2013) Gaete-Morales et al (2018)	Islas Mauricio Europa Internacional Chile
<i>Solares FV</i>	Ecoinvent ver. 2.2 Stamford & Azapagic (2012) Gaete-Morales et al (2018)	Europa Reino Unido Chile
<i>Eólicas</i>	Ecoinvent ver 2.2 Turconi et al (2013) Gaete-Morales et al (2018)	Europa Internacional Chile
<i>Geotérmica</i>	Atilgan & Azapagic (2016) Tomasini-Montenegro et al (2017)	Turquía México
<i>Biomasa</i>	Gaete-Morales et al (2018) Stamford & Azapagic (2012)	Chile Reino Unido
<i>Carbón</i>	Gaete-Morales et al (2018) Stamford & Azapagic (2012) Atilgan & Azapagic (2016) Turconi et al (2013)	Chile Reino Unido Turquía Internacional
<i>Diésel</i>	Gaete-Morales et al (2018) Turconi et al (2013)	Chile Internacional
<i>Gas Natural</i>	Gaete-Morales et al (2018) Atilgan & Azapagic (2016)	Chile Turquía

Los gráficos con el detalle de la comparación por tecnología e indicador se pueden ver en el Apéndice B.

2.4.1. Centrales hidráulicas de pasada

Las centrales de pasada tienen la más baja carga ambiental en 7 de los 8 indicadores calculados, en comparación con las demás tecnologías evaluadas. Las categorías de

impacto de ecotoxicidad marina (ETM), en agua fresca (ETAF) y potencial de eutrofización (PEU) son las más relevantes y se asocian a las actividades de construcción de las centrales.

La categoría de ETM para este trabajo ($7,12 \cdot 10^{-1}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es inferior en un 67% a lo reportado en Ecoinvent ($2,19$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y en un 41% a lo por Gaete-Morales et al (2018) ($1,20$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh). Asimismo, la categoría de ETAF ($6,45 \cdot 10^{-4}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es un 61% y un 16% inferior a lo reportado por los mismos autores para centrales de pasada ($1,66 \cdot 10^{-3}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh y $7,07 \cdot 10^{-4}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh), respectivamente. En oposición, la categoría de PEU ($1,16 \cdot 10^{-5}$ kg PO₄⁻⁻⁻_{eq}/kWh) es superior en 2,2 veces el valor de Ecoinvent ($5,17 \cdot 10^{-6}$ kg PO₄⁻⁻⁻_{eq}/kWh) y en 4,4 veces el valor reportado por Gaete-Morales et al (2018) ($2,63 \cdot 10^{-6}$ kg PO₄⁻⁻⁻_{eq}/kWh). De acuerdo a lo reportado en literatura (Turconi et al, 2013) las centrales de pasada reportan un potencial de calentamiento global entre 2-5 kg CO_{2eq}/MWh, lo cual es bastante superior a lo obtenido en este trabajo ($0,14$ kg CO_{2eq}/MWh).

Estas diferencias se pueden atribuir a las diferentes calidades de los inventarios de ciclo de vida considerados en la literatura y en el presente trabajo, principalmente.

2.4.2. Centrales hidráulicas de embalse

Al igual que las centrales de pasada, las centrales de embalse en comparación con las demás tecnologías, en particular las centrales térmicas, tienen una carga ambiental menor. Las categorías de impacto más relevantes para esta tecnología son las de ecotoxicidad marina (ETM) y en agua fresca (ETAF) seguida del agotamiento de recursos abióticos (ARA), todas vinculadas mayormente a la fase de infraestructura.

El resultado de la categoría ETM para este estudio ($3,55$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) está un 22% por sobre los obtenidos de Ecoinvent para una central en las zonas alpinas y un 148% por sobre lo reportado para Chile previamente ($2,90$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh y $1,43$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh, respectivamente). Para el indicador ETAF, este estudio ($1,64 \cdot 10^{-3}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es un 25% inferior al resultado de Ecoinvent ($2,20 \cdot 10^{-3}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y un 105% superior a lo reportado por Gaete-Morales et al (2018). De la misma forma, la categoría de ARA en este trabajo ($8,51 \cdot 10^{-5}$ kg Sb_{eq}/kWh) resulta 3,4 veces el valor del indicador para Ecoinvent ($2,52 \cdot 10^{-5}$ kg Sb_{eq}/kWh) y 8,5 veces el indicador reportado por Gaete-Morales et al (2018) ($1,11 \cdot 10^{-5}$ kg Sb_{eq}/kWh). Estas diferencias se pueden deber principalmente a los diferentes inventarios de ciclo de vida considerados para la fase de construcción de la infraestructura, los cuales fueron considerados desde fuentes primarias para este estudio.

Comparando los resultados del potencial de calentamiento global (PCG) en este estudio ($16,4$ kg CO_{2eq}/MWh) es mayor que lo obtenido por Brizmohun et al (2015) para un promedio de centrales de pasada y embalse (8 kg CO_{2eq}/MWh). Asimismo, de acuerdo a lo reportado por Turconi et al (2013) el rango típico del PCG para centrales de embalse está entre 11-20 kg CO_{2eq}/MWh, por lo que el resultado de este trabajo está dentro del rango. Es necesario mencionar que en este trabajo no se incluyeron las emisiones de metano en la fase de operación por no contar con información válida para este sistema natural. Como se menciona en literatura (Turconi et al, 2013) este factor de emisión puede variar dramáticamente entre $0,35$ kg CO_{2eq}/MWh para regiones alpinas a 340 kg CO_{2eq}/MWh en

Brasil. En la medida que se cuente con información válida para la realidad nacional, este factor de emisión se podría incluir en el futuro.

2.4.3. Centrales solar fotovoltaicas

De los resultados presentados, las principales categorías de impacto de las centrales solares FV corresponden a la ecotoxicidad marina (ETM), en agua fresca (ETAF) y agotamiento de recursos abióticos (ARA), las cuales están vinculadas principalmente a la infraestructura y en menor medida a la etapa de extracción de silicio.

Los resultados de este trabajo para las centrales solares FV en ETAF ($3,71 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y en ETM (53,8 kg 1,4-DB_{eq}/kWh), son inferiores en un 41% y un 74% comparadas con los resultados para el Reino Unido; ETAF ($6,36 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y ETM (205 kg 1,4-DB_{eq}/kWh), pero son muy cercanas en ETAF ($4,9 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y en menor medida en ETM (170 kg 1,4-DB_{eq}/kWh), a los valores reportados para Chile.

Por su parte, la categoría de ARA en este trabajo ($8,07 \cdot 10^{-4}$ kg Sb_{eq}/kWh) resulta 2,2 veces superior a lo reportado por Ecoinvent ($3,64 \cdot 10^{-4}$ kg Sb_{eq}/kWh), 3 veces superior a lo reportado por Gaete-Morales et al (2018) ($2,65 \cdot 10^{-4}$ kg Sb_{eq}/kWh) y 1,3 veces el valor para el Reino Unido ($6,23 \cdot 10^{-4}$ kg Sb_{eq}/kWh). Fuente de estas diferencias en los resultados pueden ser los insumos considerados para los inventarios de ciclo de vida principalmente en la fase de construcción y sus materiales.

Por su parte en la categoría de potencial de calentamiento global, el resultado de este estudio (0,119 kg CO_{2eq}/kWh) está cercano al límite superior reportado en Ecoinvent (0,093 kg CO_{2eq}/kWh), siendo un 22% superior, lo que podría estar asociado a las largas distancias consideradas para el transporte, incluidas en este estudio.

2.4.4. Centrales eólicas

Al igual que en las centrales anteriores, las plantas eólicas tienen como principal categoría de impacto la ecotoxicidad marina (ETM) y en agua fresca (ETAF), seguida del potencial de calentamiento global (PCG), teniendo una importante participación la etapa de infraestructura y de conversión.

La categoría de impacto de ETM en este trabajo (46,4 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) resulta 2,3 y 2,6 veces superior a lo que resulta de Ecoinvent (19,9 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y lo reportado por Gaete-Morales et al (2018) (18 kg 1,4-DB_{eq}/kWh). Por otro lado, la categoría de ETAF ($2,15 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es 0,8 veces el valor de lo reportado por Gaete-Morales (2018) ($2,62 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y 1,5 veces el valor reportado por Ecoinvent ($1,47 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh). De igual forma que en las tecnologías anteriores, estas diferencias se pueden atribuir a la calidad de los inventarios de ciclo de vida considerados.

De acuerdo a lo reportado por Turconi et al (2013) el rango del potencial de calentamiento global para estas centrales está entre 30-40 kg CO_{2eq}/MWh lo cual es menor que lo obtenido en este caso (88,2 kg CO_{2eq}/MWh). Este valor es 1,6 veces el valor reportado en Ecoinvent (0,054 kg CO_{2eq}/kWh). Esta diferencia se puede atribuir al tratamiento de los aceites residuales, para los cuales se asume un fin de vida de incineración.

2.4.5. Central geotérmica

De la misma forma que para las otras centrales renovables, la fase de infraestructura en las centrales de geotermia es la principal contribuyente a las categorías de impacto más importantes que son ecotoxicidad marina (ETM), en agua fresca (ETAF), agotamiento de recursos abióticos (ARA) y potencial de acidificación (PA).

Comparando los resultados obtenidos en este estudio para ETM (0,95 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) con los de Atilgan & Azapagic (2016) (0,5 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) se tiene que los primeros son 1,9 veces el valor del último. De igual forma para ETAF en este estudio (4,46 *10⁻⁴ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) comparado con (2*10⁻⁶ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es más de 220 veces el valor de literatura. Algo similar ocurre en el caso de la categoría ARA, donde el resultado de este estudio (4,12*10⁻⁵ kg Sb_{eq}/kWh) es 8,6 veces el valor reportado por Atilgan & Azapagic (2016) (4,8*10⁻⁶ kg Sb_{eq}/kWh). De igual forma, el indicador de PA muestra que en literatura se han reportado valores del orden de 104-420 mg SO_{2eq}/kWh (Tomasini-Montenegro et al, 2017) mientras en este trabajo se tienen a penas 67 mg SO_{2eq}/kWh. Estas diferencias pueden deberse no sólo a las diferentes tecnologías consideradas para la comparación, sino que también pueden ser indicio que el inventario considerado para las centrales geotérmicas debe ser mejorado en cuanto a cantidad y calidad de información para el proceso. Como se mencionó en este trabajo sólo se cuenta con información de una sola planta la cual podría no ser representativa.

2.4.6. Centrales de co-generación a partir de ácido

Como se visualiza de los resultados anteriores es la categoría de impacto de ecotoxicidad marina (ETM) y en agua fresca (ETAF) las que mayormente se ven afectadas por la fase de conversión producto del uso del catalizador de platino. Asimismo, de estos resultados es posible afirmar que esta central cuenta con un desempeño ambiental similar a las centrales térmicas de combustibles fósiles, acercándose a las centrales a carbón.

A la fecha en literatura no se han reportado análisis y resultados del perfil ambiental de la generación eléctrica de este tipo de plantas, por lo que no se es posible la comparación, dándole un carácter de inédito a los resultados obtenidos. Sin embargo, dado que en este caso se analiza sólo el desempeño de una planta, no es posible ser concluyente con los resultados por falta de representatividad.

En el caso de la ETM (11.866 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y ETAF (5,16 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) los valores son sólo comparables a los resultados obtenidos para las centrales a carbón (10.506 kg 1,4-DB_{eq}/kWh y 9,37*10⁻¹ kg 1,4-DB_{eq}/kWh, respectivamente), siendo incluso superiores. Es necesario considerar que para llegar a estos resultados se efectuó una asignación económica de las cargas ambientales asociadas a los dos productos del sistema; ácido sulfúrico y electricidad. Asimismo, la intensidad en el uso de recursos y descarga de contaminantes sugieren que este tipo de centrales no deberían ser una contribución relevante en el sistema eléctrico, restándole capacidad de crecimiento hacia el futuro.

2.4.7. Centrales de biomasa

Como se analizó previamente, las principales categorías de impacto asociadas a la actividad de las centrales de biomasa, son las de potencial de eutrofización (PEU),

ecotoxicidad marina (ETM), en agua fresca (ETAF) y potencial de acidificación (PA), las que están asociadas directamente a la etapa de conversión.

Para la categoría de PEU ($5,21 \cdot 10^{-2}$ kg $\text{PO}_4^{\text{---}}\text{eq/kWh}$), el resultado de este trabajo es 147 veces el valor reportado en Reino Unido ($3,55 \cdot 10^{-4}$ kg $\text{PO}_4^{\text{---}}\text{eq/kWh}$) y 240 veces lo reportado para Chile ($2,17 \cdot 10^{-4}$ kg $\text{PO}_4^{\text{---}}\text{eq/kWh}$), sin embargo, en ambos estudios fueron las centrales renovables con el indicador más alto, teniendo una tendencia consistente con este trabajo. Es relevante mencionar que la disposición final de las cenizas es la principal contribuyente en esta categoría de impacto y que fueron consideradas para efectos de este estudio.

Por otro lado, la categoría de impacto de ETM en este trabajo (156 kg 1,4- $\text{DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) es cerca de 2 veces el valor para el Reino Unido (79,5 kg 1,4- $\text{DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) y 13 veces el valor reportado previamente para Chile (11,7 kg 1,4- $\text{DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$). Por su parte la categoría ETAF ($1,24 \cdot 10^{-1}$ kg 1,4- $\text{DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) de este estudio resulta casi 15 y 6 veces el reportado previamente para Chile ($8 \cdot 10^{-3}$ kg 1,4- $\text{DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) y Reino Unido ($2,17 \cdot 10^{-2}$ kg 1,4- $\text{DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$), respectivamente. Todos estos indicadores están asociados a las actividades de tratamiento de agua y disposición final de cenizas principalmente en la etapa de conversión considerados en este trabajo.

Además las centrales de biomasa tienen el mayor índice de potencial de acidificación (PA) ($1,62 \cdot 10^{-2}$ kg $\text{SO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$), asociado principalmente a la etapa de conversión, donde biomasa, diésel y licor negro son quemados para mantener el nivel de producción de vapor de alta presión necesario. De la quema de estos combustibles son liberados algunos compuestos sulfurados los cuales contribuyen al indicador de PA. Este valor está muy lejos del valor reportado previamente para Chile por Gaete-Morales et al (2018) ($1,02 \cdot 10^{-3}$ kg $\text{SO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$) y es más cercano a lo reportado para Reino Unido ($2,89 \cdot 10^{-3}$ kg $\text{SO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$).

De la literatura se tiene que los resultados del potencial de calentamiento para este tipo de plantas de co-combustión presentan una alta variabilidad; 25-130 kg $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ (Turconi et al, 2013), mientras el resultado obtenido en este estudio es superior (214,3 kg $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$). Este valor es más de 4 veces el valor reportado previamente para Chile (50 kg $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$). Es necesario recordar que como parte de los supuestos metodológicos de este trabajo, la biomasa en centrales de co-generación se le asignó toda la carga ambiental del consumo de combustibles, disposición final de cenizas, tratamiento de efluentes, entre otros, por lo es muy probable que la carga ambiental es mayor que en otros sistemas.

2.4.8. Centrales a carbón

En las centrales a carbón es la etapa de conversión la que aporta mayoritariamente en las categorías de impacto más relevantes, que son potencial de eutrofización (PEU), ecotoxicidad en agua fresca (ETAF) y ecotoxicidad marina (ETM). Estas categorías de impacto para las centrales a carbón son las más altas entre todas las tecnologías comparadas.

Las centrales a carbón lideran en la categoría de impacto PEU, alcanzando para este trabajo $2,03 \cdot 10^{-1}$ kg $\text{PO}_4^{\text{---}}\text{eq/kWh}$, valor 108 veces el valor reportado para Chile previamente ($1,91 \cdot 10^{-3}$ kg $\text{PO}_4^{\text{---}}\text{eq/kWh}$) y 5 veces el valor de las centrales de biomasa, que son la segunda peor opción.

De manera similar para las categorías de ETAF ($9,37 \cdot 10^{-1}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y ETM (10.506 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) se presenta la misma tendencia, donde las centrales a carbón son las que tienen mayores magnitudes. En particular, la ETAF es 3,2 y 7 veces el valor reportado para Reino Unido ($2,90 \cdot 10^{-1}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y para Chile ($1,33 \cdot 10^{-1}$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh), mientras que para la ETM es 9 y 5 veces mayor para los mismos reportes ($1,18 \cdot 10^3$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh y $2,40 \cdot 10^3$ kg 1,4-DB_{eq}/kWh, respectivamente). Como se ha discutido previamente, las altas descargas acuáticas de molibdeno, níquel, selenio y arsénico en la fase de operación de las centrales a carbón, son las principales precursoras de los altos índices de toxicidad relacionados a esta tecnología.

Resultados de literatura indican que el rango típico del potencial de calentamiento global (PCG) es de 800-1.200 kg CO_{2eq}/MWh (Turconi et al, 2013) estando las emisiones de estas centrales dentro del rango identificado (1.010 kg CO_{2eq}/MWh). Este valor es inferior en un 2,4%, al reportado previamente para Chile (1.040 kg CO_{2eq}/MWh). Nuevamente, las diferencias son atribuibles a los diferentes enfoques metodológicos seguidos por cada estudio, y en particular las eficiencias de conversión usadas.

2.4.9. Centrales a diésel

Como se observó, las principales categorías de impacto son potencial de acidificación (PA), potencial de calentamiento global (PCG), potencial de eutrofización (PEU) y ecotoxicidad marina (ETM), donde la conversión es la etapa clave, mientras para el agotamiento de recursos abióticos (ARA) lo es la etapa de extracción.

El PA de estas centrales ($6,43 \cdot 10^{-3}$ kg SO_{2eq}/kWh) es inferior en 26,7% con respecto a lo reportado previamente para Chile ($8,29 \cdot 10^{-3}$ kg SO_{2eq}/kWh), y casi 3 veces inferior que el valor reportado por Ecoinvent para centrales a petróleo en Portugal ($1,90 \cdot 10^{-2}$ kg SO_{2eq}/kWh).

En particular, según literatura (Turconi et al, 2013) el rango encontrado para potencial de calentamiento global es de 750-900 kg CO_{2eq}/MWh para el ciclo de vida completo, estando en este caso el PCG (908 kg CO_{2eq}/MWh) levemente por sobre, y aun así siendo inferior en un 8% y un 0,3% a lo reportado previamente para Chile y por Ecoinvent en Portugal (988 kg CO_{2eq}/MWh y 911 kg CO_{2eq}/MWh, respectivamente). Por su parte el PEU en este estudio ($1,53 \cdot 10^{-3}$ kg PO_{4⁻⁻⁻eq/kWh) es superior en 2,7 y 1,9 veces los valores reportados por Ecoinvent ($5,65 \cdot 10^{-4}$ kg PO_{4⁻⁻⁻eq/kWh) y para Chile previamente ($8,18 \cdot 10^{-4}$ kg PO_{4⁻⁻⁻eq/kWh). En oposición, el indicador de ETM en este estudio (20,2 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es inferior en 23 y 3,4 veces con respecto a ambos reportes (468 kg 1,4-DB_{eq}/kWh y 68,7 kg 1,4-DB_{eq}/kWh, respectivamente). Finalmente, la categoría de impacto de ARA en este estudio ($1,23 \cdot 10^{-3}$ kg Sb_{eq}/kWh) es inferior en 4,8 y 4,7 veces con respecto a lo reportado por Ecoinvent y para Chile previamente ($5,86 \cdot 10^{-3}$ kg Sb_{eq}/kWh y $5,73 \cdot 10^{-3}$ kg Sb_{eq}/kWh, respectivamente). Según lo recopilado desde literatura, en la mayor parte de los casos se reporta información sobre procesos de generación eléctrica a partir de fuel oil y no desde diésel, que es lo considerado en este trabajo. Dadas las diferentes constituciones químicas de ambos combustibles, las emisiones asociadas se espera que sean diferentes, impactando en las categorías evaluadas de diferente manera. Adicionalmente, diferentes eficiencias de conversión de los procesos comparados pueden explicar los diferentes desempeños en cada categoría de impacto.}}}

2.4.10. Centrales a gas natural

De los resultados anteriores se tiene que las principales categorías de impacto son ecotoxicidad marina (ETM) y agotamiento de los recursos abióticos (ARA) y potencial de calentamiento global (PCG), donde la etapa de extracción representa la principal contribución en las primeras dos categorías, y la última está asociada a la etapa de conversión.

En particular la categoría de impacto ETM para las centrales de este estudio (49 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) es muy similar al valor reportado para el Reino Unido (59 kg 1,4-DB_{eq}/kWh), pero superior en 2,6 y 3,3 veces lo reportado por Ecoinvent (18,6 kg 1,4-DB_{eq}/kWh) y Chile (14,9 kg 1,4-DB_{eq}/kWh). Por su parte, para la categoría de impacto ARA este estudio ($8 \cdot 10^{-3}$ kg Sb_{eq}/kWh) tiene valores que alcanzan casi el doble del valor reportado para Ecoinvent ($4,26 \cdot 10^{-3}$ kg Sb_{eq}/kWh) y para Chile ($4,73 \cdot 10^{-3}$ kg Sb_{eq}/kWh). Estas diferencias podrían deberse a las consideraciones de los sistemas de extracción y licuefacción del gas natural.

De la literatura se obtiene que el rango típico para el potencial de calentamiento global para las centrales a gas natural en ciclo combinado es de 610-850 kg CO_{2eq}/MWh (Turconi et al, 2013) dejando a las centrales levemente por debajo del rango (542 kg CO_{2eq}/MWh). A su vez este valor es inferior en un 14% a lo reportado previamente para Chile (632 kg CO_{2eq}/MWh). Dentro de las consideraciones asumidas en este estudio es que las centrales a gas natural requieren de doble suministro de combustible para operar (gas natural para el régimen y diésel de respaldo), por lo que las diferencias en los resultados podrían explicarse por los enfoques metodológicos seguidos por cada estudio.

2.5. Principales variaciones en el perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005-2015.

Se reportan los resultados de esta sección con el propósito de evidenciar algunas variaciones de la carga ambiental de las tecnologías que operaron en Chile, específicamente durante el período 2005-2015. Para esto se consideró una tecnología promedio nacional compuesta por las contribuciones ponderadas de las existentes en el SING y en el SIC, basadas en la operación de los años 2005, 2009 y 2015, específicamente.

Como se mencionó en la metodología, el usó el año 2009 en vez del año 2010 debido al último mega terremoto que afectó la zona centro del país, con lo cual se buscó evitar desviaciones en los resultados.

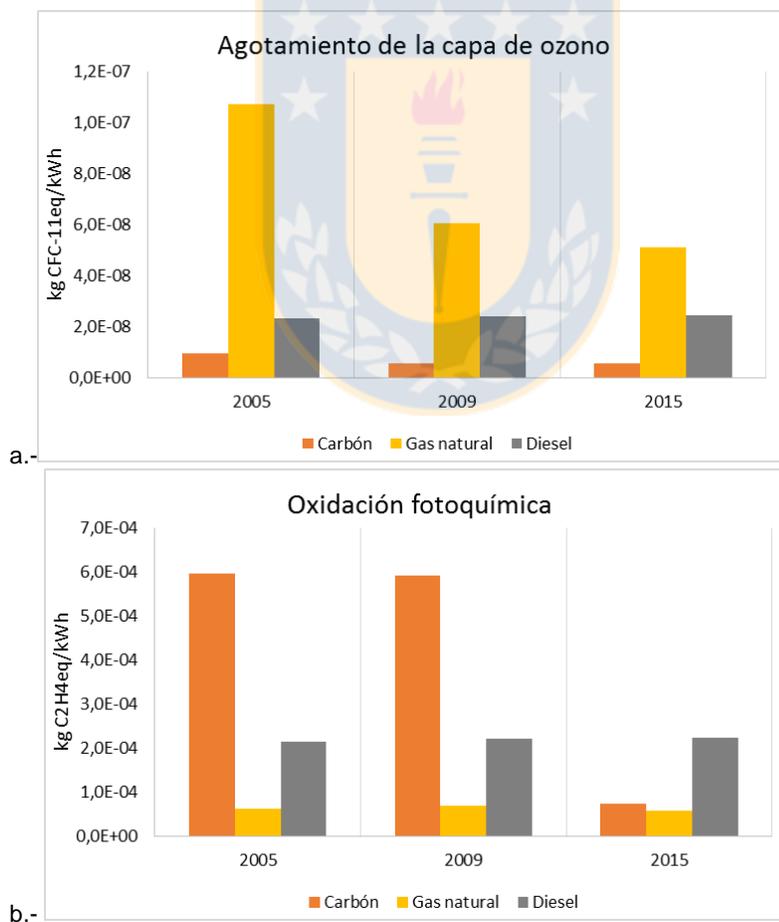
Los perfiles ambientales han sufrido variaciones a lo largo de los años, principalmente producto de cambios operacionales en las centrales térmicas. Estas variaciones podrían influir en cambios de la carga ambiental de la matriz eléctrica nacional, por lo que en esta sección se identifican y cuantifican las variaciones más importantes en las categorías de impacto de las tecnologías fósiles. Como se muestra en el Apéndice B, los resultados del perfil ambiental de las centrales renovables permanecen prácticamente constantes en el tiempo, por lo que se asume que no hay variaciones importantes a analizar en este punto.

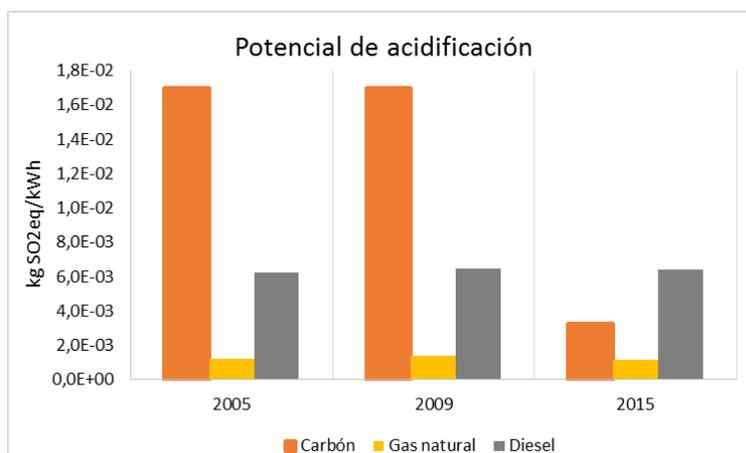
Como se mencionó en el capítulo 3, los indicadores considerados en la dimensión ambiental corresponden a 8 de las 10 categorías de impacto evaluadas en el perfil ambiental. Estos indicadores son potencial de eutrofización (PEU), potencial de acidificación (PA), potencial

de calentamiento global (PCG), agotamiento de la capa de ozono (ACO), oxidación fotoquímica (OF), ecotoxicidad marina (ETM), en agua fresca (ETAF) y terrestre (ETT).

De estos 8 indicadores ambientales, son sólo 3 los que sufren cambios relevantes a considerar, y asociados en las tecnologías fósiles; carbón, diésel y gas natural. Estos indicadores son: agotamiento de la capa de ozono (ACO), oxidación fotoquímica (OF) y potencial de acidificación (PA).

La figura 14.a muestra las variaciones del indicador ACO. En particular, de los resultados de las centrales de gas natural, se observa un descenso de un 43,5% del indicador entre los años 2005 y 2009. Esta disminución es directamente atribuible al cambio de tecnología para la importación de gas al país, la que antes era vía gasoducto y luego tuvo lugar en formato licuado. Luego, entre los años 2009 y 2015 se detecta otra reducción del orden de un 15,7% del valor del indicador, el cual estaría relacionado con cambios operacionales principalmente (mejores eficiencias de conversión). También se identifica una reducción de un 40,9% del mismo indicador entre los años 2005 y 2009 para las tecnologías a carbón, la cual estaría relacionada con mejoras en operacionales durante el período y cambios en los países proveedores de carbón, reduciendo las distancias de transporte.





C.-

Figura 14: Indicadores ambientales que sufrieron la mayor variación durante el período 2005-2015. a.- Agotamiento de la capa de ozono (ACO), b.- oxidación fotoquímica (OF), c.- potencial de acidificación (PA). Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, en la figura 14.b se identifica una reducción de OF y PA entre los años 2009 y 2015 de un 87,6% y un 80,7% en las centrales a carbón, respectivamente. Esta importante mejora se asocia a la implementación del Decreto Supremo 13, el cual regula las emisiones atmosféricas en centrales termoeléctricas, y que entró en vigencia durante el año 2012, afectando las emisiones de compuestos azufrados, nitrogenados y orgánicos volátiles, principalmente. De la misma forma, para las centrales a gas natural se identifican reducciones en el mismo período de un 16,6% y un 17,9% para los mismos indicadores. La razón atribuible también sería la entrada en vigencia de la normativa de emisiones.

Las variaciones de estos indicadores ambientales en el período son complementadas con las variaciones de los indicadores económicos y sociales que se desarrollan en detalle en los puntos a continuación.

3. Desempeño económico de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

A diferencia del perfil ambiental, el perfil económico de las centrales eléctricas no está desagregado por etapa de proceso, y para evaluarlo se utilizan los indicadores obtenidos directamente desde literatura.

Al igual que para los perfiles ambientales, al comparar los resultados económicos con los de literatura es importante considerar que éstos podrían verse influenciados por diversas condiciones sitio-específicas o globales de mercado. En la Tabla 5 a continuación se identifican las fuentes de literatura con las que se comparan los resultados de este trabajo.

Tabla 5: Resumen de la literatura usada para comparar el perfil económico de las tecnologías de generación eléctrica en Chile. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	Autores comparados	País
<i>Hidráulicas de pasada</i>	IEA (2016)	Internacional
	Lazard (2016)	EEUU
	Santoyo-Castelazo & Azapagic (2012)	México
<i>Hidráulicas de embalse</i>	Santoyo-Castelazo & Azapagic (2012)	México
<i>Solares FV</i>	IEA (2016)	Internacional

	Santoyo-Castelazo & Azapagic (2012) Lazard (2016)	México EEUU
<i>Eólicas</i>	Atilgan & Azapagic (2016) Santoyo-Castelazo & Azapagic (2012) Lazard (2016)	Turquía México EEUU
<i>Geotérmica</i>	Atilgan & Azapagic (2016) IEA (2016)	Turquía Internacional
<i>Biomasa</i>	IEA (2016)	Internacional
<i>Carbón</i>	Atilgan & Azapagic (2016) IEA (2016) Stamford & Azapagic (2014)	Turquía Internacional Reino Unido
<i>Diésel</i>	Santoyo-Castelazo & Azapagic (2012)	México
<i>Gas Natural</i>	Lazard (2016)	EEUU

Los gráficos con el detalle de la comparación por tecnología e indicador se pueden ver en el Apéndice C.

Como se observa de la figura 15, es posible identificar que en términos generales son las centrales eólicas y las de biomasa las que presentan el mejor y peor desempeño en la dimensión económica, respectivamente.

Debido a los altos niveles de incertidumbre en las actividades de exploración y posterior explotación geotérmica es que el indicador de costo total de capital (CTC) alcanza la mayor magnitud entre todas las tecnologías evaluadas, alcanzando un valor de 7.800 USD/kW. Este indicador representa más de un 46% del valor reportado por Lazard (5.325 USD/kW) (Lazard, 2016) y más de un 212% que el valor para Turquía (2.500 USD/kW). Estas centrales son seguidas por las centrales de pasada (3.250 USD/kW), con un CTC inferior en un 36% a lo reportado por IEA de 5.127 USD/kW, pero cercano a lo reportado para EEUU y México (2.600 y 2.300 USD/kW, respectivamente). Las centrales a gas natural y diésel son las que presentan los menores valores de CTC por unidad de potencia instalada, alcanzando los 1.150 USD/kW y 900 USD/kW, respectivamente. Estas centrales junto con las centrales eólicas presentan valores muy cercanos a los valores de literatura.

Al comparar el costo anualizado total (CAT) son las centrales geotérmicas las que poseen el inferior valor con $9.38 \cdot 10^7$ USD/año, siendo casi 30 veces inferior que las plantas a carbón, las que poseen el peor valor de CAT $2,76 \cdot 10^9$ USD/año. A pesar que las centrales geotérmicas presentan el mayor CTC, los requerimientos anuales de gastos son inferiores que el resto de las tecnologías, además de ser una energía renovable no afectada por estacionalidades. En términos generales las centrales renovables tienen un menor indicador de CAT que las centrales fósiles, lo cual podría estar vinculado a la necesidad de combustible.

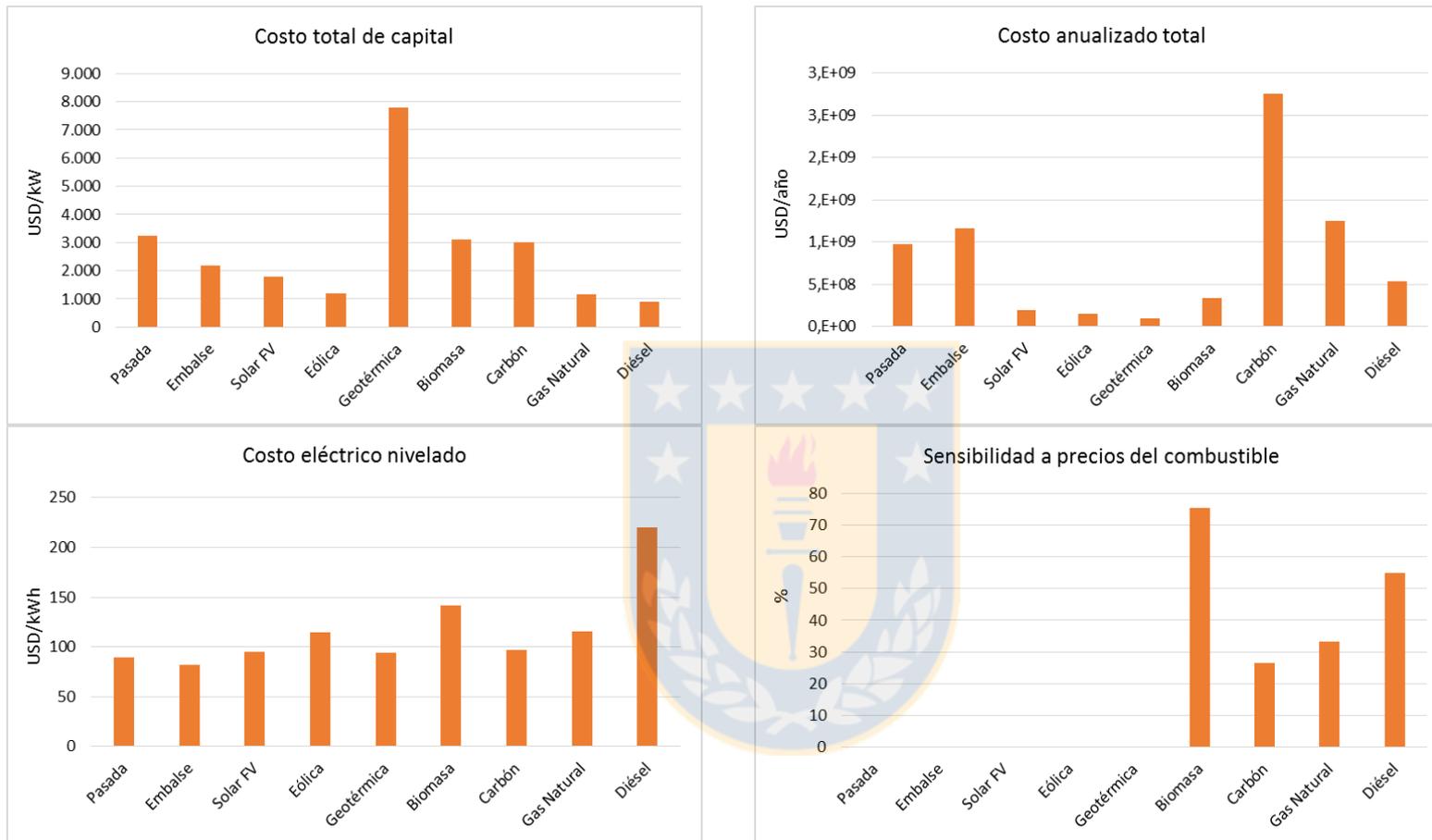


Figura 15: Indicadores económicos de las tecnologías de generación eléctrica consideradas para el año 2015. Fuente: elaboración propia.

Las centrales a carbón tienen el más alto CAT en Chile ($27,61 \cdot 10^8$ USD/año) y están cercanas al valor reportado para Turquía ($2,2 \cdot 10^9$ USD/año). Esta similitud puede estar relacionada con el costo de importación de combustible, donde en Chile es 100% importado, mientras que en Turquía es un 80%. Le siguen las centrales a gas natural ($1,25 \cdot 10^9$ USD/año) las que están lejos de los valores reportados para Turquía ($1,61 \cdot 10^{10}$ USD/año), siendo en ambos casos combustibles importados en su totalidad. En el caso de Chile el gas natural llega licuado y a Turquía llega por gasoducto, siendo el precio del suministro del gas una fuente de alta incertidumbre, lo que podría reflejar condiciones sitio específicas. Las centrales de embalse ($1,5 \cdot 10^9$ USD/año) y de pasada ($9,73 \cdot 10^8$ USD/año) tienen un CAT inferior a lo reportado en literatura, lo cual puede estar asociado a los costos de requerimientos sitio específicos.

Por su parte, las centrales a diésel y a biomasa son las que tienen mayores valores para costo eléctrico nivelado (CEN), alcanzando 221 USD/MWh y 141,7 USD/MWh, respectivamente. Las primeras podrían estar relacionadas con el alto costo de combustible y sus moderadas eficiencias de conversión, mientras que para las centrales de cogeneración el valor se obtuvo de literatura la cual consideraba también un alto valor del combustible (106,9 USD/MWh). Esto es ciertamente una fuente de incertidumbre. De igual forma, en la literatura las centrales a diésel tienen el mayor CEN entre todas las tecnologías comparadas, estando el valor para Chile entre el rango reportado (ver Apéndice C).

Por el contrario el mejor CEN está asociado a las centrales de energías renovables, especialmente las hidráulicas. Las centrales de embalse (48,0 USD/MWh) están cercanas a las reportadas para México (89,0 USD/MWh). Las centrales geotérmicas, de pasada y solares FV tienen un CEN muy similar entre sí (93,8, 89,2 y 94,9 USD/MWh, respectivamente) estando muy cercanas a los valores reportados por IEA (101,1 USD/MWh), por México (89,0 USD/MWh) y EEUU (55,0 USD/MWh), respectivamente. Estas centrales renovables tienen CEN muy cercanos a los de las centrales a carbón, siendo estas últimas la mejor opción fósil (96,5 USD/MWh) y con un valor cercano al reportado por IEA de 101,4 USD/MWh. Por otro lado, las centrales eólicas tienen el peor CEN entre las renovables (114,3 USD/MWh) estando cercano al valor reportado para Turquía y México (126,0 USD/MWh para ambos países).

Las centrales a carbón son las que presentan el mejor desempeño en sensibilidad a precios de combustibles (SPC), dentro de las centrales térmicas, siendo sólo un 26,4% para Chile, valor cercano a lo reportado para Reino Unido (27,03%). El costo asociado a la calidad y el transporte del carbón son posibles fuentes de las diferencias. El indicador de SPC para las centrales a diésel (59,9%) tiene un valor similar a lo reportado para México (48,3%), mientras que el mismo indicador para las centrales a gas natural (33,2%) está cercano a lo reportado por el informe Lazard para EEUU (34,9%). Dado el alto valor considerado para el combustible en las centrales a biomasa, el indicador de sensibilidad a precios del combustible (SPC) alcanza 75,4% siendo el mayor valor entre las tecnologías evaluadas.

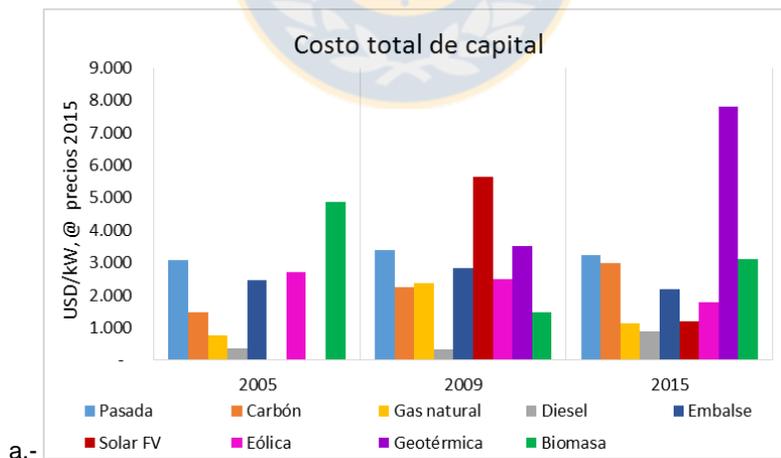
El detalle de los antecedentes económicos para los años estudiados se presenta en el Apéndice C.

3.1. Principales variaciones de los indicadores económicos para las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005-2015.

Al igual en la dimensión ambiental, se desea analizar la evolución temporal de la dimensión económica, a través de la identificación de cambios relevantes que hayan impactado en los indicadores económicos en los años 2005, 2009 y 2015.

En términos generales en la mayoría de los indicadores se observan variaciones menores, pero en los indicadores económicos de costo total de capital (CTC), costo eléctrico nivelado (CEN) y sensibilidad al precio del combustible (SPC) se observan variaciones relevantes (ver fig. 16).

Como se observa, el indicador de CTC para las centrales a gas natural entre el año 2005 y 2009 aumentó al igual que el CEN, probablemente asociado a la escasa capacidad de recepción de gas natural en el país, e incertidumbres en el mercado de combustible, las que se redujeron con la incorporación del *shale gas*, ayudando a la disminución de los costos al año 2015. El CTC y CEN de centrales a biomasa experimentan una caída en el año 2009 asociada a la entonces disponible capacidad de generar electricidad a partir de biomasa residual, costos que al año 2015 aumentan nuevamente. El CTC de las centrales geotérmicas experimenta un alza entre el 2009 y 2015 asociada a la mayor certeza del costo de las exploraciones debido que al año 2009 no existían proyectos instalados. También se evidencia un aumento en el CTC y el CEN de las centrales a carbón y a diésel, lo cual podría estar asociado a costos de sistemas de abatimiento para cumplir con normativa medioambiental y al incremento de los *commodities* relacionados con la etapa de construcción. Una evidente reducción de los CTC y del CEN de las centrales solares FV entre los años 2009 y 2015 se observa producto de la reducción internacional de los costos de éstas, al igual que para las centrales eólicas.



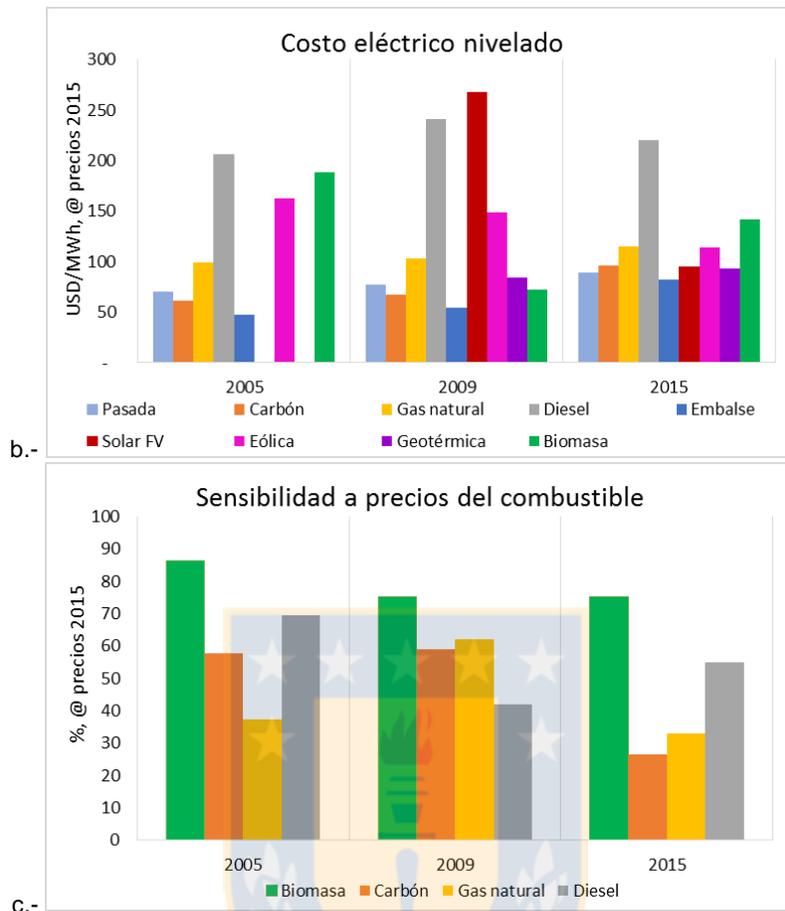


Figura 16: Indicadores económicos y sociales que sufrieron la mayor variación durante el período 2005-2015. a.- costo total de capital (CTC), b.- costo eléctrico nivelado (CEN), c.- sensibilidad al precio del combustible (SPC). Fuente: elaboración propia.

Con respecto a la sensibilidad a precio de combustible (SPC) (ver fig. 16.c) se observa una caída importante en las centrales a carbón entre los años 2009 y 2015 explicada por el aumento del costo de inversión principalmente, puesto que el costo del combustible aumentó en el período. Durante el 2009 para el gas natural se observa un aumento en la SPC, debido al alza de precios de importación que correspondían a los primeros contratos de gas natural licuado, los cuales descendieron en el 2015 al estabilizarse el suministro (ver Apéndice C).

4. Desempeño social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile.

El perfil social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile se presenta en la figura 17. En términos generales se observa que las centrales a gas natural son la tecnología con peor desempeño social, considerando que tiene los peores indicadores en diversidad del suministro de combustibles (DSC), dependencia a la importación (DI), índice de corrupción (IC) y agotamiento de recursos abióticos (ARA). La tabla 6 resume las fuentes de la literatura con las que se comparan los resultados por tecnología. El detalle se presenta en el Apéndice C.

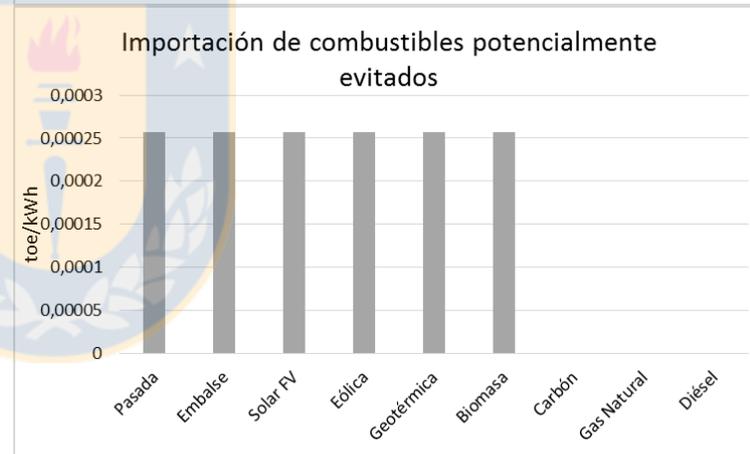
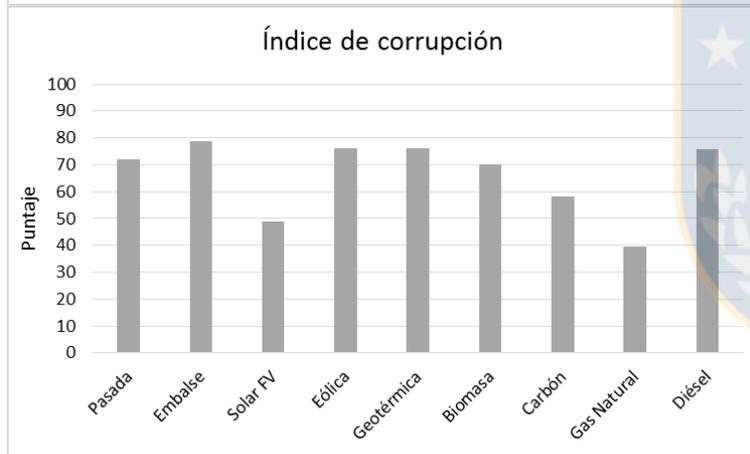
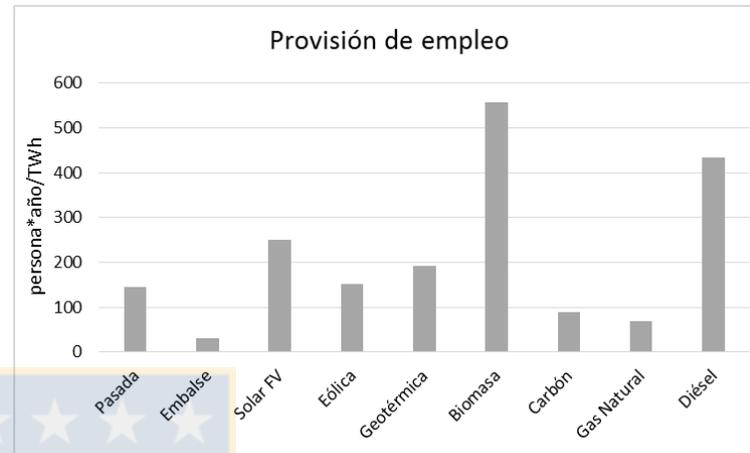
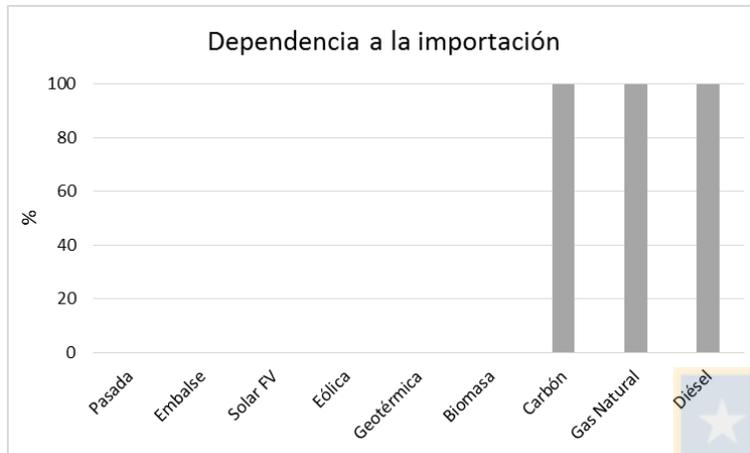
Tabla 6: Resumen de la literatura usada para comparar el perfil social de las tecnologías de generación eléctrica en Chile. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	Autores comparados	País
<i>Hidráulicas de pasada</i>	Maxim (2015)	EEUU
<i>Hidráulicas de embalse</i>	Atilgan & Azapagic (2016)	Turquía
<i>Solares FV</i>	Stamford & Azapagic (2012) Gaete-Morales et al (2018)	Reino Unido Chile
<i>Eólicas</i>	Maxim (2015) Gaete-Morales et al (2018)	EEUU Chile
<i>Geotérmica</i>	Maxim (2015)	EEUU
<i>Biomasa</i>	Cooper & Azapagic (2018) Maxim (2015)	Reino Unido EEUU
<i>Carbón</i>	Atilgan & Azapagic (2016) Stamford & Azapagic (2012) Maxim (2015) Ecoinvent ver 2.2	Turquía Reino Unido EEUU Europa
<i>Diésel</i>	Atilgan & Azapagic (2016) Stamford & Azapagic (2012) Ecoinvent ver 2.2	Turquía Reino Unido Europa
<i>Gas Natural</i>	Atilgan & Azapagic (2016) Stamford & Azapagic (2012) Gaete-Morales et al (2018)	Turquía Reino Unido Chile

Como fue mencionado, todos los combustibles usados para fines de generación eléctrica en Chile fueron considerados importados. Por lo anterior, la DI de carbón, diésel, y gas natural en Chile es de un 100%, siendo encontrado en literatura sólo un valor similar para Turquía y su importación de gas natural durante el año 2010. Por el contrario, la biomasa es considerada exclusivamente de fuentes nacionales, como parte de las actividades productivas locales.

El indicador de importación de combustibles potencialmente evitados (ICPE) se calculó considerando el promedio simple de la eficiencia de conversión para el carbón, gas natural y diésel, siendo el mismo valor para todas las demás tecnologías consideradas (ver Apéndice B). Debido a las inferiores eficiencias de conversión consideradas para Chile, el indicador de ICPE ($26 \cdot 10^{-2}$ koe/kWh) es 1,6 y 1,3 veces los resultados para Turquía ($17 \cdot 10^{-2}$ koe/kWh) y Reino Unido ($20 \cdot 10^{-2}$ koe/kWh), respectivamente.

Considerando los combustibles importados (ver Apéndice B), los países abastecedores son limitados y reflejan la dominancia de un país por cada combustible. En el caso del carbón la mayor parte proviene desde Colombia, el diésel desde EEUU y el gas natural desde Trinidad y Tobago. Particularmente el gas natural y el diésel tienen un indicador de diversidad de suministro de combustible (DSC) muy bajo producto del estrecho vínculo con Trinidad y Tobago el cual aporta el 91% del gas natural, y con EEUU el cual aporta el 88% del diésel. Las centrales a carbón (64%) tienen un indicador de DSC inferior al Reino Unido (72%) pero superior al de Turquía (57%). Considerando que este indicador es mejor cuando es más alto, el caso Chileno sería mejor que el turco. Por el contrario, para el gas natural (17%) la DSC es inferior que en Turquía (56%) y en Reino Unido (87%).



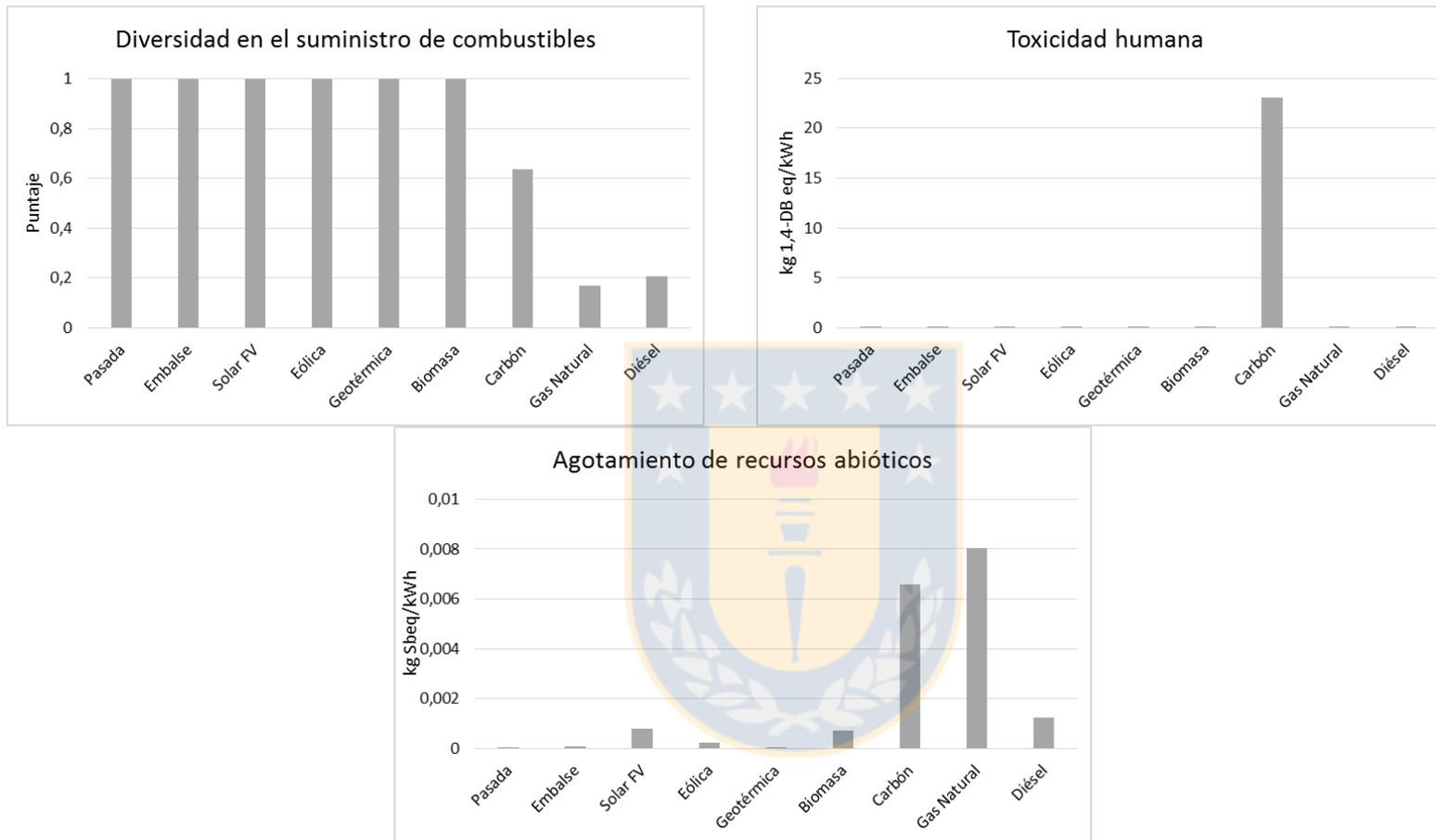


Figura 17: Indicadores sociales de las tecnologías de generación eléctrica en Chile para el año 2015. Fuente: elaboración propia.

El indicador de provisión de empleo (PE) es más alto en las centrales a diésel y a biomasa, y más bajo en las centrales de embalse y gas natural. Estos resultados están estrechamente vinculados a la generación promedio anual de energía por cada una de las tecnologías, disminuyendo el indicador cuando la generación eléctrica promedio es mayor. Debido que las centrales a biomasa no son unidades de exclusiva generación de electricidad y las centrales a diésel tiene una baja usabilidad y eficiencia, este indicador es mayor para ambas tecnologías. Las centrales a biomasa (55,8 persona*año/TWh) presentan una PE 5 veces el valor reportado para EEUU (11 persona*año/TWh) y 1,4 veces el reportado para el Reino Unido (39 persona*año/TWh) (Cooper & Azapagic, 2018). Dado que las centrales a biomasa son unidades de co-generación y requieren que la fuerza de trabajo esté a cargo de los dos productos de salida, la PE puede ser superior y específica para este tipo de tecnologías.

El indicador PE (ver fig. 17) de las centrales eólicas (15,3 persona*año/TWh), geotérmicas (19,1 persona*año/TWh) y a carbón (8,9 persona*año/TWh) son cercanas a los valores reportados para EEUU por Maxim (2014) (17 persona*año/TWh, 25 persona*año/TWh y 11 persona*año/TWh, respectivamente). Para las centrales solares FV (25 persona*año/TWh), la PE es más baja que lo reportado en literatura para el Reino Unido. Esta diferencia podría deberse a la alta capacidad de generación eléctrica de este tipo de centrales en Chile la cual es mayor que en otros países. Para el gas natural (6,8 persona*año/TWh) la PE está cercana a lo reportado para Turquía (5,6 persona*año/TWh), mientras que para las centrales de pasada (14,6 persona*año/TWh) y embalse (3 persona*año/TWh) es inferior a lo reportado en literatura, siendo 1,8 y 3,3 veces los valores reportados para EEUU (27 persona*año/TWh) y Turquía (9 persona*año/TWh), respectivamente.

Los resultados para el indicador índice de corrupción (IC) reflejan un valor bajo para las centrales a gas natural y solares FV; 39 y 49, respectivamente. Esto es porque dichas tecnologías cuentan con empresas proveedoras en países de bajo índice de percepción de la corrupción (ver Apéndice B). Por el contrario, para las centrales de embalse, eólicas, geotérmicas y diésel el indicador de IC es más alto. En las plantas renovables, las turbinas son el único elemento considerado en este indicador, mientras que en las de combustión se considera también el combustible. Debido a que este indicador es una contribución inédita de este trabajo, no se han encontrado valores para comparar en literatura.

Es importante mencionar que para las centrales térmicas el indicador de corrupción fue ponderado por el costo económico anual de las turbinas y de los combustibles, siendo este último siempre superior al primero. Debido a la contribución permanente del combustible a lo largo de la vida útil de las centrales en comparación con la contribución económica anual de las turbinas, el indicador de IC es más sensible al índice de los países abastecedores de combustible que a los fabricantes de turbinas. En el caso de contar con turbinas altamente sofisticadas, que tengan un valor económico superior a la tecnología hoy considerada, así como tener acceso a información de otro equipamiento de las centrales podría hacer que el indicador IC fuera más sensible a la infraestructura.

Las centrales a carbón presentan un mayor valor para toxicidad humana (TH), siendo 111 veces el mismo indicador para las centrales a biomasa; $23,1 \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$ y $2,07 \cdot 10^{-1} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$, respectivamente. Como se mencionó en la sección de indicadores ambientales, los altos niveles de contaminantes descargados durante la etapa de operación

de las centrales a carbón se identifican como la causa para este alto valor del indicador. Estos contaminantes contribuyen con más del 99% del indicador de TH y representan una magnitud de 14 veces el valor del peor indicador reportado en literatura (Ecoinvent, $1,7 \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$). Esta situación reafirma la necesidad de mejorar los sistemas locales de control asociados a las descargas de centrales eléctricas en Chile. El indicador de TH para las centrales a diésel ($4 \cdot 10^{-2} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) es inferior que el rango reportado por Ecoinvent y que lo reportado previamente para Chile ($1,3 \cdot 10^{-1} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$), lo cual se atribuye a la diferencia en la tecnología considerada y las diferencias de enfoque en el inventario de ciclo de vida, respectivamente. Por su parte, las centrales de gas natural ($6 \cdot 10^{-2} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$), solares FV ($1,1 \cdot 10^{-1} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) y eólicas ($2 \cdot 10^{-2} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) tienen un indicador de TH similar al reportado anteriormente para Chile ($5 \cdot 10^{-2} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$, $5 \cdot 10^{-2} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$ y $3 \cdot 10^{-2} \text{ kg } 1,4\text{-DB}_{\text{eq}}/\text{kWh}$, respectivamente).

Como se discutió en la sección 2, las centrales a gas natural, solares FV y diésel tienen el indicador ARA como uno de los más relevantes. En particular, las centrales a gas natural tienen de los peores indicadores de ARA, alcanzando $8,05 \cdot 10^{-3} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$, el cual está relacionado con la producción del combustible para la generación eléctrica. Este valor es cercano al valor más alto reportado para Ecoinvent ($8,5 \cdot 10^{-3} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) y más de 1,7 veces el valor reportado previamente para Chile ($4,7 \cdot 10^{-3} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$). Esta diferencia podría estar explicada por diferencias metodológicas antes mencionadas. De igual forma, diferencias en la metodología del inventario de ciclo de vida podrían explicar las diferencias para el indicador en las centrales solares FV ($8 \cdot 10^{-4} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) con respecto a los valores reportados previamente para Chile ($2,6 \cdot 10^{-4} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$). Asimismo, las plantas a diésel ($1,2 \cdot 10^{-3} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$) tienen un indicador de ARA inferior al rango reportado en literatura ($3,3 - 7,5 \cdot 10^{-3} \text{ kg } \text{Sb}_{\text{eq}}/\text{kWh}$), y se podría explicar por la diferencia entre las tecnologías que se están comparando (diésel vs fuel oil).

4.1. Principales variaciones de los indicadores sociales para las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005-2015.

En términos generales en la mayoría de los indicadores se observan variaciones menores durante el período de 10 años entre 2005-2015. Sólo en los indicadores sociales de índice de corrupción (IC), diversidad de suministro de combustibles (DSC), agotamiento de recursos abióticos (ARA) se observan cambios relevantes (ver figura 18).

Se identifica una reducción en el indicador de índice de corrupción (IC) (ver fig. 18.a) para el carbón durante el 2009 y está asociado a la importación de combustible desde Colombia mayoritariamente, lo cual en el año 2015 se mantiene, pero incorporándose EEUU y Australia con más de la mitad de la importación, haciendo que el indicador aumente. Por su parte, el indicador para las centrales a gas natural aumenta entre los años 2009 y 2015 debido a que las importaciones provenían mayoritariamente desde Argentina en un principio, y luego llegaron desde Trinidad y Tobago, el cual tiene un mejor índice de percepción de la corrupción.

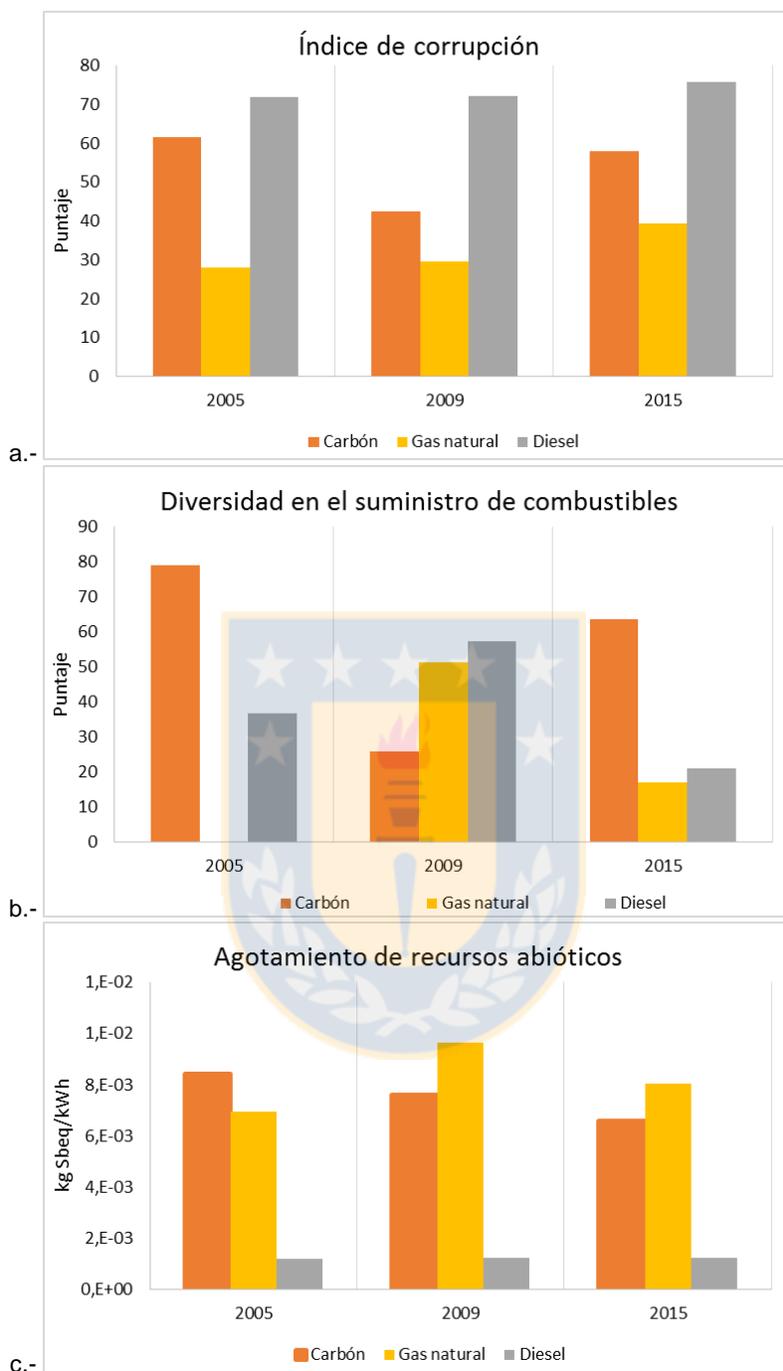


Figura 18: Indicadores sociales que sufrieron la mayor variación durante el período 2005-2015., a.-índice de corrupción (IC), b.- diversidad de suministro de combustibles (DSC), c.- agotamiento de recursos abióticos (ARA). Fuente: elaboración propia.

De la figura 18.b se observa que la diversidad de suministro de combustible (DSC) mejora notablemente en el año 2009 para el gas natural, el que al principio provenía de manera exclusiva desde Argentina y luego comenzó a llegar desde diversos países. Esto se redujo nuevamente en el año 2015 donde Trinidad y Tobago aportó con más del 91% de la importación. Similar situación ocurrió con el diésel en el año 2009, donde Corea del Sur

aportó una cantidad relevante de la importación, la cual estuvo dominada por EEUU en los años 2005 y 2015. Para el carbón durante el mismo año hubo una reducción del DSC producto de una dependencia casi exclusiva con Colombia, lo que se revirtió en el año 2015.

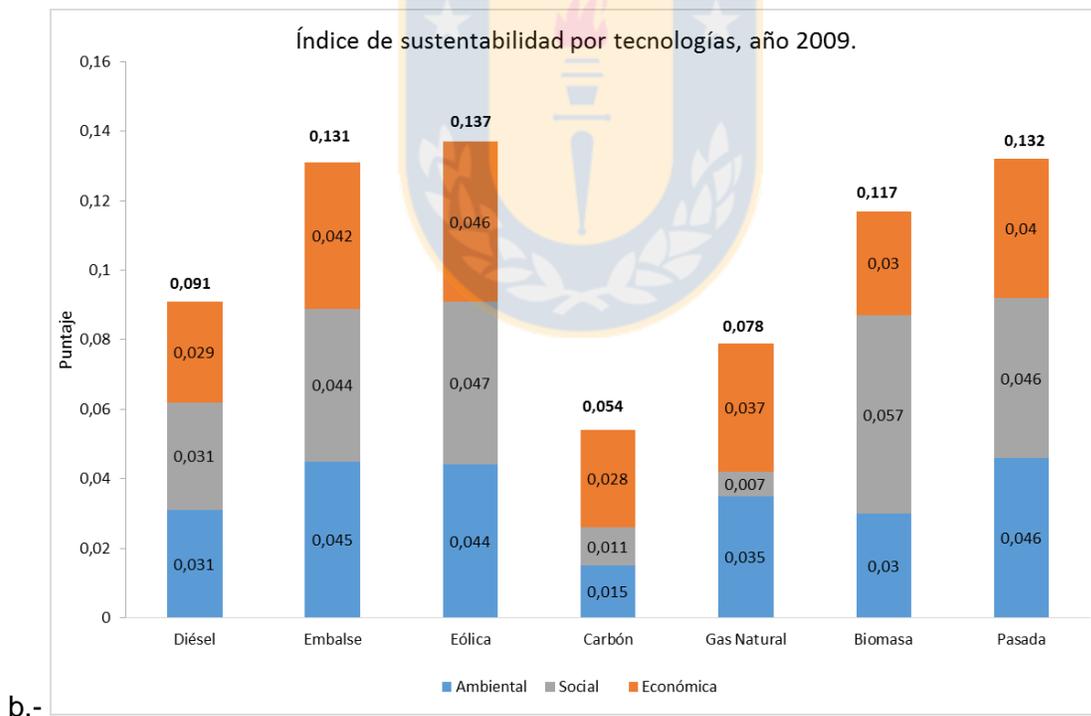
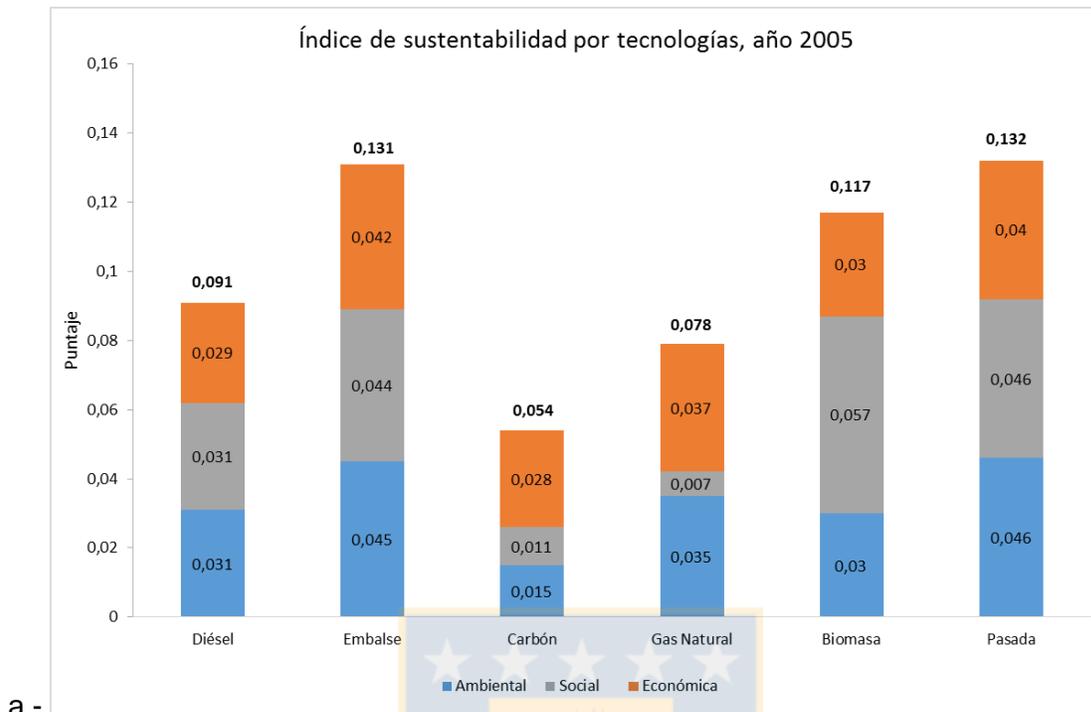
Finalmente, para el indicador de agotamiento de recursos abióticos (ARA) (ver fig. 18.c) se observa un aumento durante el año 2009 en las centrales a gas natural, lo cual estaría asociado a la importación de gas natural licuado el cual requiere una demanda de recursos superior al gas importado por gasoducto. También se observa un descenso en el indicador del carbón lo cual podría explicarse por mejoras en la eficiencia de conversión.

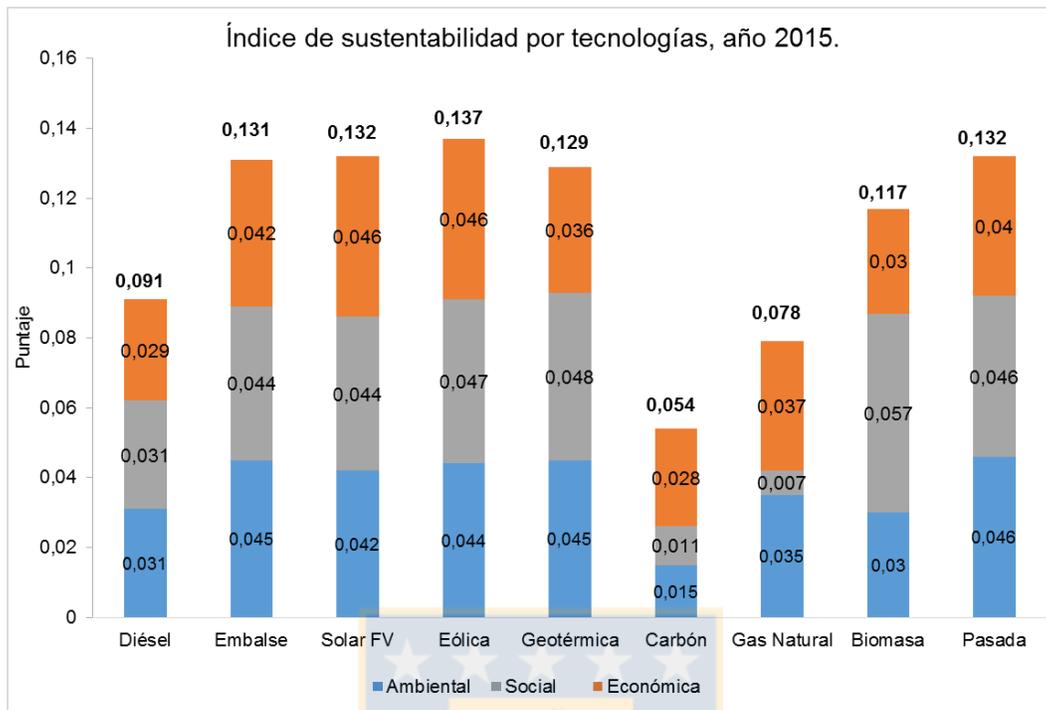
5. Evaluación de la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica en Chile entre los años 2005 y 2015.

Considerando los resultados obtenidos para el perfil ambiental (sección 2), el perfil económico (sección 3) y perfil social (sección 4) de las tecnologías de generación eléctrica en Chile, y sus respectivos cambios durante el período comprendido entre los años 2005-2015, en la presente sección se presentan los resultados de la evaluación de la sustentabilidad de las tecnologías presentes en cada año. Lo anterior, con el propósito de identificar cuáles son las tecnologías que presentan un mejor desempeño integrado de las 3 dimensiones evaluadas.

Como se mencionó en el capítulo 3, aquellas tecnologías que presentan un mejor desempeño integrado son las que poseen un mayor índice.

Los resultados de los años 2005, 2009 y 2015 (ver fig. 19) muestran que las centrales a carbón y gas natural son las peores opciones en cuanto a sustentabilidad pues tienen el más bajo puntaje global, mientras que las centrales de pasada y embalse fueron las mejores en el año 2005, las centrales eólicas e hidráulicas en el año 2009, y centrales eólicas, solares FV e hidráulicas en el año 2015. Para todos los años, las plantas a diésel fueron las más sustentables entre las tecnologías fósiles.





C.-
 Figura 19: Resultados del análisis multicriterio para la evaluación de la sustentabilidad aplicado a las tecnologías de generación eléctrica en Chile en los años 2005, 2009 y 2015. a.- año 2005, b.- año 2009, c.- año 2015. Fuente: elaboración propia.

Los resultados para las centrales a carbón muestran una baja contribución desde la dimensión económica, en los 3 años considerados, la cual podría estar explicada por los indicadores de sensibilidad a precios del combustible y costo total de capital. Para las plantas a biomasa por su parte, el bajo desempeño económico estaría asociado a los altos costo total de capital, costo eléctrico nivelado y sensibilidad a precios del combustible en los años evaluados. De la misma forma, el bajo desempeño económico de las centrales a diésel podría ser atribuible al su alto costo eléctrico nivelado y sensibilidad a precios del combustible para el mismo período. Las centrales a gas natural tienen la más baja sensibilidad a precios del combustible en los años 2005 y 2009 contribuyendo a su alto desempeño económico. Por otro lado, las plantas de embalse tienen el mejor desempeño económico en el año 2005 gracias a su nula sensibilidad a precios del combustible y bajo costo eléctrico nivelado. En el año 2009 las centrales eólicas lideraron el desempeño económico debido al costo anualizado total, sensibilidad a precios del combustible y costo total de capital. De la misma forma en el año 2015 las centrales eólicas y solares FV tuvieron el mejor desempeño económico. En comparación con las centrales renovables, las centrales térmicas son menos sustentables.

La más baja contribución de la dimensión social son las centrales a carbón y a gas natural lo cual podría estar explicado por el pobre desempeño en indicadores de dependencia a la importación, índice de corrupción, importación de combustibles potencialmente evitados y agotamiento de recursos abióticos. Adicionalmente, las centrales a carbón tienen la más alta toxicidad humana y las centrales a gas natural tienen la peor diversificación de

suministro de combustible. Por el contrario, las centrales de biomasa presentan el mejor desempeño social durante el período, gracias a la dependencia a la importación, provisión de empleos, índice de corrupción, importación de combustibles potencialmente evitados y diversificación de suministro de combustible. En el año 2009 la contribución social de las centrales eólicas fue mayor que la de las centrales hidráulicas gracias a la provisión de empleo e índice de corrupción, mientras que en el 2015 la contribución social de las centrales geotérmicas es mayor que las eólicas gracias a la toxicidad humana y agotamiento de recursos abióticos.

Para los años 2005, 2009 y 2015 las plantas a carbón presentan el peor desempeño ambiental, principalmente debido a los altos niveles de potencial de calentamiento global, potencial de acidificación, potencial de eutrofización, ecotoxicidad acuática, marina y terrestre. Estas plantas son seguidas de lejos por las de biomasa que tienen altos niveles de oxidación fotoquímica, potencial de acidificación, potencial de eutrofización, ecotoxicidad acuática, marina y terrestre. Las centrales a gas natural tienen el mejor desempeño ambiental dentro de las tecnologías térmicas, gracias a la oxidación fotoquímica, potencial de calentamiento global, potencial de acidificación y potencial de eutrofización. Por el contrario, el mejor desempeño ambiental en los años 2005, 2009 y 2015 fue presentado por las centrales de pasada y de embalse, las cuales tienen los más bajos indicadores. En el año 2015, sólo las centrales geotérmicas alcanzan el mismo desempeño ambiental que las centrales de embalse.

Es importante notar que el puntaje obtenido de la evaluación de la sustentabilidad para cada tecnología durante los años analizados, no varía, lo cual sugiere que el nivel de las variaciones de los indicadores respectivos durante este período no es determinante en la para el cálculo del índice la sustentabilidad de las tecnologías.

De acuerdo a lo reportado en literatura por Atilgan & Azapagic (2016) para Turquía, usando la misma priorización que este trabajo, los resultados arrojaron que la mejor tecnología evaluada eran las hidroeléctricas seguidas por las geotérmicas y eólicas. De la misma forma, los resultados obtenidos por Chatzimouratidi & Pilavachi (2009) reportan que el mismo orden de prioridad. Por su parte, Maxim (2014) reporta que para EEUU el mejor desempeño lo alcanzan las centrales hidroeléctricas, eólicas y solar FV, y por su parte, los resultados entregados por Cartelle Barros et al (2015) muestran que las eólicas, solares FV e hidroeléctricas son las que tienen un mejor desempeño. En todos los casos, son las centrales renovables no combustibles las que tienen mayor compatibilidad con el desarrollo sustentable de la matriz eléctrica, al igual que los resultados obtenidos para Chile.

5.1. Análisis de sensibilidad de la evaluación de sustentabilidad para las tecnologías disponibles entre los años 2005 y 2015.

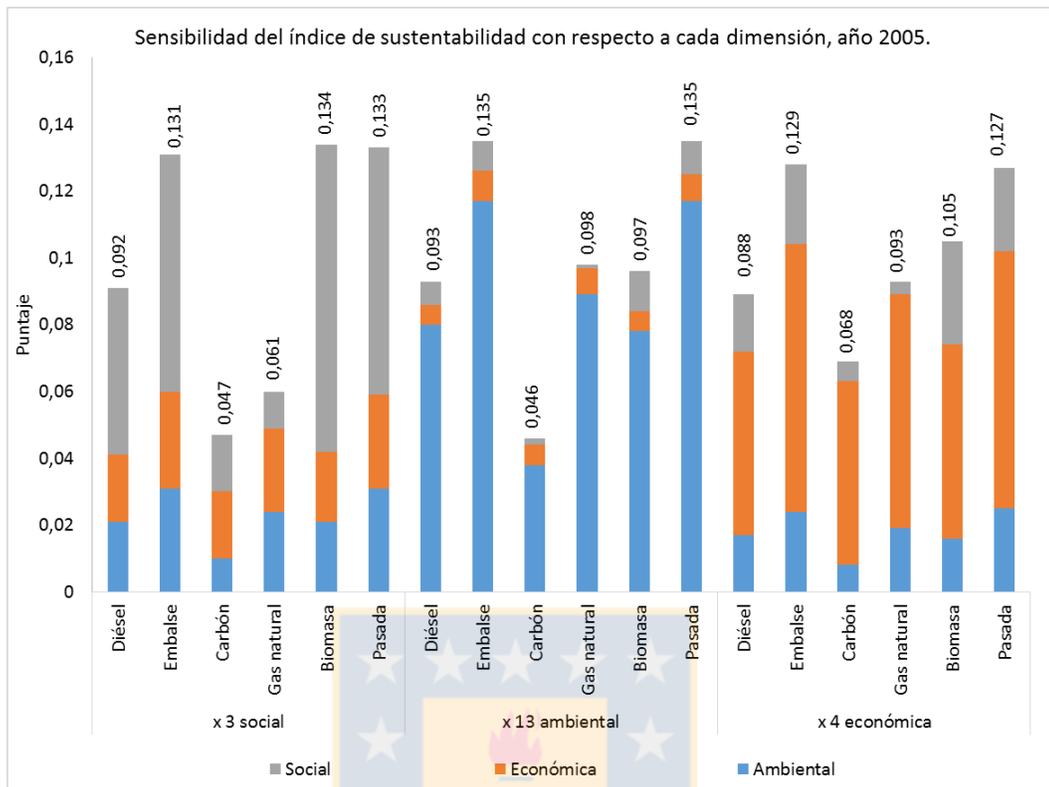
Con el propósito de probar el rango de validez de los resultados obtenidos, se realizó un análisis de sensibilidad basado en información de incertidumbre que provee el software web-HYPRE. Los resultados en detalle se aprecian en la figura 20. Los resultados muestran que fue necesario incrementar el peso de la dimensión ambiental en 13 veces para el año 2005, en 14 veces para el año 2009 y en 15 veces para el año 2015, para obtener un cambio

en el ranking de las tecnologías. El resultado del análisis de sensibilidad para esta dimensión muestra una mejora en la sustentabilidad de las centrales de gas natural, desplazando a las centrales de biomasa durante la década, gracias a su mejor desempeño en oxidación fotoquímica, potencial de acidificación, potencial de eutrofización, ecotoxicidad en agua fresca, marina y terrestre. Sin embargo, este desplazamiento sólo ocurre con tecnologías que están ubicadas en la medianía del ranking y no es suficiente para desplazar las tecnologías más sustentables.

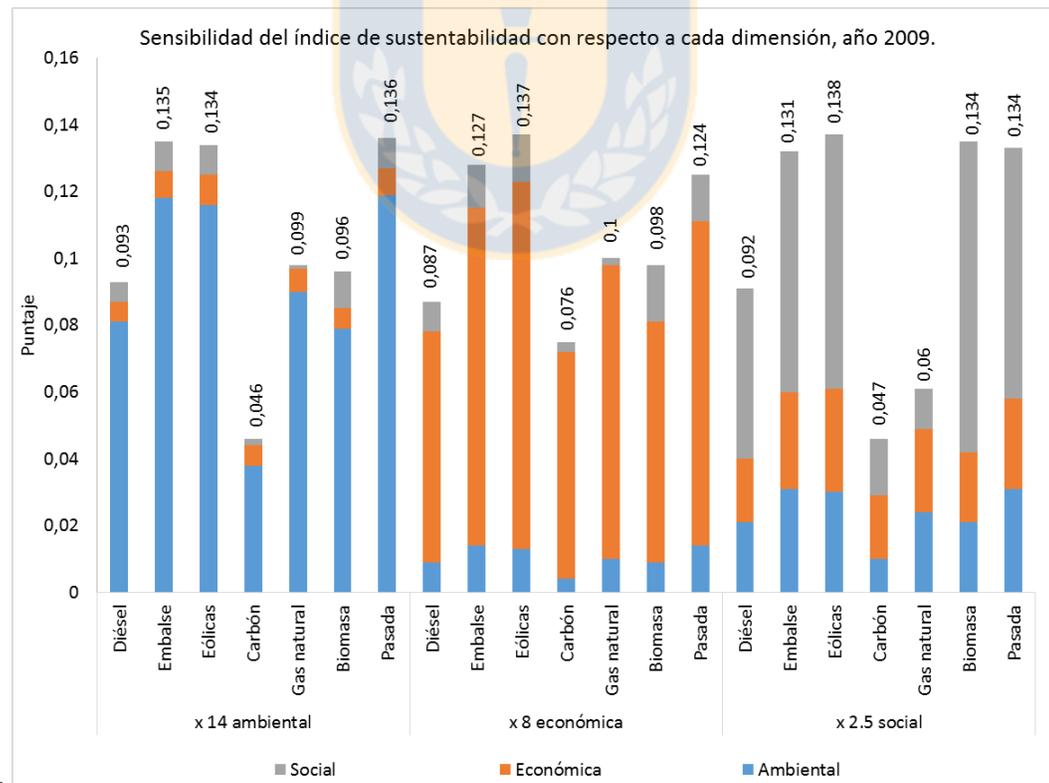
El análisis de sensibilidad de la dimensión económica muestra que fue necesario un incremento de su ponderación en 4 veces en el año 2005, 8 veces en el año 2009 y de 10 veces en el año 2015 para obtener diferente arreglo en el ranking de tecnologías. Los resultados muestran que para todo el período las centrales a gas natural mejoran su sustentabilidad, quedando por sobre las centrales de biomasa y diésel, gracias a los aportes de costo eléctrico nivelado y sensibilidad a precios del combustible. También las centrales de pasada muestran un descenso en sustentabilidad quedando por debajo de las centrales de embalse. Igual que en el caso de la sensibilización de la dimensión ambiental, los resultados de aumentar el peso de la dimensión económica muestran que sólo tecnologías ubicadas en la mitad del ranking son las que logran movilidad, manteniendo las tecnologías renovables su posición de ventaja.

Estos resultados muestran la robustez de la priorización de los indicadores ambientales y económicos de las tecnologías de generación eléctrica.

Por su parte, el análisis de sensibilidad para la dimensión social muestra que para obtener un cambio en las prioridades tecnológicas es necesario un incremento de 3 veces para los años 2005 y 2015, y de 2,5 veces para el año 2009. Al contrario de lo que sucede con las sensibilizaciones anteriores, los resultados muestran que un cambio relevante se produce en la punta del ranking de las tecnologías más sustentables, donde las centrales de biomasa alcanzan el mejor desempeño en todos los años evaluados. Esta mejora en la sustentabilidad está impulsado por el impacto de los indicadores de dependencia a la importación, provisión de empleo, índice de corrupción e importación de combustibles potencialmente evitados.



a.-



b.-

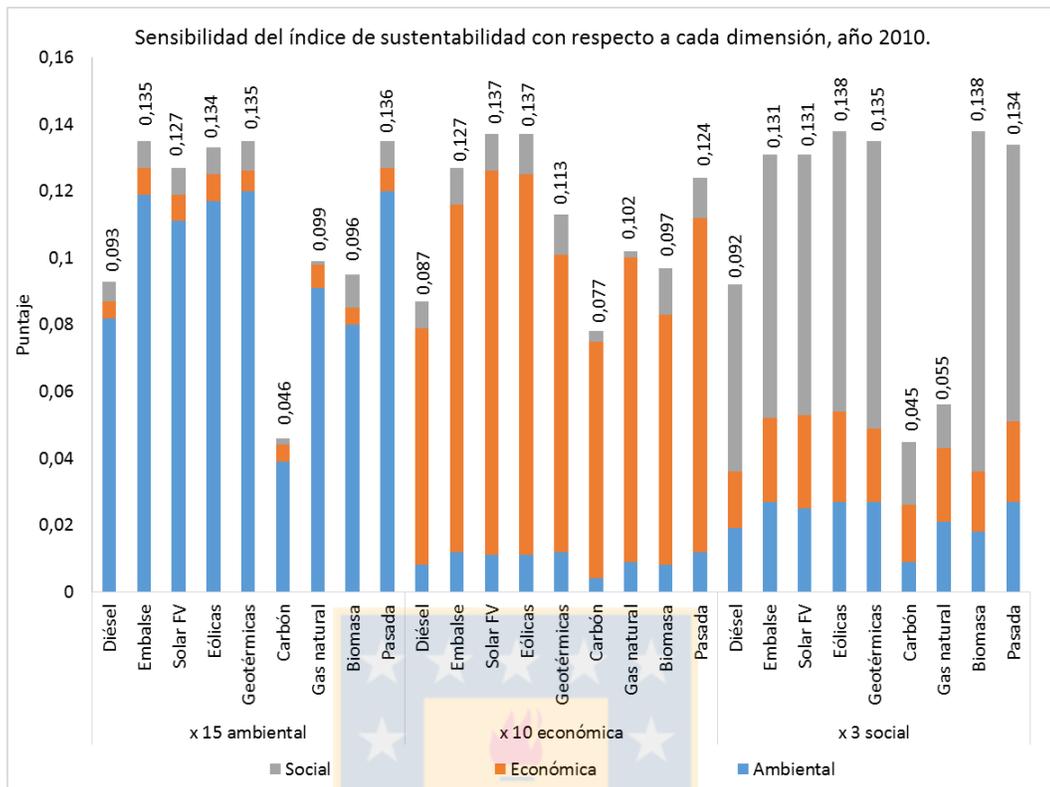


Figura 20: Análisis de sensibilidad del AMC aplicado a la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica en Chile, basadas en datos del año 2015. a.- año 2005, b.- año 2009, c.- año 2015. Fuente: elaboración propia.

De esta manera, los resultados de incrementar la ponderación individual de las dimensiones ambiental y económica muestran que no hay cambios significativos en las mejores tecnologías identificadas, a pesar de hacer incrementos en la ponderación entre 13 y 15 veces para la primera, y 4 y 10 veces para la segunda. Sólo los resultados de la sensibilidad para la dimensión social implican cambios en las tecnologías más sustentables, desplazando la biomasa a otras renovables.

6. Conclusiones

Los resultados del perfil ambiental de las tecnologías de generación eléctrica, muestran que las centrales térmicas en base fósil son las que poseen la mayor carga ambiental, destacando particularmente las centrales a carbón. Las centrales de co-generación de ácido tienen también un alto perfil ambiental pero su contribución a la matriz eléctrica es despreciable. También se tiene que las centrales a biomasa son las tecnologías renovables con una mayor carga ambiental.

Para todas las tecnologías evaluadas, la ecotoxicidad marina y en agua fresca están dentro de las categorías de impacto más relevantes. Más atrás les siguen el potencial de acidificación, potencial de eutrofización y agotamiento de recursos abióticos, dependiendo de la tecnología.

En la mayoría de las centrales térmicas, la etapa de conversión es la que contiene la mayor carga ambiental en las categorías de ecotoxicidad marina y en agua fresca, mientras que en las centrales renovables la contribución a estas categorías proviene de las etapas de infraestructura. La etapa de extracción es relevante sólo en las centrales a gas natural y diésel en menor medida.

Durante los últimos 10 años, se advierten cambios en los indicadores ambientales de las centrales en base a combustibles fósiles, que consisten en reducciones del potencial de acidificación y oxidación fotoquímica en centrales a carbón y a gas natural, atribuibles a la entrada en vigencia de normativa ambiental para emisiones atmosféricas en termoeléctricas (a partir del año 2012). Asimismo, se observa una reducción en el agotamiento de la capa de ozono producto del cambio tecnológico que implica el pasar de importar gas natural en estado gaseoso a gas natural en estado licuado.

Por su parte, el perfil económico de las tecnologías de generación eléctrica muestra que las centrales eólicas presentan el mejor desempeño, mientras que las de biomasa el peor. En particular los altos costos de capital total asociados a la generación geotérmica se atribuyen a las incertidumbres en las fases de exploración y explotación. El alto costo eléctrico nivelado de las centrales diésel se puede asociar al alto costo de combustibles, mientras que las centrales a carbón tienen un costo nivelado levemente por sobre las centrales de embalse, de pasada, solares FV y geotérmicas.

Durante el período 2005-2015 se identifican cambios en los indicadores económicos de costo total de capital, costo anualizado total y sensibilidad a precios de combustible, siendo los más relevantes las reducciones del costo total de capital de las centrales eólicas y solares FV producto de la baja de los precios de estas tecnologías en los mercados internacionales. Adicionalmente, los aumentos de estos indicadores en centrales a carbón y diésel se asocia a incrementos de costos para implementación de sistemas de abatimiento acordes a la nueva normativa medioambiental regente.

Por otro lado, el perfil social de las tecnologías de generación muestra que las centrales a gas natural son las que tienen el peor perfil. La dependencia a la importación de combustibles es total en las centrales basadas en fósiles, los mejores índices de empleo corresponden a las centrales de biomasa y diésel, mientras que los peores índices de corrupción se asocian a centrales a gas natural y solares FV. Asimismo, las centrales a

carbón presentan, por lejos, los mayores índices de toxicidad humana. Durante la década analizada (2005-2015), se identifican cambios asociados a índice de corrupción, agotamiento de recursos abióticos y diversidad de suministro de combustible siendo este último el más afectado el año 2009, producto de un gran aporte de carbón desde Colombia y en contraste con un amplio abanico de proveedores de diésel.

De la evaluación de la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica en Chile durante los años 2005 al 2015, se tiene que las tecnologías renovables no combustibles son aquellas que presentan un desempeño más sustentable que las tecnologías fósiles. En particular, las centrales hidráulicas en el 2005, las centrales eólicas en el 2009, y las centrales eólicas y solares FV en el año 2015 son las que ocupan los primeros lugares de sustentabilidad. Por otro lado, las tecnologías basadas en combustibles fósiles, y en particular las centrales a carbón, son las que presentan atributos menos compatibles con la sustentabilidad. A su vez, de los resultados obtenidos para la década, no se evidencia una influencia del cambio en los indicadores sobre el nivel de sustentabilidad de cada tecnología, manteniéndose constante el puntaje global de cada una durante el período.

Del análisis de sensibilidad aplicado a cada dimensión, se obtuvo que el incremento en más de 10 veces la ponderación de la dimensión ambiental, así como el incremento en más de 4 veces la dimensión económica, no provocaron cambios significativos en el puntaje de las centrales más sustentables, mejorando sólo el desempeño de centrales que se ubican en la mitad del ranking. Por el contrario, al aumentar la ponderación de la dimensión social en al menos 2,5 veces, provocó que las centrales a biomasa pasaran a ser las más sustentables.

Finalmente, se concluye que cada tecnología posee atributos específicos dentro de las tres dimensiones analizadas, los cuales muchas veces pueden representar pros y contras que son necesarios de evaluar en el contexto de la matriz eléctrica. Asimismo, se desconoce el efecto aditivo que puedan tener los cambios temporales de estos atributos en la matriz, motivando su análisis global. De igual manera, la incorporación paulatina de nuevas tecnologías ha implicado que exista una mayor oferta de energía de origen más sustentable, según los criterios evaluados.

En el capítulo siguiente se evalúan estas implicancias tecnológicas sobre la matriz eléctrica chilena.

CAPITULO 5. CUANTIFICACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES PARA LA EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LA SUSTENTABILIDAD EN LA MATRIZ ELÉCTRICA CHILENA.

En el presente capítulo se reportan los resultados del perfil ambiental, económico y social de la matriz eléctrica chilena durante los últimos años. Los indicadores ambientales cubren el período de los últimos 20 años (1995-2015), y los resultados económicos y sociales se reportan para los años 1995, 2009 y 2010. Para estos mismos años se reporta el índice de sustentabilidad de la matriz con el propósito de poner en evidencia su evolución.

Es importante señalar que un mayor análisis del perfil ambiental de la generación eléctrica en Chile por matriz se encuentra en el artículo *“Environmental impact profile of electricity generation in Chile: a baseline study over two decades”* publicado en *Renewable and Sustainable Energy Reviews 94 (2018) 154-167*, como parte de la presente tesis doctoral (ver Apéndice F).

En primer lugar se presentan los resultados del perfil ambiental del SING, SIC y matriz nacional desagregado por categoría de impacto evaluada entre los años 1995 y 2015. En seguida, se entregan los resultados del perfil ambiental desagregados por tecnología y por etapa de ciclo de vida en las tres matrices eléctricas para el año base 2015. Luego, para el período 2005-2015 se detallan y relacionan los principales cambios en los perfiles ambientales, económicos y sociales, seguidos de la evaluación del índice de sustentabilidad de la matriz eléctrica para el período. Finalmente se presentan las conclusiones del capítulo y sus hallazgos.

1. Evaluación ambiental de la matriz eléctrica chilena entre los años 1995-2015

Dentro de la evaluación ambiental de la matriz eléctrica se presentan los resultados para el SING, SIC y suma de ambos asumiendo el escenario de interconexión (matriz nacional), por categoría de impacto para un período de dos décadas. Seguidamente se presentan los resultados de la contribución por tecnología al perfil ambiental de la matriz y el aporte a la carga ambiental por etapa de ciclo de vida, considerando el año base 2015.

Para ambas matrices se incluyen las centrales que contribuyen año a año en la proporción que les corresponda. Las categorías de impacto ambiental reportadas son las 10 de la metodología CML 2000 versión 2.05.

1.1. Categorías de impacto ambiental de la matriz eléctrica chilena entre los años 1995-2015

Con el propósito de tener una visión general de la evolución de los impactos ambientales cuantificados para la matriz eléctrica chilena, se analiza el comportamiento temporal de cada categoría de impacto. Para lo anterior, es necesario considerar la composición de cada año de las matrices del SING, SIC y nacional (ver capítulo 3 y Apéndice B).

1.1.1. Agotamiento de recursos abióticos (ACO)

De la figura 21, se observa que el SING posee un impacto superior al SIC durante todo el período, por lo cual la curva se encuentra desplazada en prácticamente el 100% con respecto al nivel de impacto del SIC. Esto se explica por la participación de las fuentes fósiles como principales tributarios del SING durante todo el período. De igual forma, el SIC al principio del período estaba compuesto prácticamente por un 85% de fuentes renovables (hidro embalse y pasada), por lo que el resultado evidencia la menor intensidad ambiental que tienen estas fuentes.

En general, se observa que durante la segunda mitad de la década de los 90's hay un crecimiento de casi el 100% en la intensidad de la categoría de impacto, para el SIC y a nivel nacional. En el SING el crecimiento no fue tan notorio puesto que su matriz se basaba en combustibles fósiles. La razón de este incremento se debe principalmente a la diversificación de la matriz del SIC y nacional, la cual a partir de esta época comenzó a incorporar nuevas fuentes de energía fósiles, como el carbón y el gas natural. El comportamiento en general se mantiene constante durante los siguientes 6 años, lo que da cuenta de la mantención en el consumo de combustibles fósiles, hasta el año 2006. A partir de ahí, y hasta el 2008 se observa una importante caída de la intensidad de la categoría de impacto, lo cual es consistente con la mínima la capacidad de generación de electricidad a partir de gas natural identificada, tanto en el SING como en el SIC. Posterior al año 2009 el impacto sobre el agotamiento de los recursos abióticos se ha mantenido dentro de un rango estable, luego de la llegada de gas natural al país y la mantención del aporte de las fuentes fósiles a la matriz.

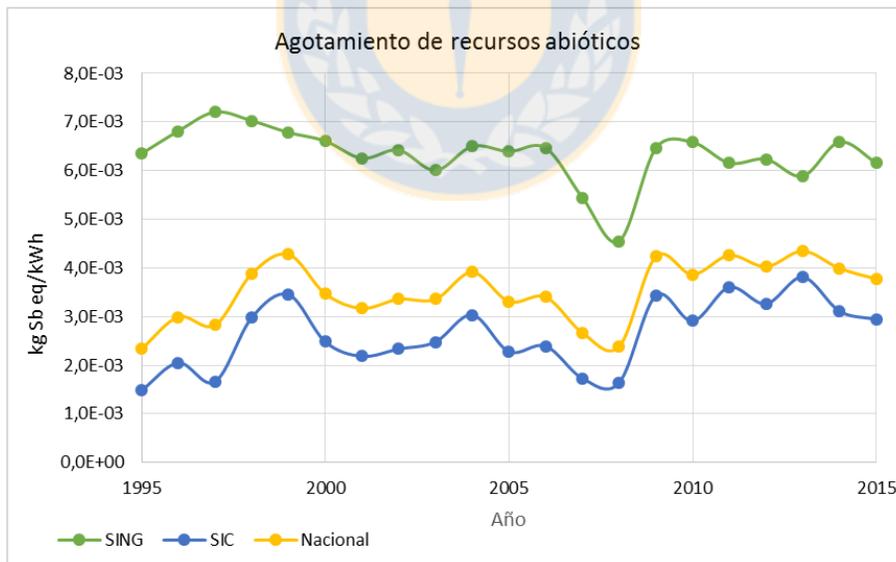


Figura 21: Categoría de impacto de agotamiento de los recursos abióticos asociados a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Del análisis anterior se desprende que un aporte relevante a esta categoría de impacto proviene de la contribución de los combustibles fósiles, más aún, mostrando el impacto que representa particularmente el aporte del gas natural. Lo anterior tiene sentido dado que esta categoría de impacto pretende reflejar el grado de afectación en la matriz de recursos

naturales disponibles en la naturaleza, específicamente cuantificados como consumos de minerales, metales y combustibles. Esto es consistente con los resultados del capítulo 4, donde el agotamiento de los recursos abióticos es una de las principales categorías a las que afecta el gas natural.

1.1.2. Potencial de acidificación (PA)

Al igual que en el caso anterior, en la categoría de acidificación (fig. 22) la curva que describe el impacto del SING está por sobre la curva del SIC. Esto es particularmente visible al comienzo del período, donde el impacto asociado al SING es cerca de 3 veces el impacto del SIC. Esto se asocia principalmente a la composición de cada matriz y el alto aporte de las fuentes fósiles al SING.

Durante los 5 primeros años se observa una tendencia al aumento en el impacto de ambas matrices asociado al aumento del aporte desde la biomasa (SIC) y en menor medida del diésel en el SING. A partir del año 1998 se observa una dramática caída del indicador, asociada al ingreso de gas natural desde Argentina. Esto implicó que en el SING el indicador cayera cerca de 67% entre los años 1998 y 2003. En el SIC la caída durante el mismo período fue más discreta alcanzando un 56% debido a la menor penetración del gas natural. A partir del 2004 el indicador comenzó a aumentar para ambas matrices en la medida que los recortes del suministro se comenzaron a ejecutar. De esta forma, entre los años 2004 y 2008 hubo un aumento en el potencial de acidificación de un 60% y un 57% para el SING y el SIC respectivamente, el cual está asociado al reemplazo del suministro de gas natural por diésel. Sin embargo, los niveles en el SING no alcanzaron nuevamente los valores de principios de período analizado. En el año 2009 el ingreso del gas natural licuado al país no implicó una reducción tan dramática como en el proceso anterior, principalmente porque su contribución proporcionalmente no alcanzó los mismos niveles, y la matriz a ese entonces ya contaba con aportes relevantes de carbón. A partir del año 2012 se observa una caída en el indicador de impacto en ambas matrices, lo que está relacionado con la implementación del Decreto 13 que regula las emisiones atmosféricas de las centrales termoeléctricas en Chile, reflejando un descenso de un 58% y un 63% del indicador en el SING y el SIC, respectivamente.

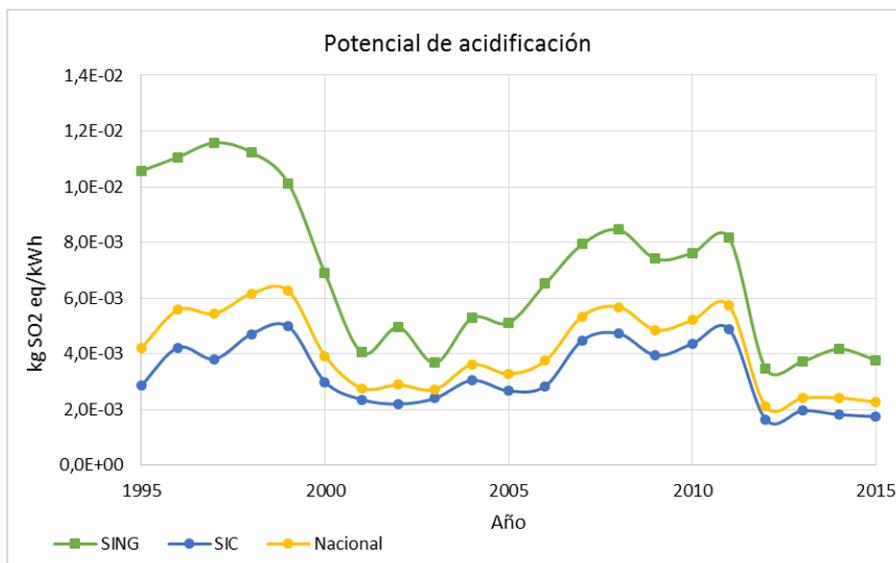


Figura 22: Categoría de impacto de acidificación asociada a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Durante los últimos años del periodo el indicador de acidificación no se ha visto mayormente alterado debido a la relativa estabilidad de las fuentes primarias de energía presentes en el SING, SIC y nivel nacional.

1.1.3. Potencial de eutrofización (PEU)

En cuanto al potencial de eutrofización (fig. 23), se observa que el SING mantiene la tendencia a tener un impacto más intensivo que el SIC a lo largo de los años. Al inicio del período se observan diferencias de casi 10 veces entre el impacto asociado al SING comparado con el del SIC. Esto se puede asociar directamente a la naturaleza fósil de las centrales que predominaban en el SING durante esa época. Este potencial de eutrofización en el SING tuvo un leve aumento durante los años 1995-1997 producto del incremento en el uso de carbón como fuente de energía. Posteriormente, se observa una caída relevante asociado a la incorporación del gas natural en dicha matriz, rebajando el indicador en casi 72% entre los años 1998 y 2003. Por su parte en el SIC se observa que el impacto durante el mismo período se mantuvo relativamente estable y de igual forma, vinculado a la participación del carbón en la matriz.

En el SING, este indicador comienza nuevamente a aumentar a partir del año 2006, producto de la re incorporación del carbón como fuente principal de energía para la generación eléctrica. A pesar del ingreso de gas natural desde el año 2009, éste no reflejó una mejora del indicador, principalmente porque el ingreso del gas natural no implicó una reducción de generación en base a carbón.

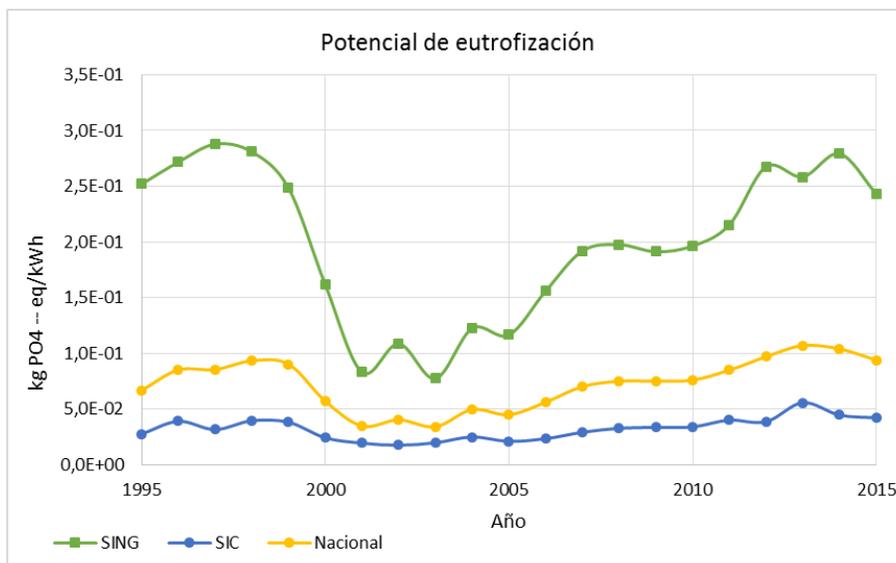


Figura 23: Categoría de impacto potencial de eutrofización de los recursos abióticos asociados a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

En el SIC dado que la contribución de las centrales a carbón se ha mantenido establemente creciendo en el tiempo (desde un 8% en el 2002 a un 34% en el 2013), la intensidad del potencial de eutrofización ha tenido un comportamiento proporcional a este crecimiento.

1.1.4. Potencial de calentamiento global (PCG)

Al inicio del período es posible observar que, al igual que en los indicadores anteriores, el SING es casi 5 veces más intensivo que el SIC, lo cual está directamente relacionado con la composición de las matrices en ese entonces (fig. 24).

Como se observa de la figura 24, en el SING el potencial de calentamiento global durante la segunda mitad de la década de los 90's tuvo una caída a partir de 1998 producto del ingreso del gas natural a la matriz, gracias a su menor contenido de carbono presente en su estructura química, así como su mayor nivel de eficiencia de conversión. Esta caída representó un descenso de 46% entre los años 1998 y 2003.

Entre los años 1995 y 1999 en el SIC existió una paulatina incorporación de otras fuentes de energía como diésel, biomasa, petcoke y gas natural las cuales contribuyeron a incrementar este indicador en un 173% durante el período. Este incremento tan importante se debe a que las tecnologías preexistentes eran prácticamente hidroeléctrica y carbón, por lo que cualquier contribución desde fuentes no renovables tienen un impacto relevante. En los años siguientes, y como se observa de la misma figura, a partir del año 2000 estas emisiones decaen producto del reemplazo del gas natural por fuentes como el carbón y el diésel, implicando una reducción de un 43% entre 1999 y 2003. Luego del año 2006, cuando la disponibilidad de gas natural se redujo, los niveles de emisiones se recuperaron y sólo en el SING se observa un leve efecto de la incorporación del gas natural licuado desde el año 2009. Por su parte, el SIC, debido a la permanente reducción del aporte eléctrico desde fuentes hídricas, las emisiones se compensaron con aportes de las demás tecnologías, no volviendo a alcanzar los niveles de mediados de los 90's.

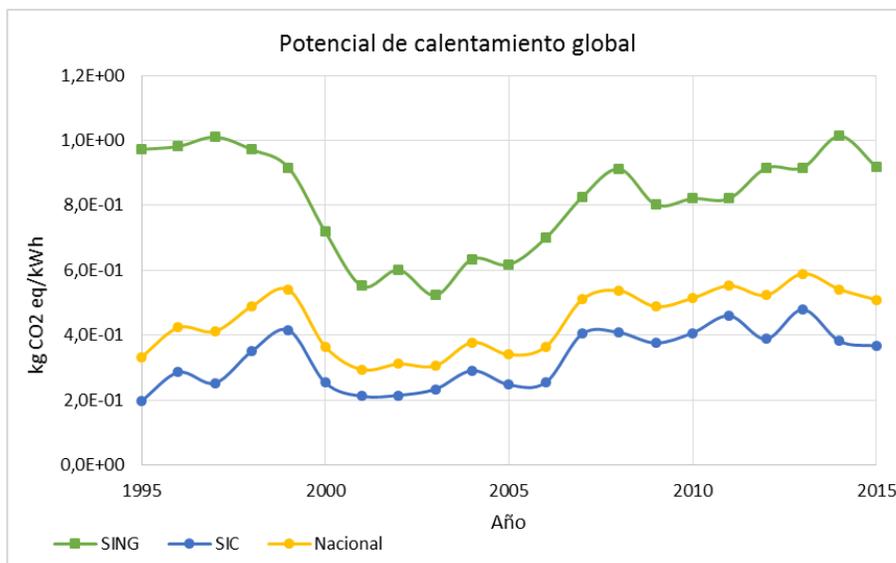


Figura 24: Categoría de impacto de potencial de calentamiento global asociado a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

En los últimos 2 años del período se observa una tendencia a la reducción de las emisiones en el SIC y en el último año en el SING. Esta tendencia presumiblemente se podría asociar a la entrada en operación de proyectos eólicos y solares. No obstante, es necesario continuar el análisis en el tiempo para efectivamente evaluar este impacto.

1.1.5. Agotamiento de la capa de ozono (ACO)

Al comienzo del período, se observa que el indicador de categoría de impacto para el SING, es cerca de un 110% superior al del SIC (fig. 25). Esta diferencia se asocia a la contribución de las centrales térmicas las cuales dominan la matriz del SING en dicha fecha. Luego, desde el año 1997 y 1998 para el SIC y el SING, se observa un aumento progresivo del indicador, registrando en el SING un incremento de alrededor de 6 veces entre los años 1998 y 2003 el cual estuvo estrechamente relacionado con la contribución de las centrales a gas natural. El comportamiento en el SIC fue de similares características y magnitud en la variación del indicador entre los años 1997 y 2004. En ambas matrices el aumento del indicador coincide con los años en que existió suministro de gas natural desde Argentina, el cual desde el año 2006 comenzó a mermar, descendiendo a su vez el indicador. Hasta el año 2008 se extiende el descenso y luego, producto de la importación de gas natural licuado, comienzan nuevamente a operar las centrales, existiendo un repunte del 53% en el SING y de un 86%, respectivamente en el año 2009. A partir de entonces las fluctuaciones fueron de menor intensidad y al año 2015 el indicador se encuentra en un 23% y un 260% por sobre el indicador en el año 1995, en el SING y SIC, respectivamente. Este aumento no resulta tan dramático en el SING como en el SIC, donde la variación se explica por la incorporación de múltiples fuentes de energía durante los 20 años analizados, siendo el aporte de las centrales a gas natural el más relevante con una contribución por sobre el 68%.

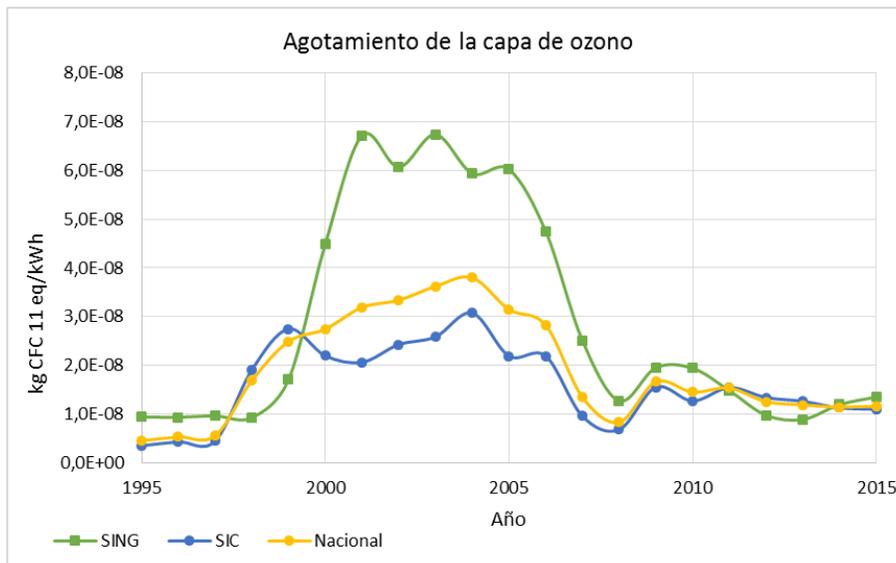


Figura 25: Categoría de impacto de agotamiento de la capa de ozono asociado a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, recordar que el SING, al inicio del periodo, basaba sus fuentes de energías en otros combustibles fósiles, por lo que las emisiones inicialmente eran mayores por unidad de energía generada que en el SIC.

1.1.6. Toxicidad humana (TH)

El indicador de toxicidad humana en el SING durante el año 1995 alcanzó un valor 27 veces superior al del SIC, vinculado prácticamente en un 100% a la operación de las centrales a carbón (fig. 26). De igual forma, en el SIC los aportes provenían de las centrales de la misma tecnología, las cuales eran muy menores en ese entonces.

Durante los 3 años siguientes en el SING se observa un crecimiento del indicador hasta el año 1997, descendiendo en el 1998 en un 2,5%, lo cual se debe al aumento de la eficiencia de conversión para el año 1998, desde un 32,8% a un 34,2% para las centrales a carbón. Este fenómeno se hace particularmente relevante pues como se ha expuesto previamente, es la eficiencia de conversión un parámetro clave en el desempeño de las centrales de combustión. Más aún, cuando éstas participan en las matrices eléctricas se hacen determinantes para su desempeño ambiental. Luego entre los años 1998 y 2003 se observa una drástica caída del indicador asociado a la incorporación del gas natural como fuente de energía en desmedro del carbón. Este descenso implicó una reducción de un 72% en el indicador. A partir del año 2004 la magnitud del indicador vuelve a crecer producto de los paulatinos incrementos en la contribución de las centrales a carbón y diésel. Entre los años 2010 y 2012 otro punto de inflexión se observa producto de un aumento de la contribución de las centrales a carbón. Para el 2012, las centrales a gas natural sólo alcanzaban un 13,6% mientras las centrales a carbón contribuían con un 83%. Este aporte de las centrales a gas natural no fue suficiente para mermar el efecto de las centrales a carbón. De igual forma, el comportamiento del indicador en los años posteriores se relacionó con el aporte de las centrales a carbón principalmente.

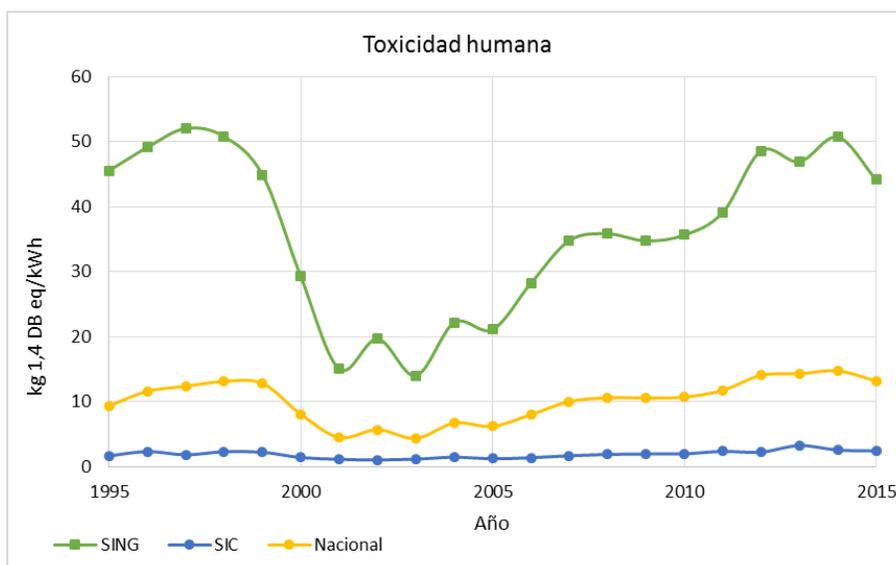


Figura 26: Categoría de impacto de toxicidad humana asociada a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Por su parte en el SIC, durante todo el período hubo variaciones de menor magnitud en comparación con lo ocurrido en el SING. Como se observa de la figura 26, la tendencia en el SIC se mantiene relativamente constante en el tiempo, pero aun así existen cambios en la categoría de impacto durante el mismo período de ingreso del gas natural al país. En la práctica, entre el periodo 1998-2003 se experimenta una caída del 49%. Posteriormente, desde el año 2005 en adelante es posible identificar una tendencia constante al alza de un 96% en la última década. Esto se asocia al retroceso en la participación dominante de las centrales hidráulicas principalmente, lo cual se espera que decaiga en la medida que haya más incorporación de nuevas tecnologías a la matriz.

1.1.7. Ecotoxicidad acuática en agua fresca (ETAFA)

Al igual que lo sucedido en el caso de la categoría de impacto de toxicidad humana, el perfil general de la categoría de ecotoxicidad en agua fresca es muy similar, tanto en el SING como en el SIC (fig. 27).

La diferencia entre ambos sistemas eléctricos al principio del período, es cercana a 22 veces, y presentando en el SING un aumento entre los años 1995-1997. Posteriormente, esta matriz, presenta una notable caída en la categoría de impacto, alcanzando una reducción cercana al 73% entre los años 1997-2003. Según lo mencionado, esta caída se asocia a la incorporación del gas natural como fuente de energía primaria, la cual tuvo una gran penetración en esta matriz. Desde el año 2004 en adelante se observa un crecimiento de la categoría de impacto asociado estrechamente a la participación del carbón en la matriz, la cual aumentó en un 197%. Atenuaciones durante el año 2007-2010 se observan producto de una contribución estable del carbón en la matriz, las cuales aumentaron a partir del año 2011.

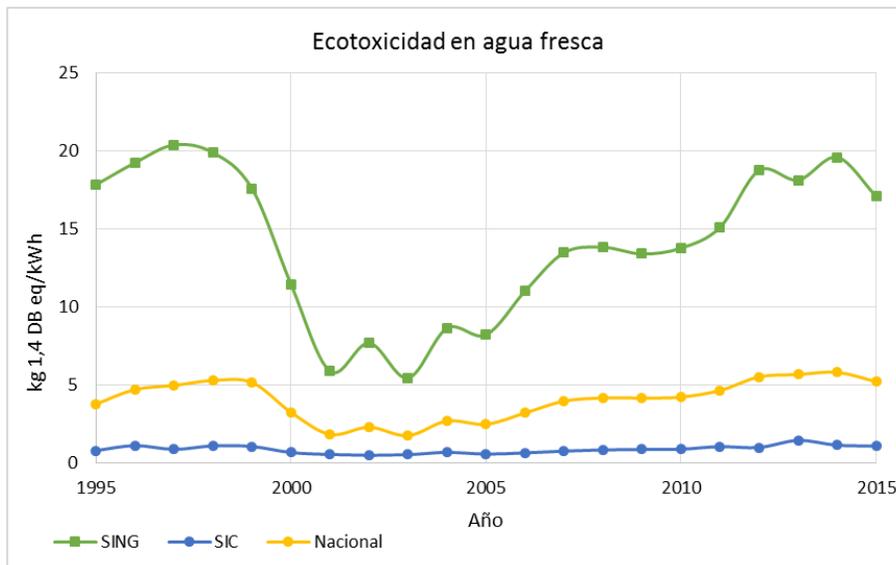


Figura 27: Categoría de impacto de ecotoxicidad en agua fresca asociada a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Por su parte, en el SIC una caída del 52% se estima para el período entre el 1998-2003 asociado al auge del gas natural, y posteriormente desde el año 2005 hasta el final del período se observa un crecimiento sostenido de un 91%, debido a la reintegración del carbón como fuente energía principalmente.

1.1.8. Ecotoxicidad marina (ETM)

De la misma manera que se ha descrito para las categorías de impacto de toxicidad humana y eco toxicidad en agua fresca, se observa un comportamiento similar en ambas matrices eléctricas (fig. 28).

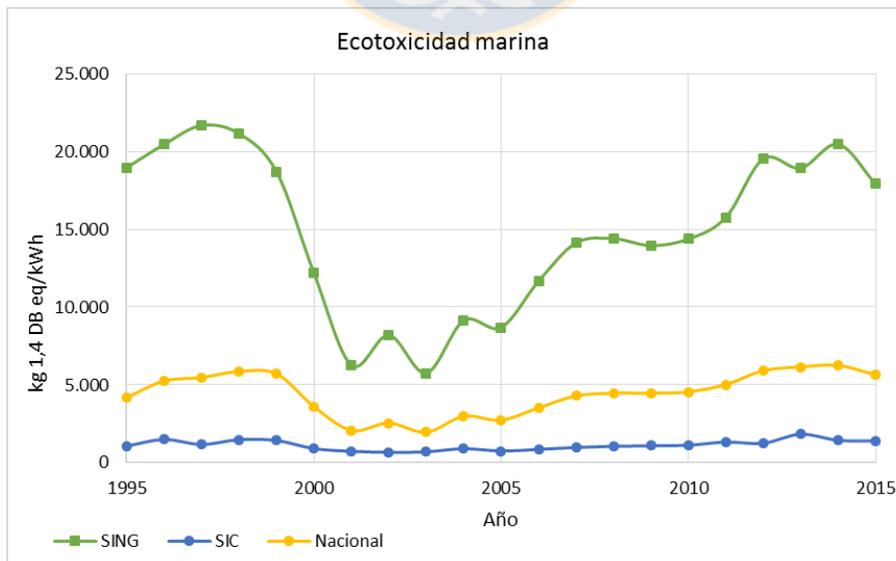


Figura 28: Categoría de impacto de ecotoxicidad marina asociada a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

En el SING la incorporación del gas natural entre los años 1997-2003 implicó una reducción de un 73% del indicador, mientras que en el SIC para el mismo período, cayó en 40%. Como se mencionó, el desplazamiento de las centrales a carbón a causa de la incorporación del gas natural fue el elemento que gatilla las variaciones en ambas matrices. Posteriormente, en reemplazo del gas natural se incorporaron otras fuentes de energía, retornando el gas natural desde el año 2009. Este retorno no implicó cambios dramáticos en el desempeño ambiental en ninguna de las dos matrices, es más, ambas tendieron a seguir aumentando en el indicador producto del continuo aumento en la participación de las centrales a carbón. En el SING el incremento que experimenta el indicador entre los años 2003 y 2015 alcanza el 201%, mientras que en el SIC alcanza un 97%.

1.1.9. Ecotoxicidad terrestre (ETT)

En la categoría de ecotoxicidad terrestre se observa un comportamiento general muy similar a las demás categorías de toxicidad (fig. 29). La diferencia entre el SING y el SIC al inicio del periodo es cercana a 6 veces. En el SING se observa un crecimiento y posterior caída del indicador desde el año 1998 hasta el 2003. Esta caída implicó un retroceso del 72% del indicador producto del ingreso del gas natural a la matriz.

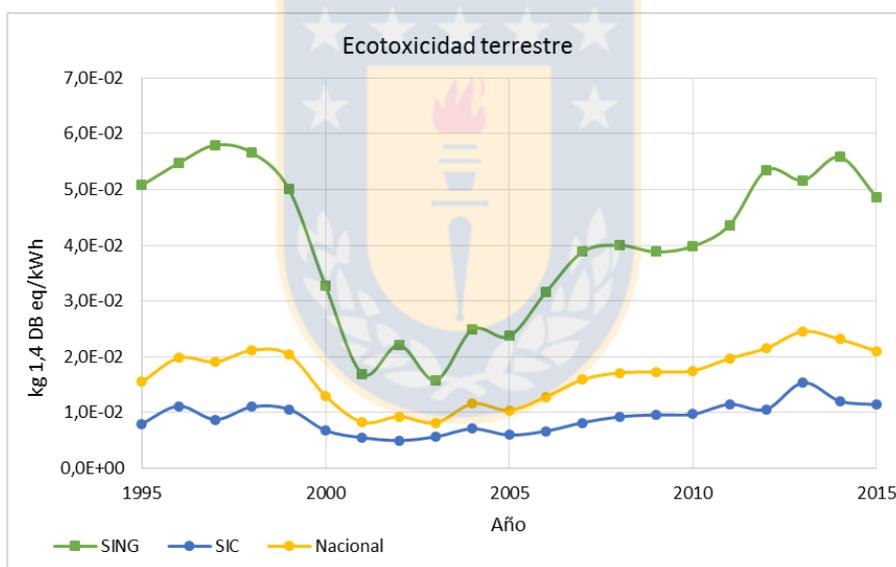


Figura 29: Categoría de impacto de ecotoxicidad terrestre asociadas a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Por su parte, en el SIC el indicador entre los años 1998 y 2003 disminuyó en un 49% mientras el ingreso del gas natural implicó un aumento de 54% en su contribución a la matriz.

A partir del año 2004, en ambas matrices se observan aumentos progresivos del indicador, los que son sensibles a la proporción de centrales a carbón operando cada año. En el SING el aumento de este indicador es de un 96% considerando que el aumento de la contribución de carbón fue de un 101%, mientras que en el SIC el indicador crece en un 62% relacionado con 123% de crecimiento del aporte del carbón entre los años 2004 y 2015. Esta diferencia en la relación de incremento entre ambas matrices está relacionada con los aportes que

hacen otras fuentes de energía a la matriz durante el período, además de los diferentes impactos de cada tecnología en sus respectivas matrices.

1.1.10. Potencial oxidación fotoquímica (OF)

Finalmente, en la categoría de impacto de potencial de oxidación fotoquímica un perfil común se observa entre el desempeño ambiental del SING y del SIC (fig. 30).

Como ocurre con todas las categorías de impacto, al inicio del periodo el SING presenta un indicador 3,4 veces por sobre el SIC. Esto ocurre debido a los aportes de las centes a combustibles fósiles como carbón y diésel. En el SIC, los aportes provienen principalmente de las centrales a carbón y en una muy menor medida, de las centrales hidráulicas. Debido al escaso aporte de las primeras, la matriz completa tiene un indicador menor al SING.

Durante la segunda mitad de la década de los 90's se observa un crecimiento en el indicador en ambas matrices, asociado al aumento de la contribución de las centrales a carbón. A partir del año 1997 y 1998 se evidencia una inflexión producto del inicio del período de importación de gas natural desde Argentina. En ambas matrices la reducción del indicador entre los años 1998 y 2003 representó un 60% y un 48% para el SING y SIC, respectivamente. Los bajos niveles del indicador se mantuvieron hasta el año 2006 cuando se restringió la disponibilidad de gas y otras fuentes debieron cubrir la demanda. El aumento del indicador se mantuvo hasta el año 2008, creciendo en un 124% y un 84% para el SING y SIC, respectivamente. Luego en el año 2009, se observa una baja de un 14% en el indicador para el norte grande y un 12% para la zona central, asociada a la reincorporación del gas natural en la matriz.

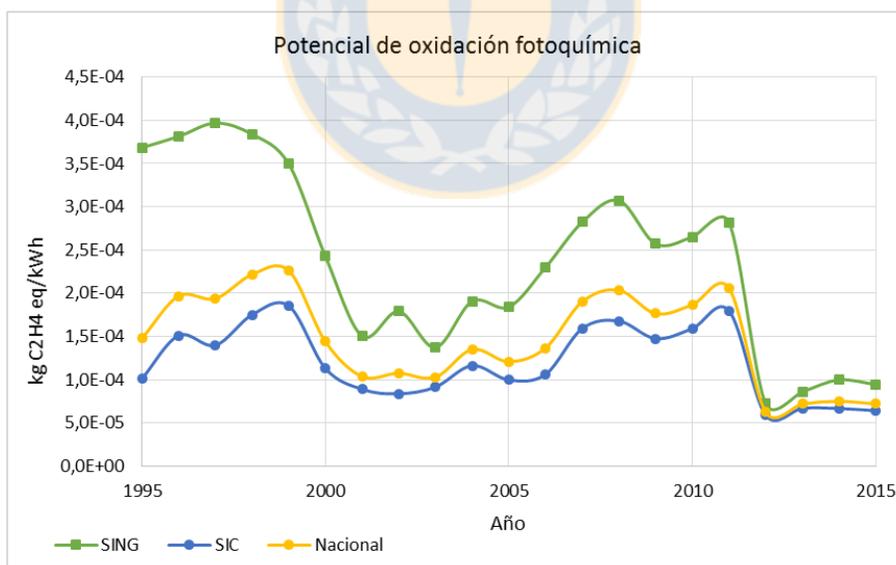


Figura 30: Categoría de impacto de oxidación fotoquímica asociados a la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional durante los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

A partir del año 2012 se observa un nuevo punto de inflexión en el indicador. Este descenso implica una nueva reducción del 66% y 65% en el SING y SIC, respectivamente, la cual está asociada a la entrada en vigencia de la normativa que comenzó a regular las emisiones atmosféricas de las centrales termoeléctricas en Chile. A partir de entonces y hasta el 2015,

variaciones menores en el indicador se observan, pero en todos los casos, los niveles son inferiores a los registrados en los años de auge del gas natural.

1.2. Comparación entre categorías de impacto ambiental para las matrices eléctricas en Chile.

Con el propósito de comparar entre sí los indicadores ambientales asociados a la matriz eléctrica del SING, SIC y sistema nacional, la figura 31 ilustra los 10 indicadores de impacto CML 2000 normalizados utilizando el procedimiento descrito en el capítulo 2. Se utilizan los valores correspondientes al año 2015. Esto permite comparar esos indicadores sobre una base adimensional estandarizada, para así visualizar la importancia relativa de dichos impactos.

Como se observa, las categorías de ecotoxicidad marina, ecotoxicidad en agua fresca y potencial de eutrofización son las que dominan el perfil ambiental de la generación eléctrica en el SING, SIC y a nivel nacional. Las restantes categorías de impacto presentan un aporte menor.

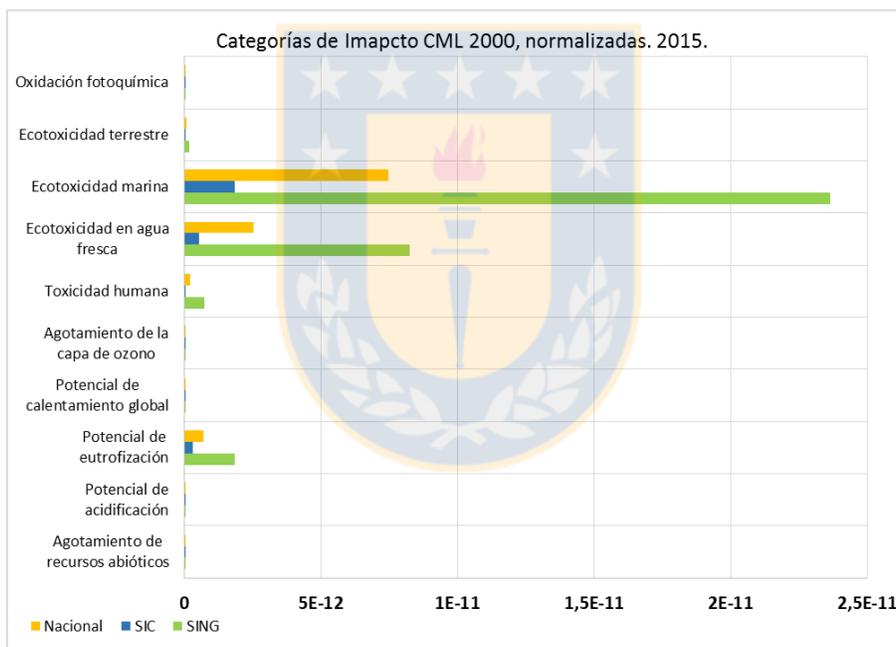


Figura 31: Categorías de impacto CML 2000 normalizados asociados a la generación eléctrica en el SING, SIC y nivel nacional para el año 2015. Fuente: elaboración propia.

Como se observa de la figura 31, la magnitud de las categorías de impacto en el SING es mucho mayor en comparación con las del SIC, siendo la ecotoxicidad marina la más importante. Es necesario recordar que, como se analizó en el capítulo anterior, la mayoría de las tecnologías de generación eléctrica para el año 2015 tenían a la ecotoxicidad marina y en agua fresca como las más importantes categorías de impacto. En ambas categorías de impacto destaca el rol de las centrales a carbón, las cuales son las principales precursoras producto de su etapa de conversión. De la misma forma, la relevancia del potencial de eutrofización como una de las 3 principales categorías de impacto en las matrices, tiene su fundamento en la contribución de las mismas centrales a carbón,

principalmente en la fase de disposición final de sus cenizas de combustión. Es importante mencionar que el aporte de las centrales a carbón durante el año 2015 para el SING y el SIC fue de un 75,4% y un 27,3%, respectivamente, lo que llevado a la matriz nacional interconectada representa un 40%.

De esta manera, para gestionar la carga ambiental global de la matriz SING+SIC es necesario apuntar primeramente a las centrales a carbón, las cuales son transversales contribuyentes a todas las categorías de impacto, sobre todo en aquellas que ponderan más según la normalización realizada. Le siguen las centrales a gas natural y a diésel, constituyendo el grupo de centrales fósiles como un objetivo de reducción para la mejora de los parámetros medioambientales.

Al igual que lo reportado por Santoyo-Castelazo et al (2011) para México durante el año 2006, se observa que el aporte de las centrales a carbón a las categorías de impacto de calentamiento global, acidificación, agotamiento de recursos abióticos, eutrofización, y ecotoxicidad marina están amplificadas con respecto a su aporte a la matriz (14%), evidenciando un rol clave de esta tecnología en el perfil ambiental de la matriz eléctrica en ambos países. Asimismo, la matriz eléctrica en Turquía para el año 2010 (Atilgan & Azapagic, 2016b) está basada en combustibles fósiles como gas natural (46%), lignito (17%) y carbón (9%), donde el lignito junto con el carbón son la fuente de energía que domina 7 de las 11 categorías de impacto evaluadas, las que corresponden al potencial de eutrofización, potencial de acidificación, ecotoxicidad de agua fresca, marina, terrestre y toxicidad humana, lo cual es consistente con los resultados encontrados en este trabajo.

A pesar de la baja importancia relativa del potencial de calentamiento global, éste es el indicador más importante de los comparados anteriormente, por su relevancia política, comercial, ambiental y la sensibilidad pública que despierta. Este indicador, es ampliamente usado y se ha convertido en la principal métrica en políticas de evaluación de sustentabilidad de matrices energéticas (UNEP, 2015). Asimismo, en Chile se han realizado esfuerzos para asignarle al carbono un precio social, tal que pueda ser integrado en la evaluación socio-económica de proyectos definidos por el Sistema Nacional de Inversiones (MDS, 2013). En la misma línea Galetovic & Muñoz (2013) han estudiado el costo de generación eléctrica comparando centrales eólicas y a carbón, donde para estas últimas se incluyen el costo de abatimiento de emisiones atmosféricas, incluidas el CO₂.

1.3. Contribución por tecnología y por etapa de ciclo de vida al perfil ambiental de la matriz eléctrica en Chile.

Además del análisis temporal del perfil ambiental de las matrices eléctricas y la identificación de las principales categorías de impacto, es necesario clarificar el rol que cada tecnología juega en la carga ambiental de las respectivas matrices, así como identificar cuales etapas del ciclo de vida son las más relevantes. Por esta razón se reportan los resultados de este análisis en esta sección, considerando el año base 2015. En la Tabla 7 se muestra la composición de cada matriz para el año 2015. Los demás años se detallan en el Apéndice B.

Tabla 7: Composición del SING y SIC para el año 2015 según aporte de cada tecnología a la generación anual.

Tecnología	SING		SIC		Nacional	
	(GWh/año)	%	(GWh/año)	%	(GWh/año)	%
<i>Hidro pasada</i>	84	0,4	12.199	23,1	12.283	14,7
<i>Hidro embalse</i>	0	0	11.616	22,0	11.616	19,2
<i>Diésel-FO</i>	1.507	8,0	1.355	2,6	2.862	3,3
<i>Carbón</i>	14.176	75,4	14.437	21,3	28.613	38,7
<i>Gas natural</i>	2.294	12,2	8.513	16,1	10.807	14,7
<i>Biomasa</i>	0	0	1.931	3,6	1.931	3,2
<i>Co- gen. ácido</i>	134	0,7	0	0	134	0,2
<i>Solar Fotovoltaica</i>	378	2,0	995	1,9	1.373	1,8
<i>Eólica</i>	232	1,2	1.871	3,5	2.103	2,8
Total	18.805	100	52.917	100	71.722	100

Como se observa de la tabla 7, en el SING existe una fuerte presencia del carbón el cual representa más del 75% de la contribución total. Le siguen el gas natural con un 12,2% y el diésel con un 8%. De esta forma la presencia en el SING de otras fuentes de energía es mínima por lo que se pueden esperar resultados consistentes con esta distribución.

Por otro lado, en el SIC se tiene una fuerte presencia de centrales hidroeléctricas las cuales en conjunto representan más del 45% del total de la generación eléctrica del año 2015. Le siguen el carbón y el gas natural, con una contribución cercana al 40%. De la misma forma que en el SING, para este año, la presencia de fuentes renovables es menor.

Finalmente, el escenario de interconexión (matriz nacional) cuenta con una importante participación de las centrales a carbón (casi un 40%) y de centrales hidráulicas (~ 34%). La contribución de otras fuentes renovables durante ese año aún era despreciable.

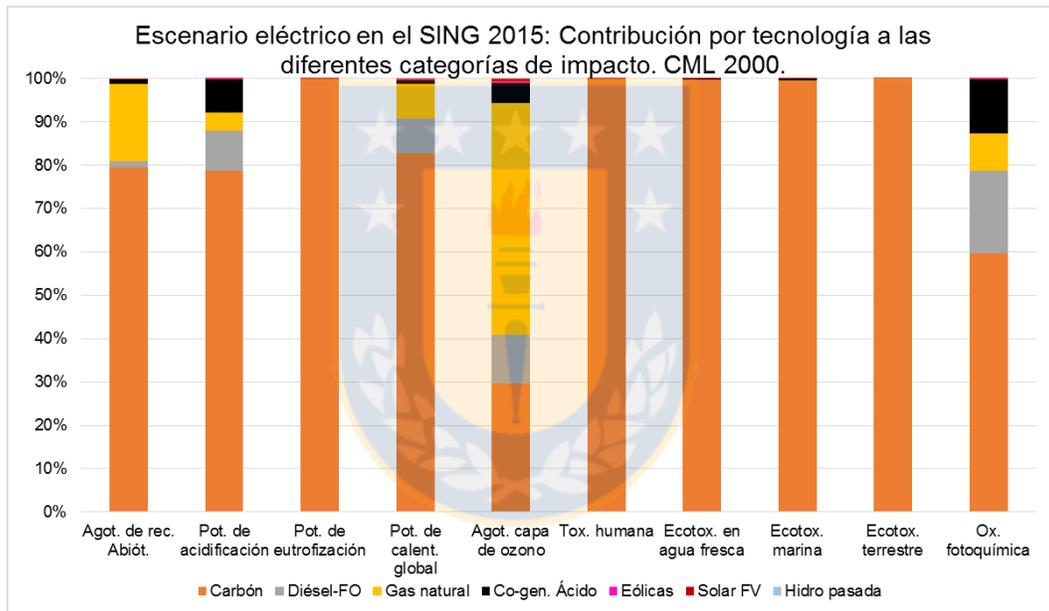
1.3.1. Sistema Interconectado Norte Grande

Los resultados de las contribuciones por tecnología al perfil ambiental del SING se presentan en la figura 32.a. Como se observa, son las centrales a carbón la tecnología que domina la contribución a la mayoría de las categorías de impacto, con excepción del agotamiento de la capa de ozono y la oxidación fotoquímica. Este aporte se debe a su alta contribución a la red además de lo intensivo que es su proceso en contraste con las demás tecnologías. De igual forma, de la figura 32.b se observa que es la etapa de conversión eléctrica la que mayor carga ambiental aporta, con excepción de las categorías de agotamiento de recursos abióticos y agotamiento de la capa de ozono.

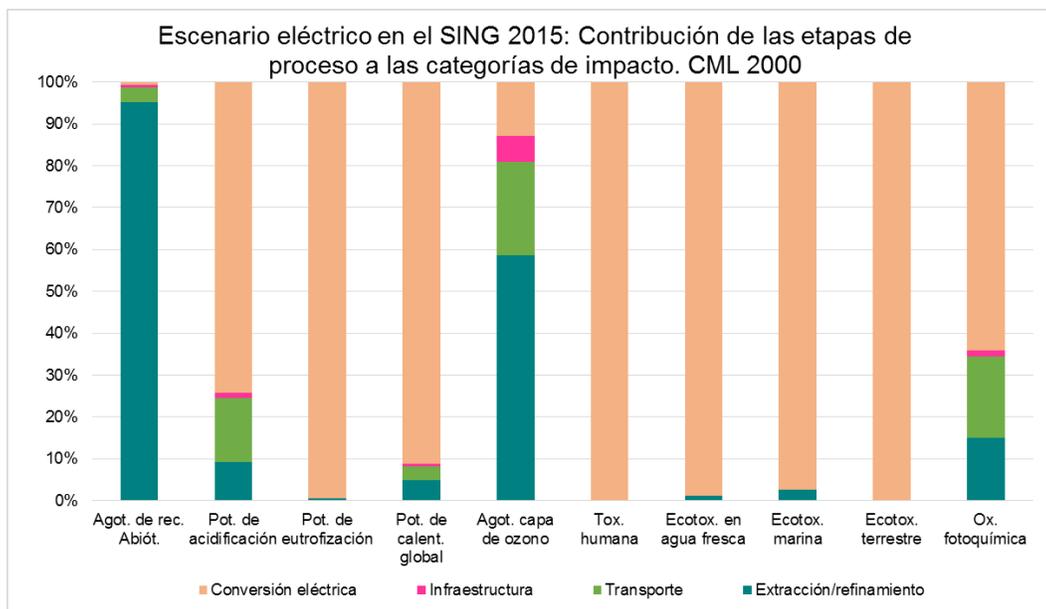
En particular, para el agotamiento de los recursos abióticos, el carbón y el gas natural son los que más contribuyen, en su fase de extracción (95%). De igual forma, el potencial de acidificación está dominado por carbón y su quema, así como la combustión del diésel en la etapa de transporte. Una contribución cercana al 8% proviene del refinamiento del azufre que se utiliza en la planta de co-generación de ácido, el cual es principalmente importado desde China. Este aporte es relevante considerando que participación en el SING es menor al 1%.

El potencial de eutrofización está principalmente dominado por las descargas de las centrales termoeléctricas a carbón, al igual que la toxicidad humana, ecotoxicidad en agua fresca, marina y terrestre (cercano al 100%). Esto se debe a lo argumentado en el capítulo

4, donde la alta presencia de contaminantes en las descargas de las centrales a carbón son los principales tributarios a estas categorías de impacto. Se debe mencionar que no existe claridad que los parámetros reportados al sistema RECT, y usados para este estudio, representen la directa contribución de las centrales a carbón, existiendo la posibilidad de errores de lectura y/o reporte. En particular, la alta presencia de molibdeno y arsénico sugiere que dichos parámetros podrían no representar necesariamente las descargas de la actividad eléctrica. Esto, considerando que a lo largo de las bahías nortinas existe una alta presencia de molibdeno arrastrado por el concentrado de cobre que se transporta a puerto. De igual forma, la alta presencia de arsénico en las ciudades del norte de Chile, donde la actividad minera propende la suspensión de diversos contaminantes (Ferreccio & Sancha, 2006), puede estar asociada a esta última y no necesariamente a la actividad eléctrica en sí. Este aspecto es importante de analizar con mayor precisión, en la medida que exista información válida y detallada, tal que permita diferenciar la contribución de la generación eléctrica propiamente tal.



a.-



b.-

Figura 32: Distribución de las categorías de impacto en el SING para el año 2015. a.- Contribución por tecnología; b.- Contribución por etapa de proceso. Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la contribución al calentamiento global, el carbón y su combustión son los mayores tributarios, y en menor medida la quema del diésel y el gas natural. Es relevante mencionar que las eficiencias de conversión eléctrica es un parámetro clave aportando con casi el 90% de la categoría de impacto.

En la categoría de agotamiento de la capa de ozono, se observa que el gas natural tiene una participación relevante (cerca del 54%) asociada al diésel que se usa como combustible de respaldo principalmente. En particular, la contribución proviene de la etapa de refinamiento del diésel. En menor medida, la quema de fuel oil para el transporte marítimo del carbón y gas natural también contribuyen con cerca de un 20%. Finalmente, el aporte de las centrales a diésel proviene de la refinación del diésel y en menor medida las demás tecnologías que representan menos de un 5% del total.

Los aportes a la oxidación fotoquímica provienen principalmente de la combustión del carbón en centrales de dicha tecnología (59%), así como el uso de fuel oil para el transporte de combustibles.

1.3.2. Sistema Interconectado Central

Los resultados de la contribución de cada tecnología y etapa de proceso al perfil ambiental del SIC durante el año 2015 se observan en las figuras 33.a y 33.b, respectivamente. De éstas se tiene que en las categorías de potencial de eutrofización, toxicidad humana, ecotoxicidad en agua fresca, marina y terrestre son las centrales a carbón el principal tributario con más de un 85% en todos los casos. De igual forma, en el potencial de eutrofización la etapa de combustión del carbón (95%) domina el impacto y sólo se observa una contribución de la biomasa que es inferior al 4%, la cual está asociada al proceso de disposición final de cenizas. En el caso de las categorías de impacto de ecotoxicidad, la combustión del carbón representa el principal aporte (99%). Pequeñas contribuciones desde la etapa de extracción de carbón se pueden identificar principalmente asociadas a la

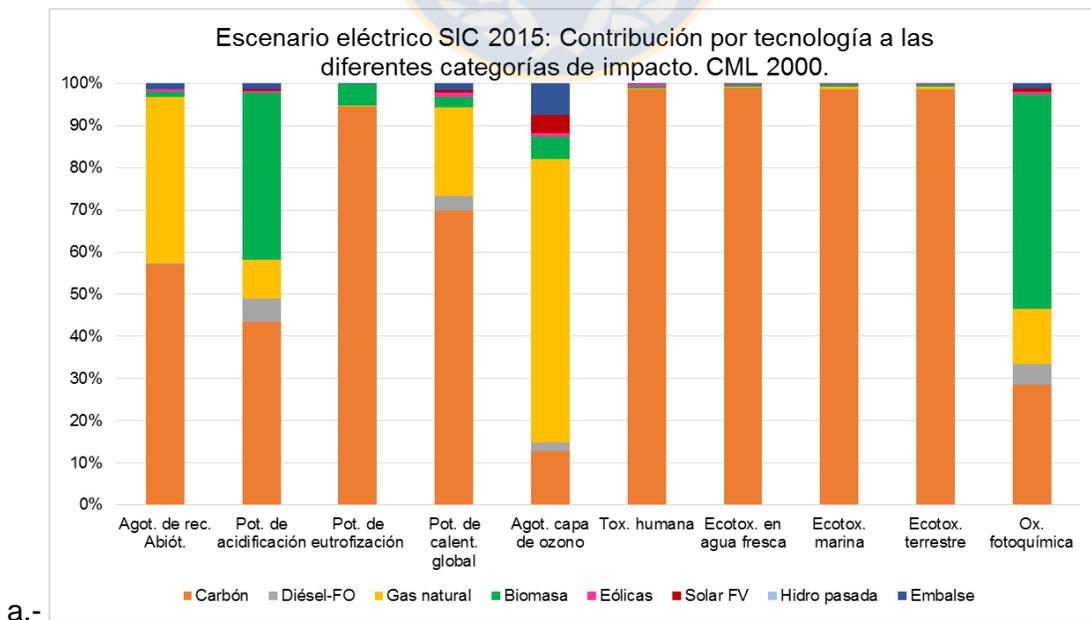
ecotoxicidad marina y en agua fresca, alcanzando entre un 12% y un 8%, respectivamente. Es necesario mencionar que como se muestra en la tabla 4, la contribución del carbón a la matriz del SIC durante el año 2015 sólo es cercana al 21%, sin embargo, su contribución a las anteriores categorías es mayoritaria.

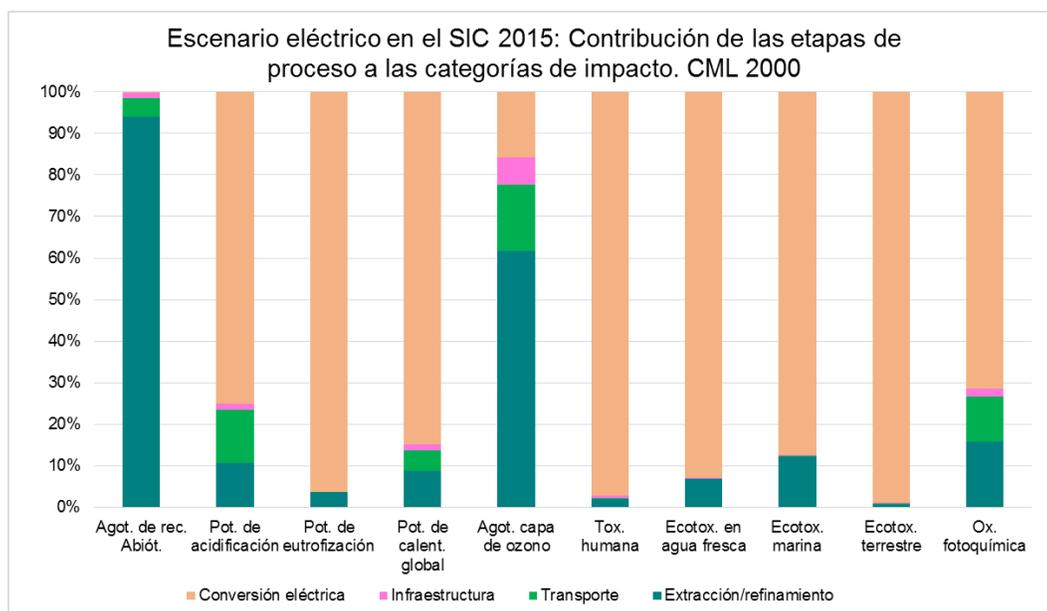
Por su parte, el agotamiento de los recursos abióticos está asociado principalmente a la etapa de extracción/refinación de combustibles, como el carbón y el gas natural en más de un 94%. La diferencia la aporta el transporte asociados a las centrales a gas natural y carbón.

El potencial de acidificación está dominado por la etapa de combustión de carbón y biomasa (75%). En menor medida el fuel oil para el transporte de combustibles (13%) y el gas natural en la fase de extracción/refinación (11%).

El potencial de calentamiento global está dominado por la combustión en centrales a carbón y gas natural principalmente (85%). Además, el transporte de combustibles, así como la extracción/refinación del diésel y gas natural son contribuciones relevantes en esta categoría de impacto, que alcanzan cerca del 5% y un 9%, respectivamente.

La categoría de agotamiento de la capa de ozono está dominada por el aporte de las centrales a gas natural, seguido por las centrales a carbón y diésel, siendo la etapa de extracción/refinación la que domina los aportes con un 62%. Es relevante mencionar que si bien las centrales a gas natural operan mayoritariamente con dicho combustible, también reportan una alta tasa de utilización de diésel lo cual se podría refinar en la medida que hayan mejores registros de información. Por su parte, tanto el transporte como la conversión, contribuye cada una con cerca del 13% del total del impacto de la categoría, y en menor medida, la infraestructura asociada a las centrales de embalse y solares fotovoltaicas contribuyen con cerca del 7% y un 3%, respectivamente.





b.-

Figura 33: Distribución de las categorías de impacto en el SIC para el año 2015. a.- Contribución por tecnología; b.- Contribución por etapa de proceso. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la oxidación fotoquímica tiene su principal tributario en la combustión en las centrales de biomasa, carbón y gas natural (71%). En menor medida, la extracción/refinación de combustibles como diésel y gas natural aporta con un 16%, mientras que el transporte de combustibles representa el 11%.

1.3.3. Sistema eléctrico nacional

La identificación de los aportes por tecnología y etapa de proceso a los impactos ambientales de la matriz eléctrica en Chile, entendida como la suma del SING y del SIC, para el año 2015, se presentan en las figuras 34.a y 34.b, respectivamente.

Como se observa, y al igual que en el caso del SING y SIC individualmente, los aportes de las centrales a carbón y de la etapa de conversión eléctrica son los que dominan las diferentes categorías de impacto. Es relevante nuevamente mencionar que el aporte de la tecnología a carbón representa un 40% de la generación a nivel nacional, pero que sus impactos son particularmente amplificados en las categorías de potencial de eutrofización, toxicidad humana, ecotoxicidad en agua fresca, marina y terrestre

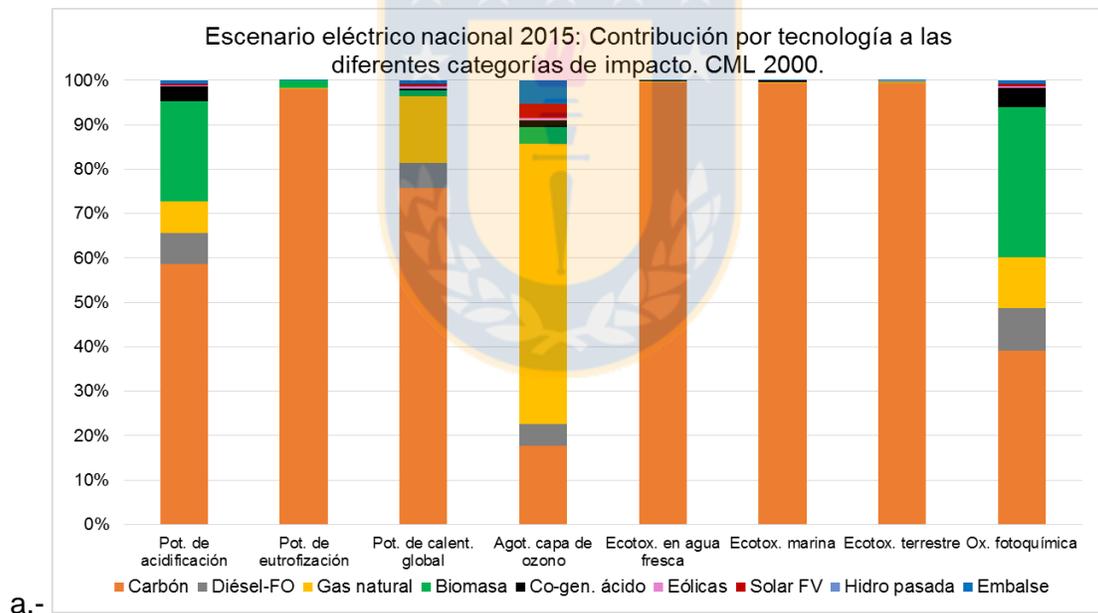
En cuanto al potencial de eutrofización la tecnología a carbón es la responsable de cerca del 99% del impacto, vinculado particularmente a la fase de conversión eléctrica. De manera muy similar, el impacto en toxicidad humana está 100% asociado a la fase de conversión eléctrica de las centrales a carbón. Asimismo, la ecotoxicidad en agua fresca, ecotoxicidad y terrestre están asociadas a la combustión en centrales a carbón en un 98%, 96% y 99%, respectivamente.

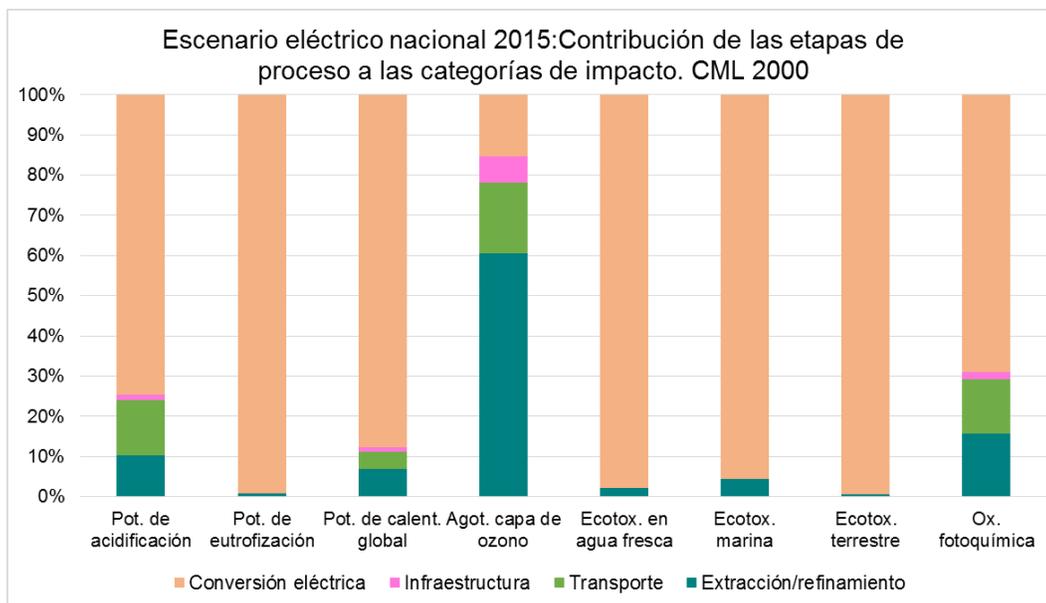
El agotamiento de recursos abióticos está asociado principalmente a la fase de extracción/refinación de combustibles, la cual alcanza un 16% de contribución y está relacionado con el carbón y el gas natural.

El potencial de acidificación está vinculado en un 75% con la fase de conversión principalmente de las tecnologías a carbón y biomasa. En menor medida el transporte representa un 14% del aporte y está asociado a la importación de combustibles, y la etapa de extracción/refinamiento representa un 10% del aporte asociado al carbón y el diésel.

El potencial de calentamiento global tiene como principal aportador la fase de conversión eléctrica siendo el carbón, el gas natural y el diésel los principales tributarios. Esta fase representa un 88% del total de la categoría de impacto, seguida por la extracción/refinación de gas natural y diésel, con un 7%.

El impacto sobre el agotamiento de la capa de ozono está principalmente afectado por la tecnología de gas natural y carbón, donde el 60% del impacto corresponde a la etapa de extracción/refinación, particularmente del diésel que se usa como soporte en la operación de las centrales a gas natural. Le sigue el transporte con un 18% de aporte, el cual está asociado a la importación de combustibles y transportes de materiales para la construcción de infraestructura de centrales de embalse. La etapa de conversión contribuye con un 15% del total de la categoría de impacto y está asociado a las centrales a gas natural, diésel, carbón y biomasa. El 6% del aporte de esta categoría está principalmente asociado a la infraestructura de las plantas solares FV y embalses.





b.-

Figura 34: Distribución de las categorías de impacto a nivel nacional para el año 2015. a.- Contribución por tecnología; b.- Contribución por etapa de proceso. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la oxidación fotoquímica está compuesta por un aporte de un 69% de la etapa de conversión en las centrales a biomasa, carbón, y en menor medida, el gas natural junto la planta de co-generación de ácido. El 16% lo aporta la etapa de extracción/refinación del diésel y el gas natural, y el 14% está asociado a la fase de transporte para la importación de carbón, principalmente.

2. Evaluación de los indicadores ambientales, económicos y sociales de la matriz eléctrica chilena entre los años 2005-2015

En esta sección se presenta el análisis conjunto de las variaciones de los indicadores ambientales, económicos y sociales en los años 2005, 2009 y 2015, con el propósito de relacionar los factores que provocaron las variaciones, para posteriormente (en la próxima sección), evaluar la sustentabilidad de la matriz eléctrica durante este período de 10 años.

2.1. Indicadores ambientales

Como se ha mencionado, de las 10 categorías de impacto ambiental analizadas, sólo 8 son consideradas como indicadores ambientales. Estos indicadores, al igual que los calculados en el capítulo 4, son utilizados para evaluar en retrospectiva la sustentabilidad de la matriz eléctrica en los años 2005, 2009 y 2015.

Los indicadores ambientales analizados se representan como la contribución del SING y del SIC ponderados por su respectivo aporte al sistema nacional (interconexión).

Como se observa de la figura 35, el efecto del aumento de la contribución de las centrales a carbón desde un 17,4% en el 2005 a un 39,9% en el 2015 queda en evidencia en los indicadores de ecotoxicidad terrestre (ETT), potencial de calentamiento global (PCG), ecotoxicidad en agua fresca (ETAF), marina (ETM) y potencial de eutrofización (PEU). Estos indicadores están dominados por la contribución del carbón y sólo en el PCG el gas natural y el diésel tienen alguna participación.

En contraste, el agotamiento de la capa de ozono (ACO) se reduce a lo largo del período debido a la disminución del indicador para las centrales de gas natural. Esto fue un fenómeno descrito previamente en el capítulo 4, donde el cambio tecnológico de importar gas por gasoducto a importación en formato licuado trajo consigo una mejora de este indicador en el tiempo.

De igual forma los indicadores de potencial de acidificación (PA) y oxidación fotoquímica (OF) presentan mayores niveles en el 2009, los cuales se reducen drásticamente durante el año 2015 gracias a las restricciones impuestas a las centrales termoeléctricas. Este fenómeno también ya había sido anticipado en el capítulo 4, donde se dio cuenta de las importantes reducciones de estos indicadores en las centrales a carbón. Sólo en estas dos categorías de impacto se evidencia una significativa contribución desde las centrales de biomasa, siendo despreciable el aporte de las demás tecnologías debido a su baja carga ambiental y a su pequeña contribución a la matriz eléctrica.

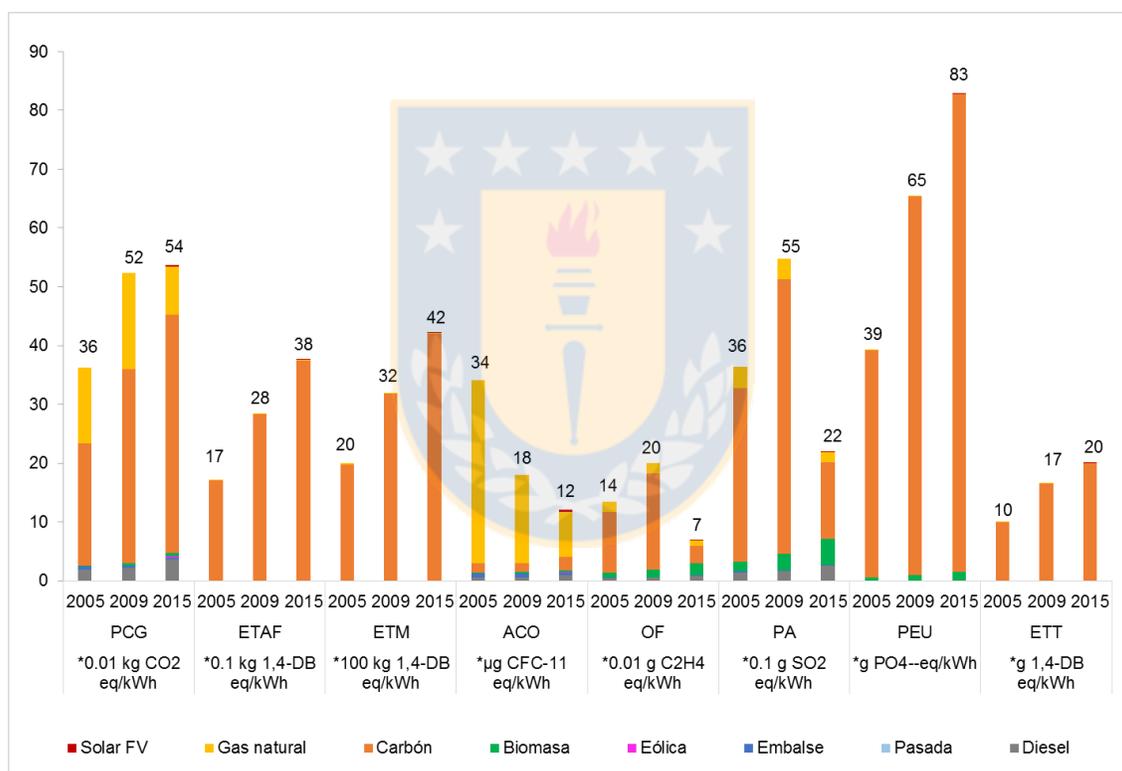


Figura 35: Comparación de indicadores ambientales para la matriz eléctrica chilena durante los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: elaboración propia.

Sólo se evidencian aportes menores de las centrales diésel en la categoría de impacto de PCG y en PA, los cuales crecen durante el período gracias al aumento de la contribución de esta tecnología en la matriz.

De esta forma, y analizando sólo la dimensión ambiental, es posible identificar algunos *trade-off* entre los indicadores de la matriz eléctrica y su evolución en el tiempo.

2.2. Indicadores económicos

Los resultados de la evolución de los indicadores económicos de la matriz eléctrica se observan en la figura 36. En particular, el indicador de sensibilidad a precios del combustible (SPC) durante el año 2009 experimenta un alza debido al alto precio del gas natural licuado que comienza a llegar al país, en comparación con el gas importado desde Argentina en 2005. Luego en el 2015 la reducida participación de esta tecnología contribuyó a la reducción del indicador. Por otro lado, el indicador de costo total capital (CTC) presenta un aumento entre los años 2005 y 2009 posiblemente atribuible al aumento del CTC de las centrales a gas natural así como el incremento en la matriz. Un leve descenso se observa al 2015 producto del descenso en la contribución e indicador de las centrales de embalse y de gas natural. Por otro lado, el indicador costo eléctrico nivelado (CEN) aumenta durante el período asociado al incremento del indicador para las centrales a carbón, gas natural, embalse y pasada, además del alto grado de participación de las primeras en la matriz. Por su parte, el costo anualizado total (CAT) aumentó durante el período debido al aumento de la participación del carbón, siendo el efecto de la incorporación de centrales solares FV y eólicas al año 2015 aún despreciable.

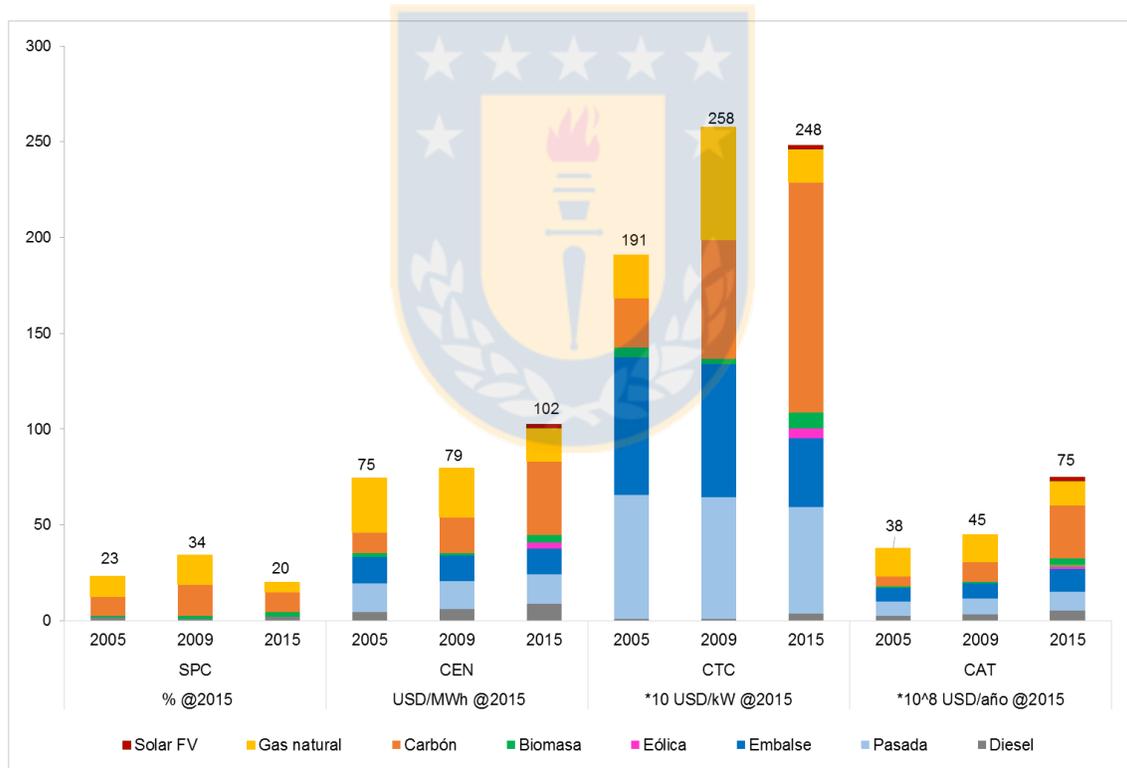


Figura 36: Comparación de indicadores económicos para la matriz eléctrica chilena durante los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: elaboración propia.

2.3. Indicadores sociales

En cuanto a los indicadores sociales de la evolución de la matriz eléctrica, se tiene que el indicador de agotamiento de recursos abióticos (ARA) está principalmente relacionado con las centrales a carbón y gas natural (ver fig. 37), presentando un aumento cuando las importaciones de gas natural comenzaron en el año 2009. El indicador de toxicidad humana

(TH) muestra una casi exclusiva relación con las centrales a carbón, las que crecen en participación durante el período de la misma forma que lo hace el indicador. En el año 2005 el indicador de diversificación de suministro de combustible (DSC) tenía una alta influencia de las centrales hidroeléctricas, las cuales son totalmente independientes. Luego, en el año 2009 el indicador se mantuvo pero disminuyó el aporte hidro y aumentó la contribución de gas natural. Estas últimas durante ese año alcanzaron su mejor indicador de DSC, mientras las centrales a carbón tuvieron un mermado DSC. Este indicador en el año 2015 aumenta producto del incremento del indicador del carbón (pasa de 26 a 63), así como su contribución a la matriz. El indicador de índice de corrupción (IC) presenta un relevante aporte desde centrales hidráulicas en el año 2005 y que luego desciende en el año 2009 producto de la reducción en la generación eléctrica desde estas plantas, sumado a un descenso del indicador de las centrales a carbón. En el año 2015 el indicador alcanza un puntaje de 62 como consecuencia del aumento del indicador para las centrales a carbón y de su contribución a la matriz.

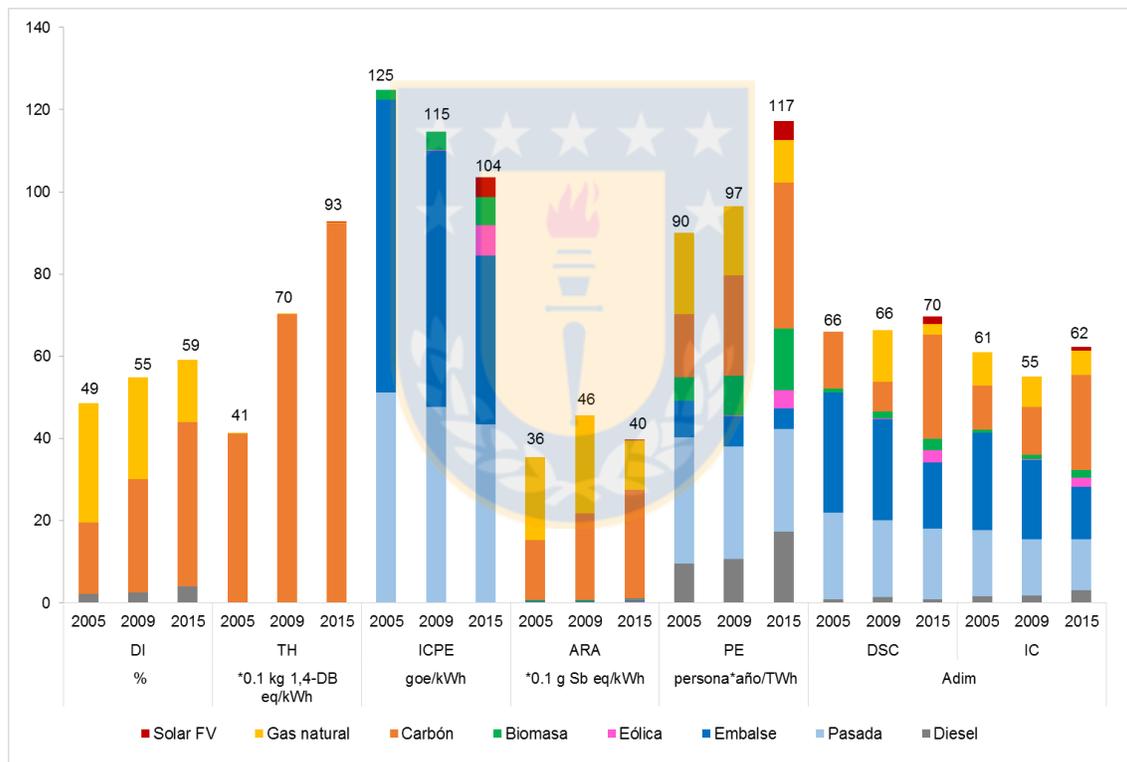


Figura 37: Comparación de indicadores sociales para la matriz eléctrica chilena durante los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: elaboración propia.

A lo largo del período, y a pesar de la incorporación creciente de tecnologías renovables, el indicador de dependencia a la importación (DI) ha crecido producto del aumento de participación de tecnologías fósiles. En el mismo sentido, el indicador de importación de combustibles potencialmente evitados (ICPE) representa la disminución de la capacidad de reemplazo de fuentes fósiles por fuentes renovables, las cuales estuvieron dominadas por centrales hidráulicas en el período. Finalmente, el indicador de provisión de empleo (PE) ha mostrado un relevante aumento a lo largo del período, donde el incremento de las contribuciones de las centrales a carbón y de pasada han sido claves, además de los

aportes de las centrales a biomasa, diésel, así como en menor medida de las solares FV y eólicas.

3. Evaluación de la sustentabilidad de la matriz eléctrica en Chile entre los años 2005 y 2015.

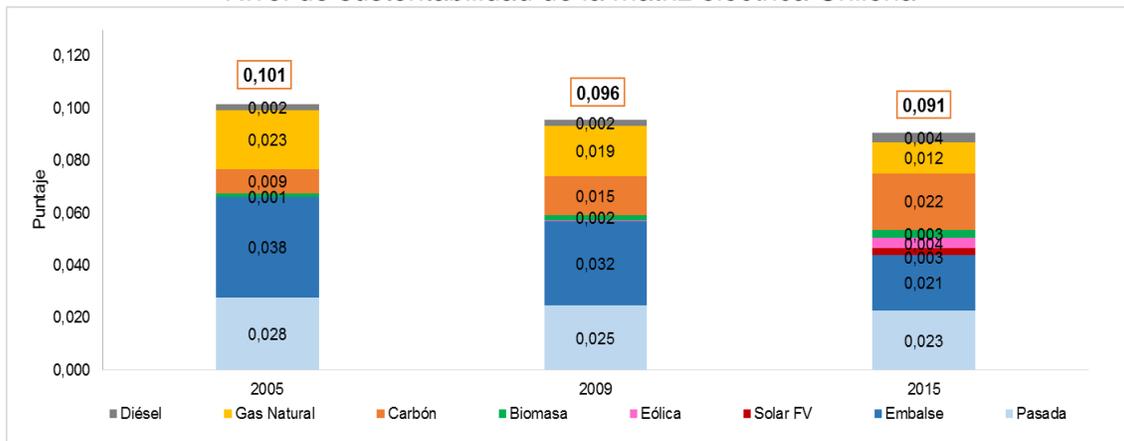
A partir de los resultados del nivel de sustentabilidad de las tecnologías para los años 2005, 2009 y 2015 (ver capítulo 4), se calculó el nivel sustentabilidad para la matriz eléctrica de los años respectivos. Estos resultados se muestran a continuación.

Como se observa de la figura 38, la continua reducción de la contribución de las centrales hidroeléctricas de embalse a lo largo del período, se correlacionó directamente con la reducción del nivel de sustentabilidad de la matriz en el año 2015 comparado con el año 2005.

Como se discutió en el capítulo 4, sección 5, el índice de sustentabilidad es mayor en las centrales de pasada (0,132) y de embalse (0,131) siendo ambos elementos claves para la sustentabilidad de la matriz. En el año 2005, la electricidad provista por las centrales hidráulicas alcanzó el 50,3%, y luego en el 2015 sólo alcanzó un 33%, reflejando una caída de un 17%. Esta importante reducción de la contribución, sumada al alto grado de sustentabilidad de las centrales hidráulicas, explican la caída general del nivel de sustentabilidad en la matriz.

Por otro lado, las centrales térmicas fósiles tienen un puntaje muy bajo en sustentabilidad, siendo las centrales a carbón las peores (0,054) seguidas de las centrales a gas natural (0,078) y centrales a diésel (0,091). La contribución de las centrales a carbón durante período aumentó un 22%, haciendo que en el neto del reemplazo de las fuentes hídricas por carbón disminuya la sustentabilidad de la matriz.

Nivel de sustentabilidad de la matriz eléctrica Chilena



Matriz de generación eléctrica Chilena

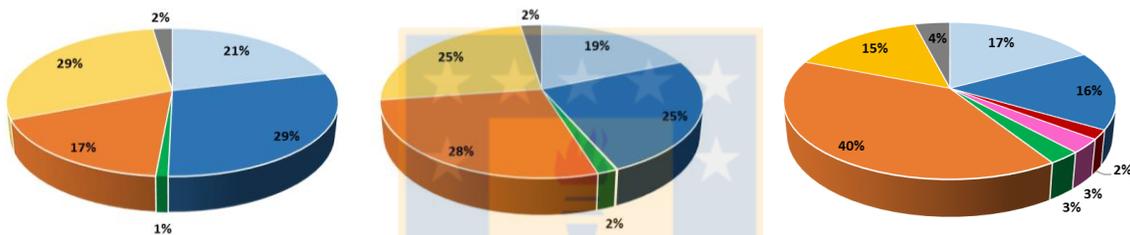


Figura 38: Evolución de la generación eléctrica y la evaluación de la sustentabilidad de la matriz eléctrica en Chile para los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: elaboración propia.

La contribución de otras fuentes renovables, como solares FV y eólicas son despreciables en el año 2015, pero con un puntaje de contribución a la sustentabilidad muy alto y cercana a las centrales de embalse, incluso superior en el caso de las centrales eólicas (0,137), abriendo posibilidades de mejora en el futuro.

Finalmente, y como se observa, la sustentabilidad de la matriz eléctrica en Chile se ha reducido en un 10% entre los años 2005 y 2015, principalmente debido a la reducción del efecto positivo de las centrales hidráulicas. No obstante, una propuesta de mejora está presentada por las centrales solares FV y eólicas, debido a su alto grado de penetración proyectado en el mediano plazo.

4. Conclusiones

De los resultados obtenidos en el presente capítulo se tiene para las matrices eléctricas entre los años 1995 y 2015, en todas las categorías de impacto ambiental evaluadas es posible detectar los efectos de los cambios en la composición de las matrices, siendo el aumento y corte del gas natural un claro ejemplo de ello. Particularmente, la introducción del gas representó reducciones cercanas al 100% en varias categorías de impacto en un período de 5 años, principalmente en las categorías de potencial de acidificación, potencial de eutrofización, potencial de calentamiento global, toxicidad humana, ecotoxicidad en agua fresca, marina, terrestre y oxidación fotoquímica. El único aumento relacionado con este

cambio de suministro se registró en la categoría de agotamiento de la capa de ozono. De igual forma, la incorporación de normativas para la restricción de contaminantes atmosféricos en centrales termoeléctricas, representaron reducciones cercanas al 60% en el potencial de acidificación y oxidación fotoquímica.

En términos generales es el SING el que tiene mayores cargas ambientales que el SIC, en todas las categorías de impacto, debido a su naturaleza fósil. Estas diferencias entre las categorías de impacto oscilan entre las 3 a 27 veces, dependiendo del indicador.

Al comparar las categorías de impacto entre sí, en el SING, SIC y sistema nacional, se observa que las mayores contribuciones están asociadas a las categorías de ecotoxicidad marina, en agua fresca y potencial de eutrofización, estando estrechamente relacionadas con las tecnologías a carbón.

De los resultados de la carga ambiental por etapa de proceso durante el año 2015, se identifica la etapa de conversión de energía como la etapa clave en las principales categorías de impacto de ecotoxicidad en agua fresca, marina y potencial de eutrofización, entre otros.

Del análisis de las dimensiones ambientales, económicas y sociales entre los años 2005 y 2015 en la matriz eléctrica, se tiene que los mismos efectos que se evidenciaron a nivel tecnología se expresan a nivel matriz. En particular, en la dimensión ambiental se evidencia el efecto de la implementación de la normativa de emisiones atmosféricas de las centrales termoeléctricas, específicamente en los indicadores de oxidación fotoquímica y potencial de acidificación, así como el cambio tecnológico de la importación de gas natural licuado en vez de gas por gasoducto, reduciendo el indicador de oxidación fotoquímica. Por su parte, en la dimensión económica se evidencian cambios producto de factores de mercado que hacen fluctuar algunos indicadores para las centrales de gas natural, carbón y diésel, además de reducir sostenidamente los indicadores de las centrales solares FV y centrales eólicas. Por su parte, estos mismos factores, sumados a variaciones en la composición de la matriz, influenciaron cambios en indicadores sociales como el índice de corrupción, diversificación de suministro de combustibles, dependencia a la importación, entre otros.

Como consecuencia, se evaluó la sustentabilidad de la matriz eléctrica chilena entre los años 2005 y 2015 encontrando una reducción de un 10% durante el período. Este descenso de la sustentabilidad de la matriz eléctrica chilena estaría dado por el reemplazo de fuentes hídricas por centrales a carbón, las cuales tienen el más bajo desempeño en sustentabilidad.

Finalmente, es posible evidenciar *trade-off* en las tres dimensiones evaluadas de la matriz eléctrica, las que se configuran de manera que permiten la evaluación del nivel de sustentabilidad de la matriz, evidenciando una reducción durante los últimos 10 años. A su vez, de los resultados obtenidos, no es posible concluir que las variaciones de los indicadores de la matriz hayan tenido una influencia en esta reducción de su nivel de sustentabilidad durante el período, siendo los cambios en su composición la principal influencia.

Considerando lo anterior, en el siguiente capítulo se aborda la evaluación de la sustentabilidad de los escenarios eléctricos propuestos a futuro, bajo el supuesto que

ciertos cambios en los indicadores de las tecnologías no han de tener efectos importantes sobre la sustentabilidad del sistema, sino que más bien, ésta está determinada por la contribución de cada tecnología.



CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE SUSTENTABILIDAD DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS PROPUESTOS AL AÑO 2050 EN CHILE

En este capítulo se analizan los escenarios eléctricos al año 2050 propuestos por el Ministerio de Energía chileno, en base a sus atributos ambientales, económicos y sociales presentados y discutidos en los capítulos anteriores. Como consecuencia de lo anterior, se calcula y analiza el índice de sustentabilidad de cada escenario propuesto. Estos escenarios futuros emanan de la Hoja de Ruta 2050 (Ministerio de Energía, 2015), donde se detallan las diferentes medidas y consideraciones que los fundamentan.

Es relevante mencionar que parte de los resultados de este capítulo se reportan en el artículo *“The effect of solar energy on the environmental profile of electricity generation in Chile: a midterm scenario”* publicado en *International Journal of Energy Production and Management Vol. 3, N°2, 2018, 110-121*, como parte de la presente tesis doctoral (ver Apéndice G).

El presente capítulo presenta, en primer lugar, los escenarios eléctricos propuestos y las principales consideraciones para la estimación de los indicadores ambientales, económicos y sociales que se utilizan. Finalmente, se reporta el comportamiento del perfil ambiental, económico y social de los escenarios eléctricos futuros, y su integración en los índices de sustentabilidad, para finalmente presentar las conclusiones del capítulo.

1. Escenarios eléctricos propuestos en Hoja de Ruta al año 2050

El documento Hoja de Ruta 2050 planteó escenarios eléctricos para Chile al año 2050, basados en la demanda eléctrica estimada del proyecto MAPS Chile (MAPS, 2014). Por su parte, la generación eléctrica se estimó con un modelo de optimización de los costos de inversión en base a información levantada por el Centro de Energía de la Universidad de Chile. De estos escenarios es relevante mencionar que no tienen por objetivo predecir el escenario eléctrico al año 2050, sino que tener una primera aproximación de la demanda eléctrica, capacidad disponible para la instalación de las diferentes tecnologías y comparar capacidades adicionales. Esta proyección de matriz está sujeta a una alta incertidumbre, por lo que es necesario considerar estos resultados con discreción. Sin embargo, y dado que se pretende analizar las potencialidades de estos escenarios, en el presente capítulo se usan para evaluar su respectiva sustentabilidad.

Los escenarios eléctricos abordados en este trabajo son aquellos que cumplen con el requisito de que, tanto la oferta como la demanda, se hacen cargo de los lineamientos estratégicos propuestos por el Eje de Energía Sustentable del Equipo Energía 2050. Estos requisitos consisten en:

1. Alcanzar al menos 70% de contribución de fuentes renovables al año 2050.
2. Internalización de externalidades, particularmente de las emisiones de gases con efecto invernadero. Para eso se supone un impuesto creciente partiendo en USD 5/tCO₂ en el año 2017 hasta alcanzar un valor de USD 25/tCO₂ al año 2030.

3. Escenario con política agresiva de eficiencia energética y/o electrificación.

Según lo definido, las medidas de eficiencia energética se basan en la estimación de demanda futura bajo una condición de “alto esfuerzo” el cual es obtenido de los resultados del proyecto MAPS Chile. Esta condición contempla diversas acciones que buscan reducir la actual tendencia de consumo eléctrico en el futuro, por lo que habría una reducción en la demanda esperada al año 2050. Algunas de las medidas van orientadas a la incorporación de nuevas fuentes de generación eléctrica con cuotas específicas a determinados años, así como la toma de acciones que propendan a disminuciones de la demanda eléctrica, específicamente en los sectores comercial-público-residencial (CPR), industria y minería (I&M) y transporte que son los que dominan la demanda eléctrica nacional.

Por otro lado, las medidas de electrificación apuntan a un cambio tecnológico que permita que la energía eléctrica sea el motor de otros sectores productivos, reemplazando al gas licuado para cocinar y leña para calefacción en el sector residencial, al diésel en el sector comercial, a la leña y el diésel en la generación de calor para la industria y minería, así como la introducción de vehículos eléctricos en el sector transporte.

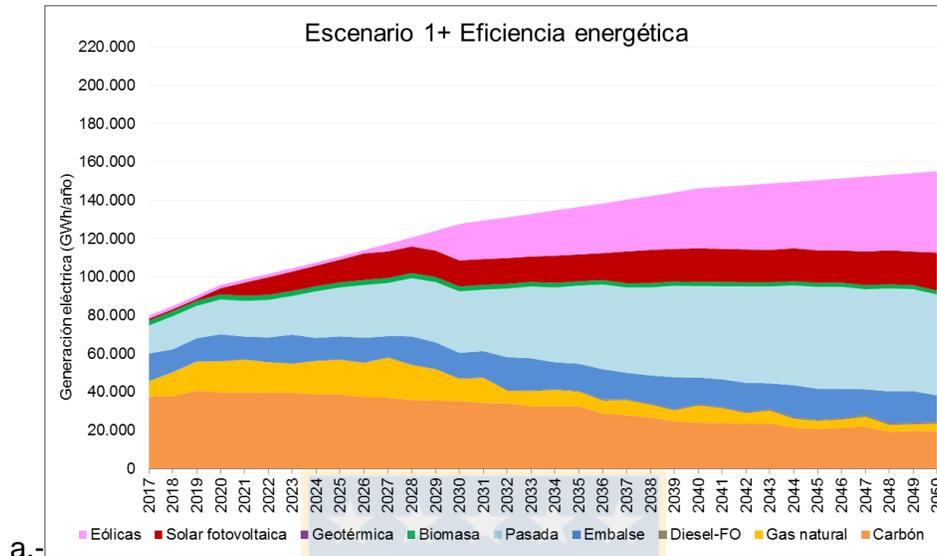
El detalle de los supuestos y consideraciones se detalla en el Anexo 4 del documento Hoja de Ruta 2050 (Ministerio de Energía, 2015).

De esta forma, y a modo de resumen de las condiciones consideradas para los escenarios se presenta en la tabla 8.

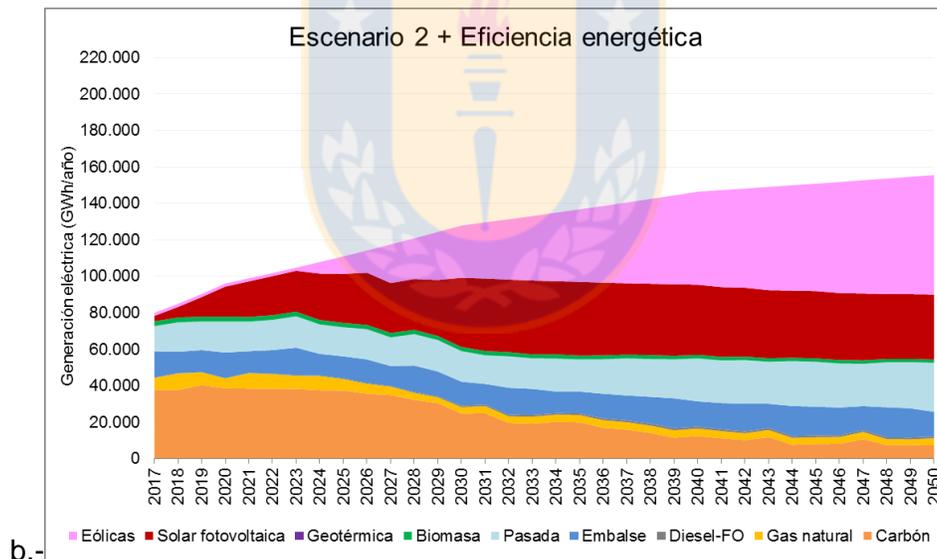
Tabla 8: Resumen de las condiciones consideradas para la estimación de la oferta y demanda de electricidad en Chile para los escenarios al año 2050. Fuente: elaboración propia.

Acrónimo	Condiciones para el cálculo de oferta-demanda eléctrica al año 2050	Medidas que implica
<i>E1+EE</i>	Escenarios de costo de inversión ERNC medio, precio de combustible medio + eficiencia energética	<i>Eficiencia energética.</i> Objetivo: reducción de del consumo eléctrico específico al año 2050.
<i>E2+EE</i>	Escenario de costo de inversión ERNC bajo, precio de combustible alto + eficiencia energética	Medidas: acciones para la disminución de las demandas eléctricas en el sector comercial-público-residencia (CPR), industria – minería (I&M) y transporte.
<i>E3+EE</i>	Escenario de costo de inversión ERNC alto, precio de combustible bajo + eficiencia energética	
<i>E1+Elec.</i>	Escenarios de costo de inversión ERNC medio, precio de combustible medio + electrificación	<i>Electrificación.</i> Objetivo: desplazar el consumo de combustibles fósiles a electricidad.
<i>E2+Elec.</i>	Escenario de costo de inversión ERNC bajo, precio de combustible alto + electrificación	Medidas: reemplazar los siguientes consumos por electricidad: gas licuado y leña en hogares, diésel en sector comercial, leña y diésel en I&M además de diésel y gasolina en transporte.
<i>E3+Elec.</i>	Escenario de costo de inversión ERNC alto, precio de combustible bajo + electrificación	

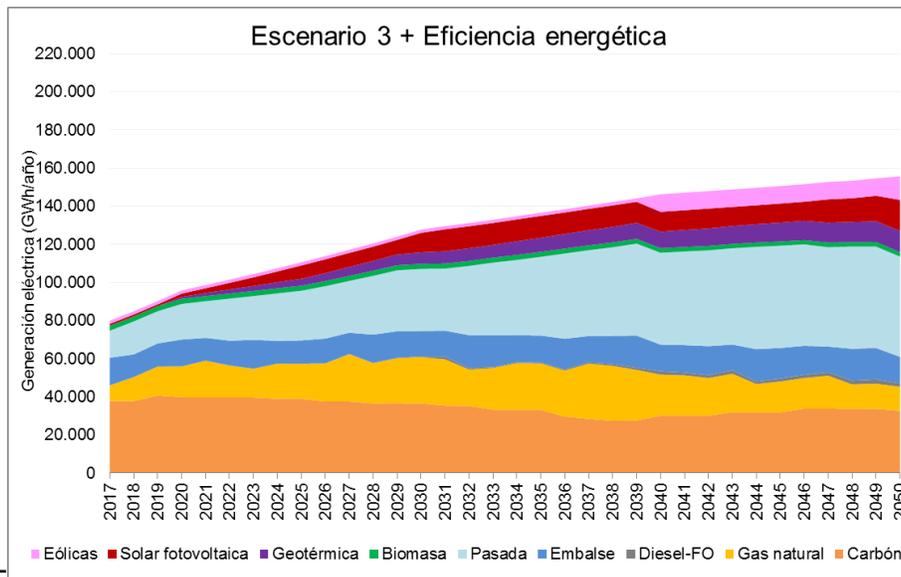
El detalle de las fuentes de energía que contribuye a cada uno de los escenarios de generación eléctrica desarrollados, se presenta en las siguientes figuras. Las potencias instaladas para los respectivos escenarios se pueden observar en el Apéndice D.



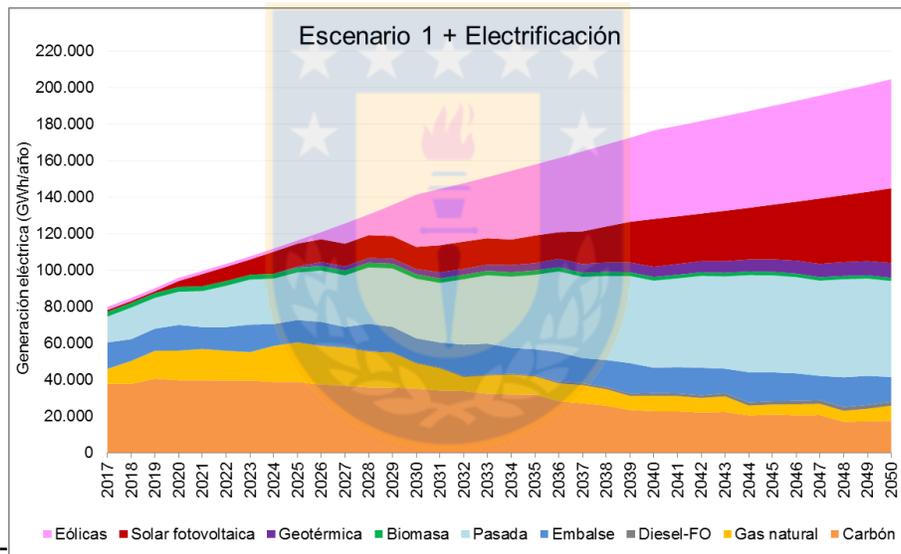
a.-



b.-



c.



d.

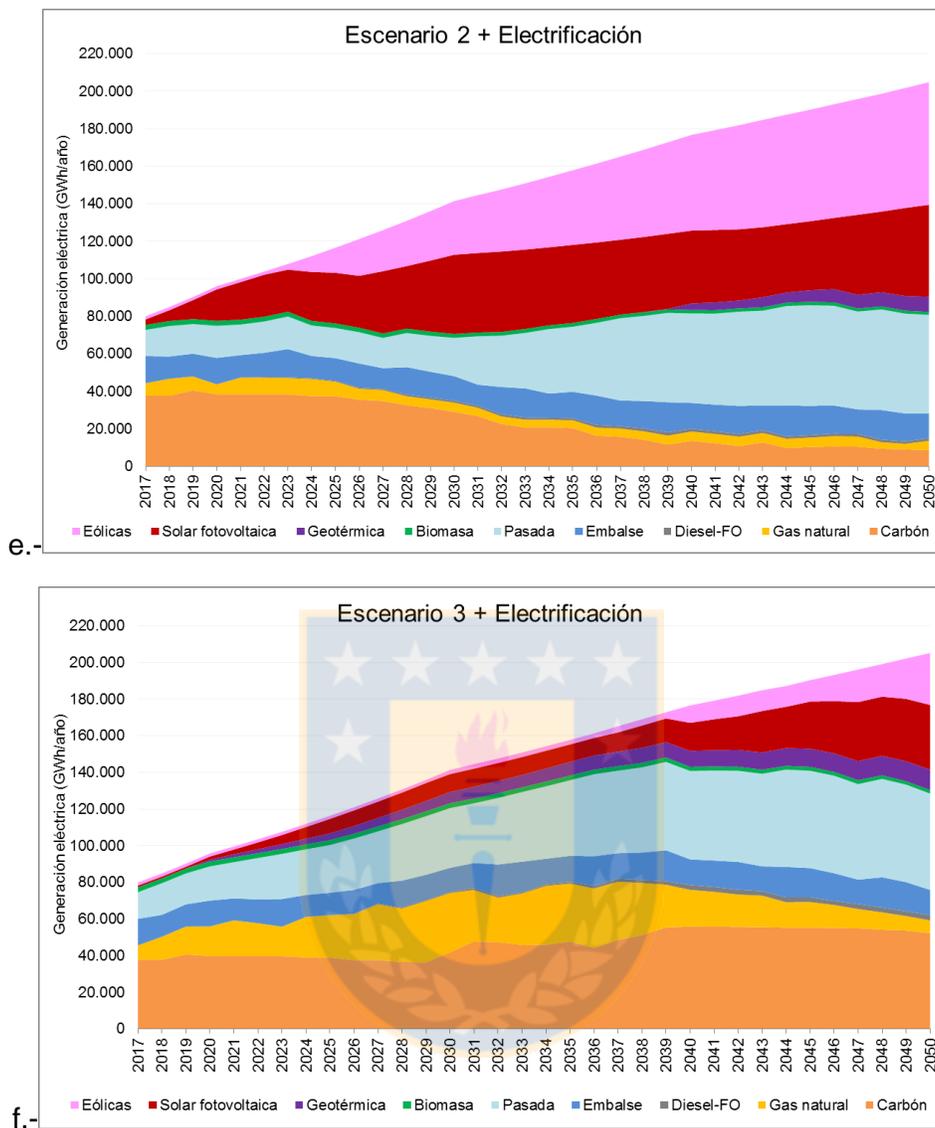


Figura 39: Escenarios de generación eléctrica desarrollados en el marco de la Hoja de Ruta 2050, para Chile al año 2050. Fuente: elaboración propia.

De la figura 39 es posible identificar las diferentes demandas eléctricas y las diferentes composiciones de la matriz nacional estimada para el año 2050. Se observa que en los 3 primeros escenarios, y producto de las medidas de eficiencia energética, se proyecta un requerimiento nacional de electricidad inferior, al año 2050, en casi 60.000 GWh/año con respecto al escenario con medidas de electrificación. De igual forma, hay algunos escenarios donde se estiman grandes contribuciones de fuentes de energía que hoy son apenas incipientes, como es el caso de la energía eólica y solar FV (escenarios 1 y 2). En cuanto a la energía geotérmica, tiene un aporte en 4 de los 6 escenarios estimados, siendo que actualmente sólo se cuenta con la contribución de la central de Cerro Pabellón. Esto implica eventuales cambios en la matriz eléctrica actual, donde predominarían las fuentes renovables. Por lo anterior, se considera pertinente la necesidad de proveer de información

que permita definir un perfil ambiental, social y económico de la misma, que sirva de soporte para la toma de decisión.

2. Indicadores ambientales, económicos y sociales para la generación eléctrica en Chile proyectada al año 2050.

Para realizar una estimación de la sustentabilidad de los escenarios futuros se requiere de información que permita cuantificar los indicadores ambientales, económicos y sociales, tal que se puedan utilizar como base de cálculo en la evaluación.

En términos generales, la estimación de indicadores económicos para la proyección futura de la dimensión ambiental, se obtiene del desempeño de las centrales operativas en el SING y en el SIC. Dado que hay tecnologías que están presentes en ambos sistemas, el cálculo de la tecnología representativa nacional se hizo usando la proporción de energía que cada sistema aporta a la matriz interconectada. Ese procedimiento aplica para todas las tecnologías, excepto en el caso de las centrales de embalse, geotérmica y biomasa, las cuales fueron consideradas directamente desde el sistema que las aporta. En particular, para las centrales en base a combustibles fósiles las eficiencias de conversión utilizadas fueron el promedio simple de las eficiencias de los últimos 5 años en el SING y en el SIC (ver Apéndice B). Otras consideraciones específicas por tecnología se presentan en el Apéndice A.

Por su parte, tanto para los indicadores económicos y sociales se usaron los datos obtenidos para el año 2015, puesto que no se cuenta con información detallada a futuro en ambas dimensiones. A pesar de contar con datos para los años 2005 y 2009, estos no fueron considerados por estar temporalmente más lejanos a la situación actual.

Los escenarios proyectados se analizaron desde el año 2017 en adelante, lo que supone el comienzo de la operación conectada del SING y SIC.

Dado que no se cuenta con información que permita hacer una proyección más detallada de los aspectos ambientales, económicos y sociales a futuro, donde mejoras en sistemas de abatimiento, recambio tecnológico, variación de la importación de combustibles fósiles, entre otros, es posible que a través de futuras colaboraciones con expertos de estas disciplinas, se puedan refinar los indicadores y hacer una proyección válida de éstos.

Ante lo anterior, los resultados del presente capítulo deben considerarse con discreción ante los supuestos antes señalados para las dimensiones evaluadas.

3. Evaluación del desempeño ambiental, económico y social de los escenarios proyectados al año 2050.

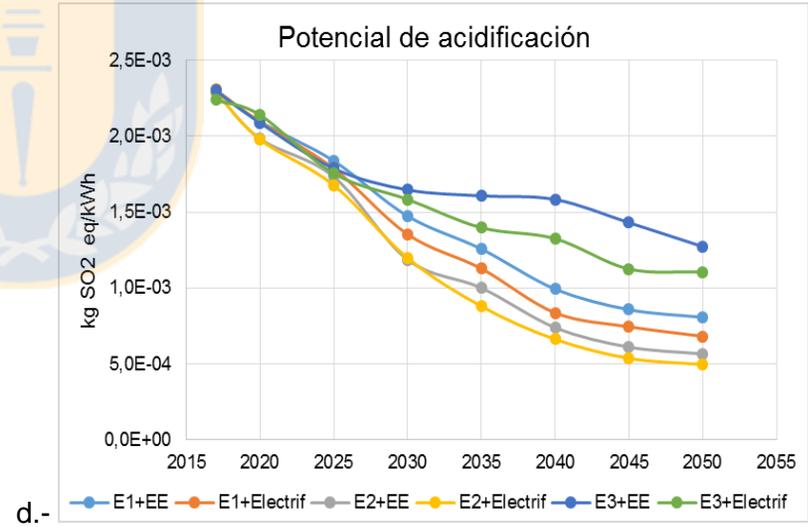
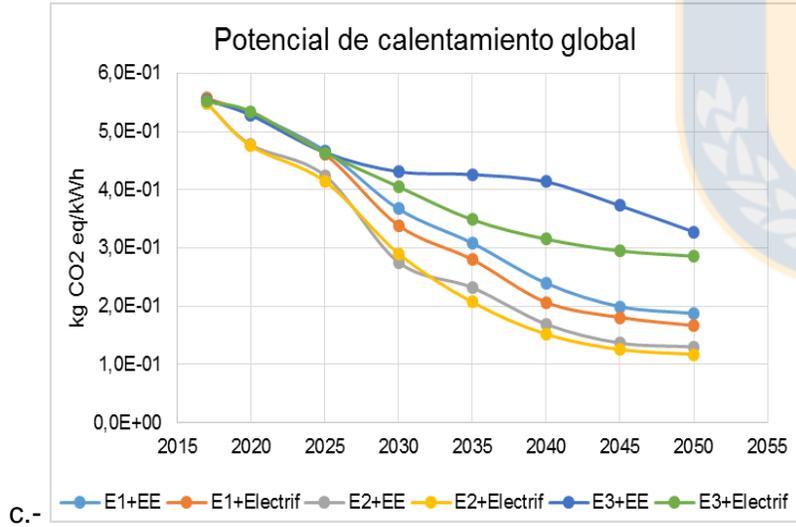
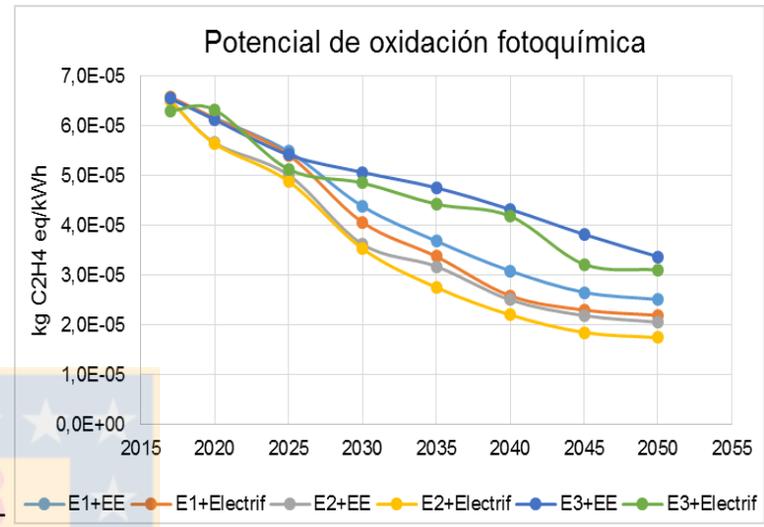
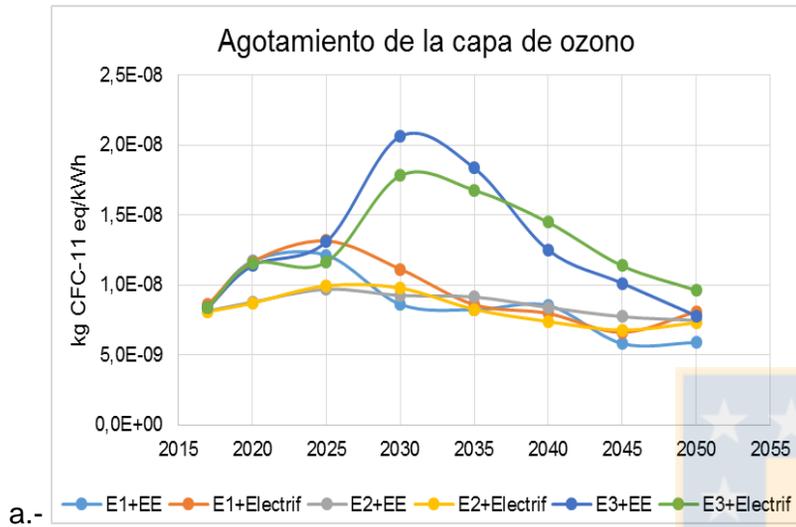
En la presente sección se presentan los resultados de la proyección al año 2050 de los indicadores ambientales (figuras 40 y 41), indicadores económicos (figura 42) e indicadores sociales (figura 43) para los escenarios evaluados.

3.1. Evaluación de indicadores ambientales

Como se observa de la figura 40, los diferentes escenarios tienen al año 2050 un desempeño ambiental mejor que el actual, descendiendo la intensidad de todos los

indicadores ambientales. En particular al año 2050, el indicador de agotamiento de la capa de ozono (ACO) presenta el menor valor en el Escenario 1+Eficiencia energética (E1+EE) (30% menor que el año 2017), el cual conjuga un menor aporte desde centrales a gas natural, solares FV y biomasa. Por el contrario, el escenario que presenta el mayor valor de ACO es el Escenario 3+Electrificación (E3+Electrif.) el cual está un 68% por sobre el indicador calculado de la matriz para el año 2017. El incremento de este indicador durante el período, para todos los escenarios, excepto el Escenario 2+Eficiencia energética (E2+EE), se puede atribuir al aumento de la participación del gas natural y de las centrales solares FV en la matriz en diferentes años.





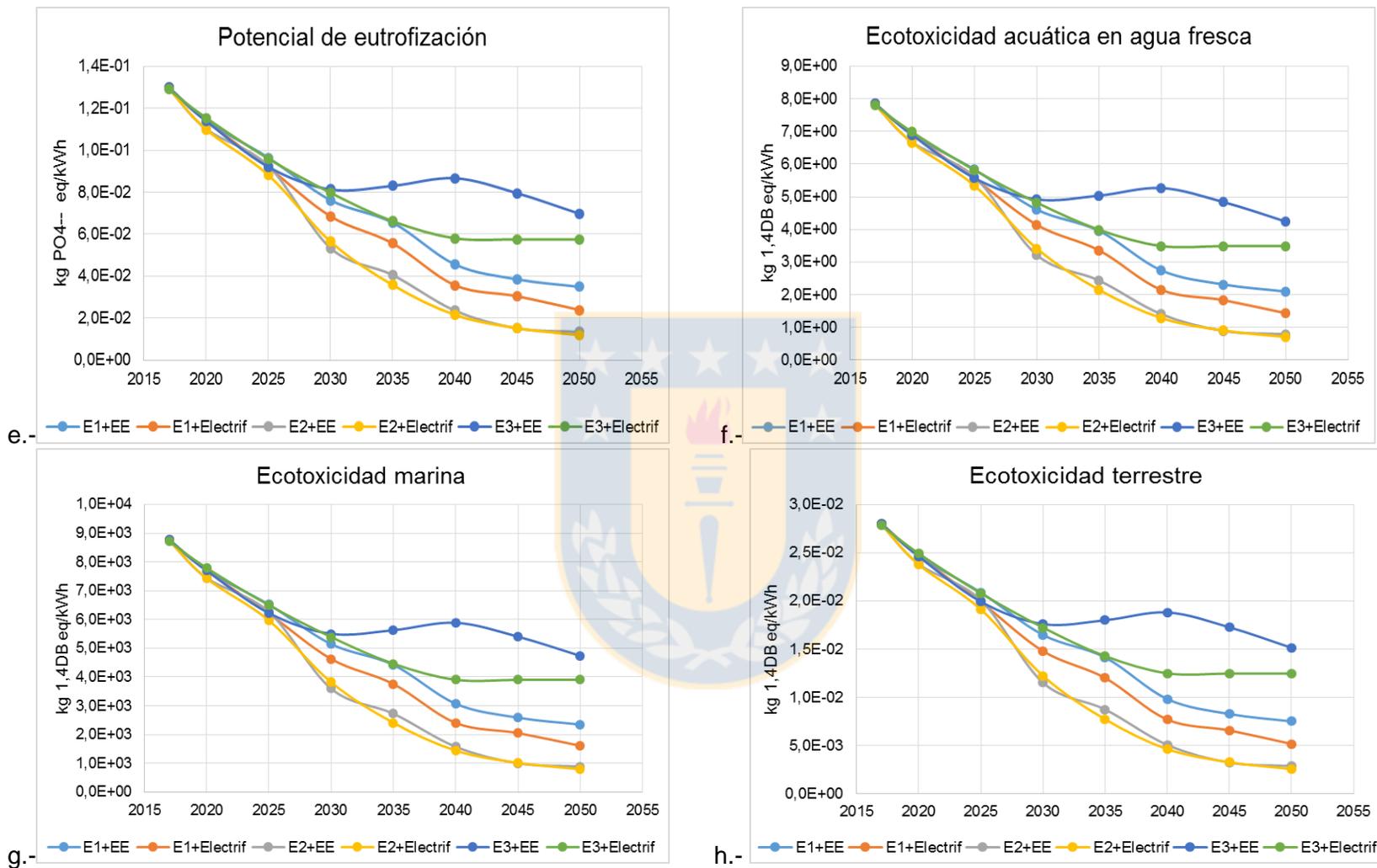


Figura 40: Indicadores ambientales de ciclo de vida para la proyección de escenarios futuros de la matriz eléctrica chilena al año 2050. a.- agotamiento de la capa de ozono, b.- oxidación fotoquímica, c.- potencial de calentamiento global, d.- potencial de eutrofización, e.- ecotoxicidad de agua fresca, f.- ecotoxicidad marina, g.- ecotoxicidad terrestre. Fuente: elaboración propia.

En el indicador de oxidación fotoquímica (OF) presenta una tendencia lineal a la baja, y es el Escenario 2+Electrificación (E2+electrif.) el que alcanza un menor valor (73% menos que el año 2017), debido al bajo aporte del carbón y del gas natural (7% en conjunto). Por su parte, el Escenario 3+Eficiencia energética (E3+EE) alcanza el mayor valor de este indicador, el cual representa una contribución de un 29% de estas mismas fuentes.

El potencial de calentamiento global (PCG) tiene un comportamiento lineal a la baja, donde el menor valor al año 2050 está asociado al Escenario 2+Electrificación (reducción de 79% con respecto al 2017), y el más alto lo alcanza Escenario 3+Eficiencia energética (E3+EE). Este indicador está determinado por la participación de las fuentes fósiles en cada escenario, siendo el menor aporte de éstas en el E2+Electrif. Esta es la razón de su alta reducción.

Por su parte el potencial de acidificación (PA), tiene el mismo comportamiento, y el mínimo valor al 2050 fue alcanzado por el Escenario 2+Electrificación con una reducción de un 78% con respecto al año 2017, y el mayor valor fue alcanzado por el Escenario 3+Eficiencia energética con una reducción de un 51% con respecto al mismo año. La reducción de la participación de las centrales fósiles así como las de biomasa son la principal razón de esta reducción.

De la misma forma, el potencial de eutrofización (PEU) y la ecotoxicidad en agua fresca (ETAF) alcanzan su valor más bajo en el Escenario 2+Electrificación, alcanzando ambos una reducción de 91% con respecto al año 2017, respectivamente. Esto es debido al bajo aporte de las centrales a carbón. El peor desempeño lo alcanza el Escenario 3+Eficiencia energética con una reducción de un 55%.

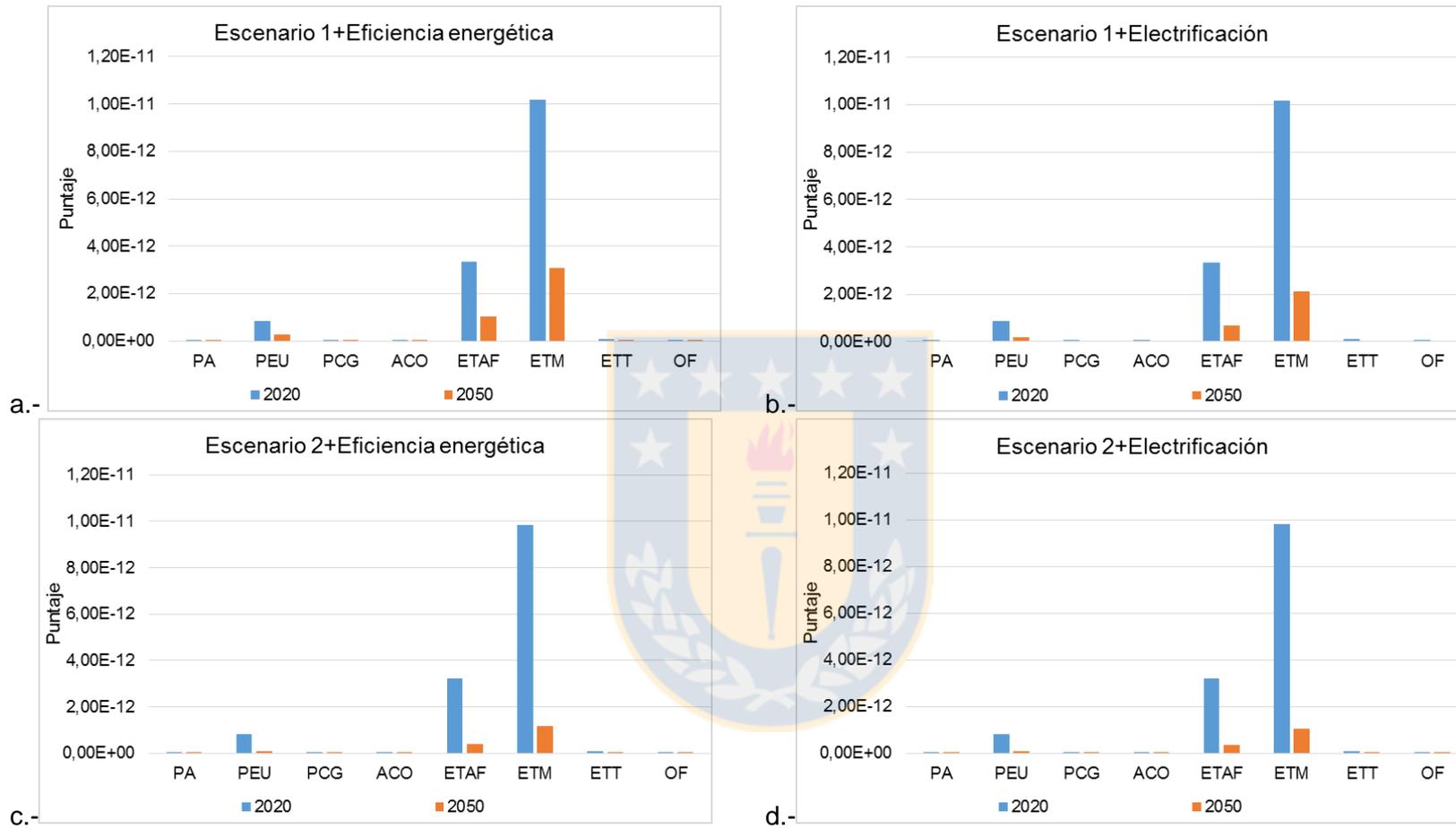
Finalmente, los indicadores de ecotoxicidad marina (ETM) y ecotoxicidad terrestre (ETT) se reducen mayoritariamente en los Escenarios 2+Eficiencia energética y Escenario 2+Electrificación, disminuyendo en promedio un 91% con respecto al año 2017. Por otro lado, la peor reducción en estos indicadores se alcanza en el Escenario 3+Eficiencia energética con un 55%. La baja en la participación de las centrales a carbón en estos escenarios explica esta disminución.

De esta forma, el escenario que tiene un mejor desempeño ambiental es el que implica bajos costos de inversión en energías renovables, altos precios de combustibles y políticas de uso masivo de electricidad (Escenario 2+Electrificación), con reducciones entre un 30% y un 91% en 7 de los 8 indicadores ambientales al año 2050, y por el contrario, el escenario que tiene el desempeño más discreto es el escenario de Escenario 3+Eficiencia energética.

3.1.1. Normalización de indicadores ambientales

Para comparar los reales efectos de la variación de estos indicadores ambientales, se presentan en la figura 41, la comparación de las categorías de impacto en los años 2020 y 2050 para cada escenario propuesto.

De esta figura se observa que, y como resultó de los capítulos previos, son las categorías de ecotoxicidad marina, en agua fresca y potencial de eutrofización los principales impactos, y se mantienen durante el período. Estos impactos se reducen entre los años 2020 y 2050 en los 6 escenarios, lo cual implica que todos representan una mejora con respecto a la situación actual.



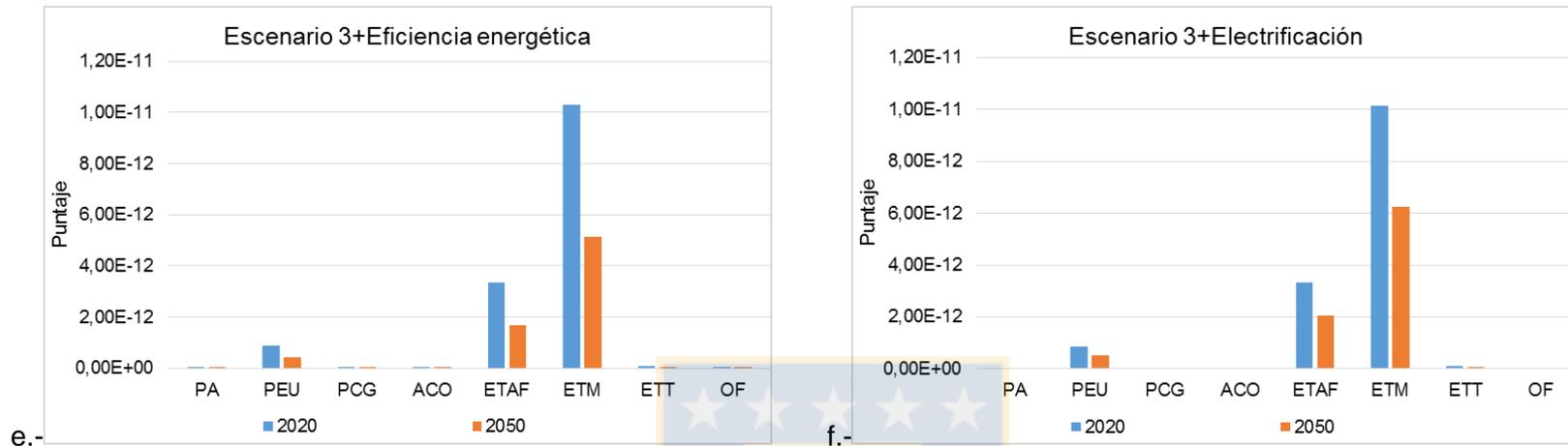


Figura 41: Comparación de las categorías de impacto para los años 2020 y 2050 por escenario eléctrico propuesto al año 2050 en Chile. a.- Escenario 1+Eficiencia energética, b.- Escenario 1+Electrificación, c.- Escenario 2+Eficiencia energética, d.- Escenario 3+Electrificación, e.- Escenario 3+Eficiencia energética, f.- Escenario 3+Electrificación. Fuente: elaboración propia.

En particular, es el Escenario 2 (bajo costo de inversión en energías renovables y alto precio de combustibles) el que representa la más importante reducción en las tres principales categorías de impacto, ya sea considerando medidas de eficiencia energética o de electrificación. Como se mencionó anteriormente, este escenario es el que representa el mayor desplazamiento de fuentes fósiles en la matriz, las cuales están estrechamente vinculadas a las categorías de impacto de ecotoxicidad y potencial de eutrofización (ver resultados capítulo 4). En cuanto a reducción de las categoría de impacto, al escenario 2 le sigue el Escenario 1+Eficiencia energética y luego el Escenario 1+Electrificación (costos de inversión medios y precios de combustibles medios).

Para esta normalización, no se evidencian aumentos en otras categorías de impacto que pudieran sugerir compensaciones por el cambio de tecnologías en los escenarios futuros.

3.2. Evaluación de indicadores económicos

En cuanto a la dimensión económica (ver fig. 42), los indicadores de costo anualizado total (CAT) y sensibilidad a precios del combustible (SPC) presentan una reducción a lo largo del período, pero el indicador de costo total de capital (CTC) tiene algunas reducciones y en otros casos se conserva, mientras el costo eléctrico nivelado (CEN) en todos los casos aumenta.

El indicador de CTC presenta su mejor desempeño en el año 2050 asociado al Escenario 2+Eficiencia energética, debido a la nula participación de centrales geotérmicas y su gran contribución desde eólicas y solares FV. Este escenario implica una reducción del indicador en un 10% con respecto al año 2017. Por otro lado, el Escenario 3+Eficiencia energética presenta el peor desempeño e implica que el CTC prácticamente no varía entre el 2017 y 2050. Por su parte el CAT aumenta para todos los escenarios al año 2050. Especialmente los escenarios con electrificación son los más afectados debido a la gran demanda estimada para el año 2050. Este aumento alcanza un 168% y un 108% promedio en los escenarios con electrificación y eficiencia energética con respecto al año 2017.

El CEN en todos los escenarios aumenta al año 2050, y en particular en el Escenario 2+Eficiencia energética alcanza su mayor valor creciendo un 7% con respecto al 2017. Esto se debe a la alta participación de las centrales eólicas (42%). Por su parte el Escenario 3+Eficiencia energética presenta el menor aumento del indicador alcanzando sólo un 1% con respecto al año 2017. Esto ocurre gracias a su acotado ingreso de fuentes renovables que tienen un indicador de CEN más alto. Finalmente, la SPC se reduce mayoritariamente en los Escenario 2+Eficiencia energética y Escenario 2+Electrificación debido a la gran presencia de fuentes renovables eólicas, solares FV, hidráulicas y geotérmicas que totalizan en la matriz un 91% y un 92%, respectivamente. En estos escenarios la reducción de la SPC alcanza un 80% con respecto al 2017, y en el peor caso, representado por el Escenario 3+Eficiencia energética, alcanza un 42%.

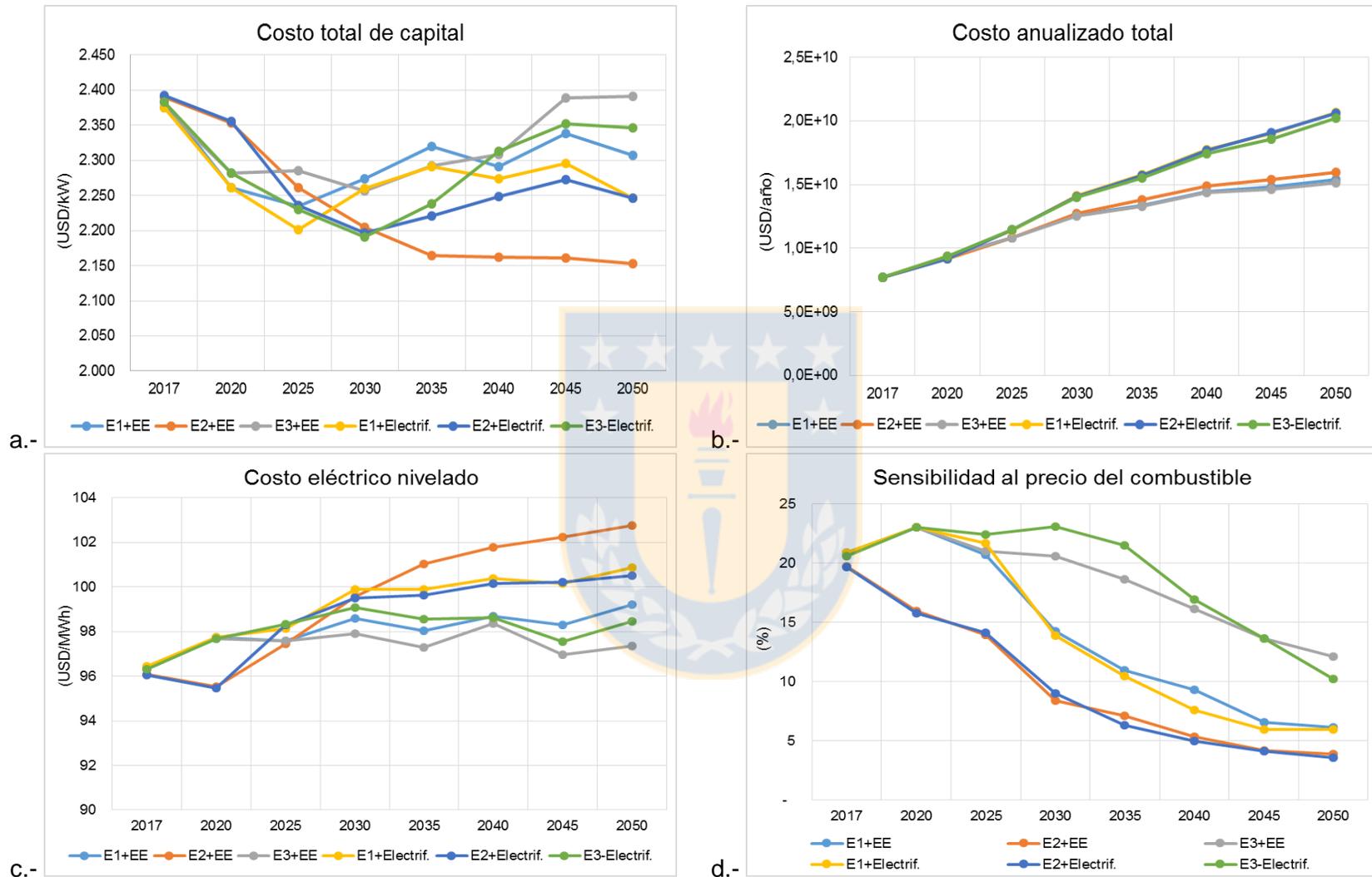
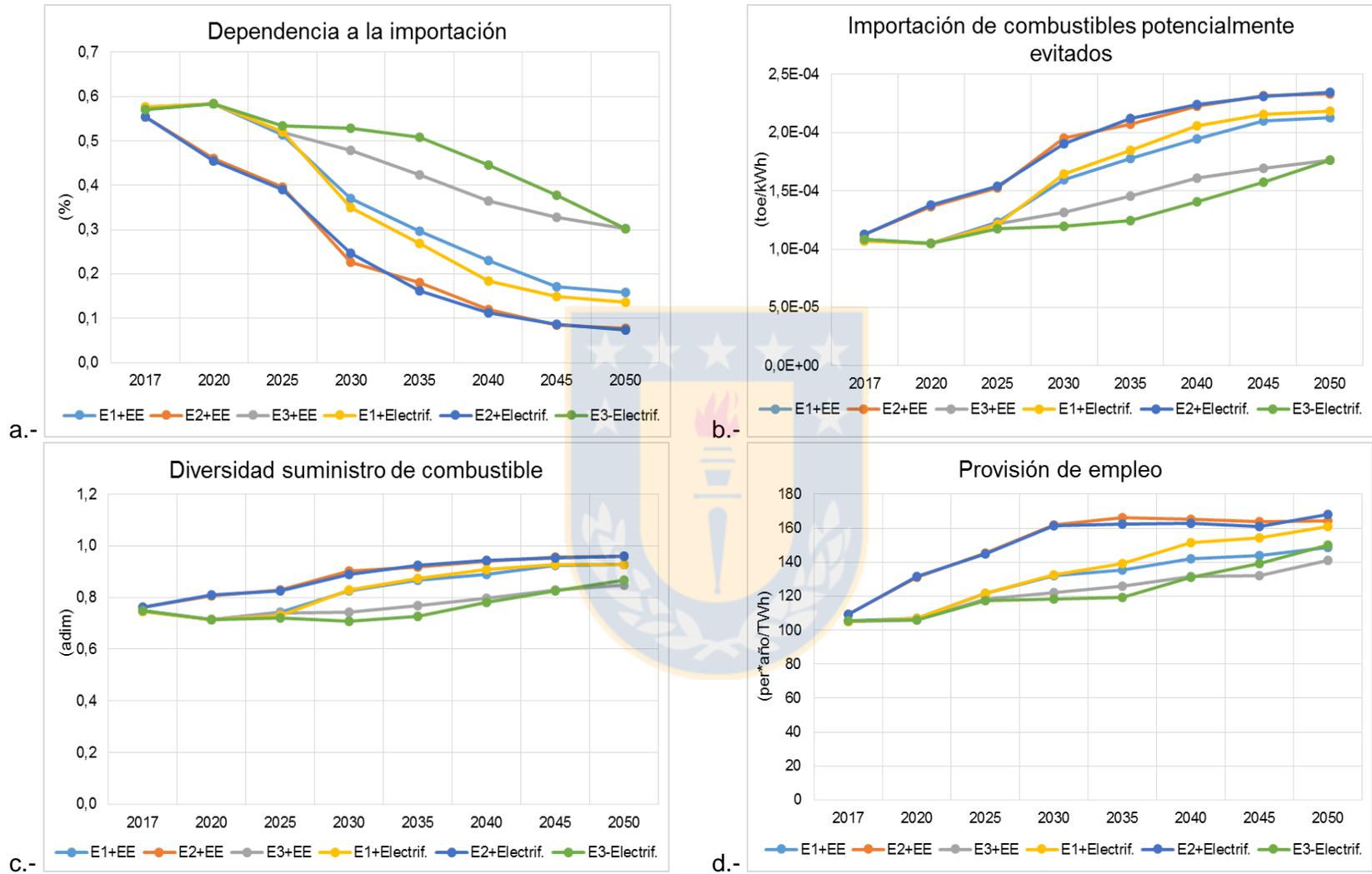


Figura 42: Indicadores económicos de ciclo de vida para la proyección de escenarios futuros de la matriz eléctrica chilena al año 2050. a.- costo total de capital, b.- costo anualizado total, c.- costo eléctrico nivelado, d.- sensibilidad al precio del combustible. Fuente: elaboración propia..

3.3. Evaluación de indicadores sociales

En cuanto a la dimensión social, los indicadores se proyectan al año 2050 con mejores desempeños en todos los escenarios evaluados (ver fig. 43). En particular, el indicador de dependencia a la importación (DI) se reduce mayoritariamente en los Escenario 2+Electricificación y Escenario 2+ Eficiencia energética, siendo un 86% inferior a la del año 2017. Esto producto a la alta tasa de ingreso de fuentes renovables en estos escenarios. Por su parte el Escenario 3+Eficiencia energética y Escenario 3+Electrificación tienen la menor reducción producto que conservan fuentes fósiles significativas en la matriz. De la misma forma, la importación de combustibles potencialmente evitada (ICPE) aumenta al año 2050 principalmente en Escenario 2+Electricificación y Escenario 2+Eficiencia energética, alcanzando un incremento de un 107% con respecto al año 2017. El menor aumento de ICPE también está dado por los Escenarios 3+Eficiencia energética y Escenario 3+Electrificación los que alcanzan sólo un 64% al año 2050.

La diversificación en el suministro de combustibles (DSC) tiene un discreto aumento debido a la reducción de las fuentes fósiles en todos los escenarios. Particularmente, son los escenarios Escenario 2+Eficiencia energética y Escenario 2+Electrificación los que alcanzan un mejor desempeño aumentando en 26% al año 2050, mientras son los escenarios Escenario 3+Eficiencia energética y Escenario 3+Electrificación los que alcanzan sólo un 14% de aumento. De manera similar, la provisión de empleo (PE) alcanza su mejor desempeño en los Escenario 2+Eficiencia energética y Escenario 2+Electrificación aumentando un 50% al año 2050, y su peor desempeño en el Escenario 3+Eficiencia energética alcanza un aumento de un 34%. Esto se debe a que el índice de PE es mayor en las tecnologías renovables en vez que las fósiles. Por su parte el indicador de índice de corrupción (IC) alcanza su mejor desempeño en el Escenario 1+Eficiencia energética donde la contribución de centrales eólicas y de pasada es relevantes. Este escenario implica un aumento de un 8% con respecto al año 2017, mientras que el Escenario 3+Electrificación es el de menor desempeño y alcanza sólo un aumento de un 2% al año 2050. Finalmente, los parámetros de toxicidad humana (TH) y agotamiento de recursos abióticos (ARA) presentan su mejor desempeño en el Escenario 2+Electrificación, el cual representa un descenso de un 91% y un 76%, respectivamente al año 2050. Esto gracias al escaso aporte de centrales a carbón y gas natural principalmente. Por el contrario, el Escenario 3+Electrificación es el que tiene la menor reducción, la cual sólo alcanza 46% y un 44% con respecto al año 2017.



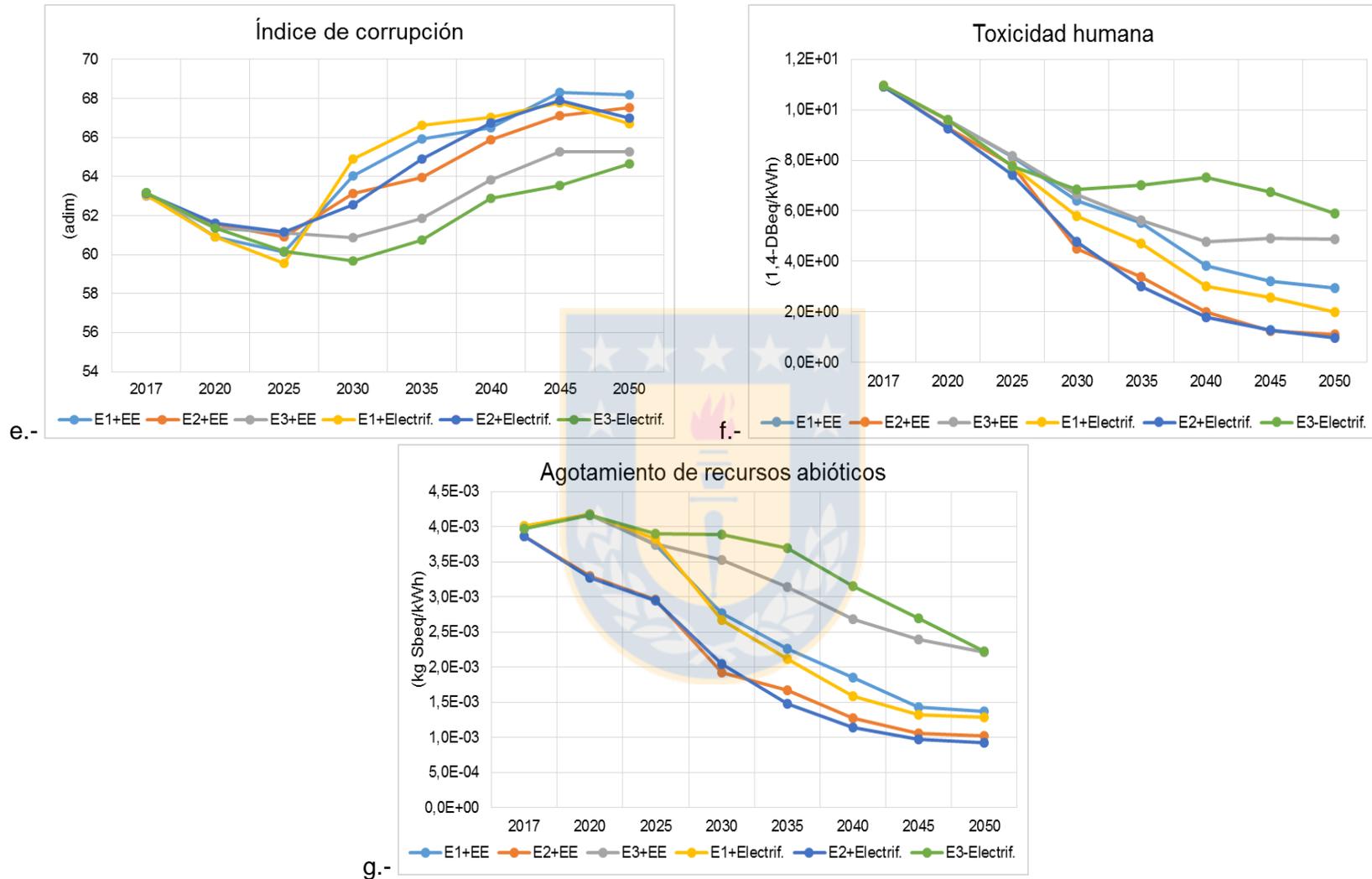


Figura 43: Indicadores sociales de ciclo de vida para la proyección de escenarios futuros de la matriz eléctrica chilena al año 2050. a.- dependencia a la importación, b.- importación de combustibles potencialmente evitados, c.- diversidad de suministro de combustible, d.- provisión de empleo, e.- derechos humanos y corrupción, f.- toxicidad humana, g.- agotamiento de recursos abióticos. Fuente: elaboración propia.

4. Evaluación de la sustentabilidad de los escenarios futuros de generación eléctrica en Chile al 2050.

Teniendo en cuenta los resultados del punto anterior, donde la dimensión ambiental, económica y social mejora con los escenarios propuestos al año 2050, es necesario evaluar su sustentabilidad a través de la integración de las dimensiones.

El propósito de este análisis es evidenciar aquellas configuraciones de tecnologías que podrían conjugarse de manera tal de alcanzar una matriz más sustentable.

Para esto se utilizó el puntaje de sustentabilidad de cada tecnología obtenido para el año 2015 y se ponderó por su contribución a cada escenario hasta el año 2050. De esta forma, se obtuvo un puntaje a nivel matriz para cada escenario evaluado para el período 2017-2050 y desagregado por dimensión. Al igual que en la sección anterior, el año 2017 se toma como referencia dado que fue el año en que se estableció la interconexión eléctrica entre el SING y el SIC.

Los resultados se observan en las figura 44 a la 49, y cada una representa la composición de la matriz por fuente de energía y la evaluación del índice de sustentabilidad. En términos generales, de éstas se observa que todos los escenarios presentan un incremento paulatino en el índice de sustentabilidad al año 2050, donde las tres dimensiones muestran tener un desempeño de similar magnitud.

En particular, son los Escenarios 2+Eficiencia energética y Escenario 2+Electrificación (bajo costo de inversión en energías renovables y altos precios de combustibles) los que muestran un desempeño más sustentable dado que alcanzan un mayor puntaje al año 2050 (ver fig.43 y 46), siendo el primero de éstos levemente superior al otro. En el primero de estos escenarios el puntaje de sustentabilidad aumenta en 43% y el segundo aumenta en un 42% entre los años 2017 y 2050. Le siguen los Escenarios 1+Eficiencia energética y Escenario 1+Electrificación los cuales alcanzan un aumento al año 2050 de un 37% y un 39% con respecto al desempeño en sustentabilidad del año 2017, respectivamente (costo medio de inversión en energías renovables y precio medio de combustibles). Finalmente, los Escenario 3+Eficiencia energética y Escenario 3+Electrificación son los que presentan el peor desempeño con un aumento al año 2050 de un 25% y un 24%, respectivamente (alto costo de inversión en fuentes renovables y bajo precio de combustibles).

A continuación se desarrolla un análisis específico de los resultados por escenario.

4.1. Escenario 1 (costo medio inversión en energías renovables y precio medio de combustibles)

El Escenario 1 representa un alto nivel de penetración de fuentes renovables como eólicas y solares FV, donde además se estima que al año 2050 habría limitadas reducciones en la capacidad de generación eléctrica desde fuentes hídricas.

Como se observa de la figura 44, el Escenario 1+Eficiencia energética tiene un primer punto de inflexión entre los años 2020 y 2025, donde aumenta la participación de las centrales solares FV de un 3% a un 11% en la matriz. Este aumento implica una mejora en el índice de sustentabilidad de un 6%. Un segundo punto de inflexión se evidencia al año 2030,

donde queda expresada un alza en la participación de las centrales eólicas en desmedro de las centrales a gas natural y a carbón. Este aumento implica que las centrales eólicas pasan de aportar un 2% a un 15% de la matriz eléctrica entre los años 2025 y 2030, repercutiendo en el índice de sustentabilidad, el cual aumenta en un 11%. Posteriormente, el sostenido aumento en la participación de las centrales eólicas y solares FV, permite que el índice de sustentabilidad mejore a lo largo del período de manera equitativa en las 3 dimensiones evaluadas.

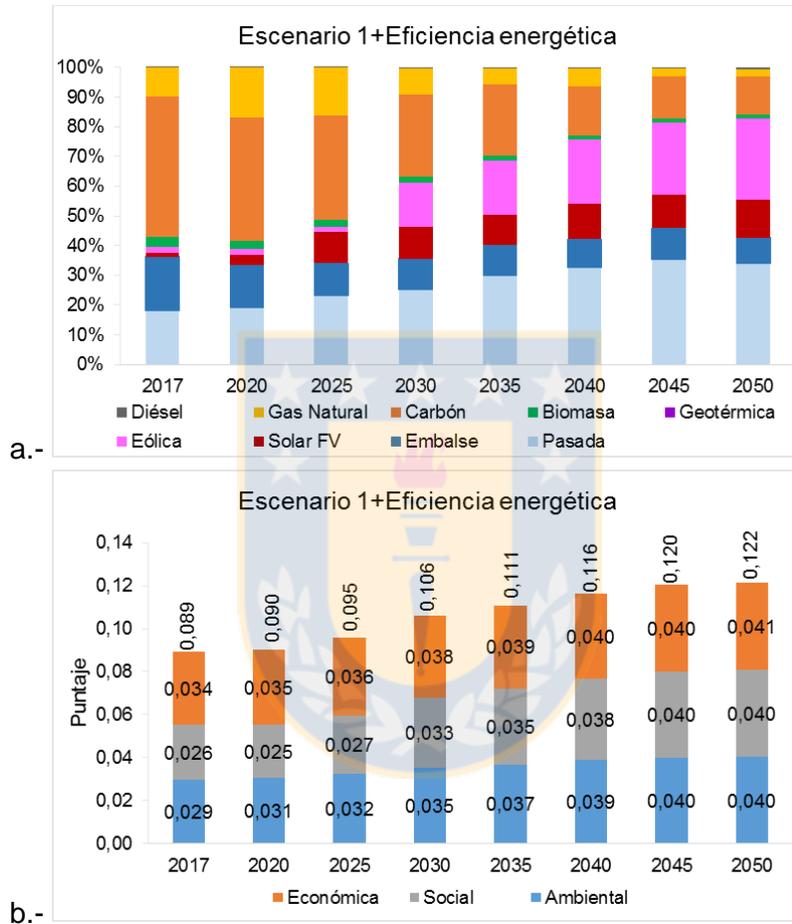


Figura 44: Composición de la matriz y evaluación de la sustentabilidad aplicado al Escenario 1+ Eficiencia energética. a.- composición de la matriz; b.- evaluación de la sustentabilidad. Fuente: elaboración propia.

Dado que el Escenario 1+Electrificación representado en la figura 45, tiene una composición similar al anterior, también se evidencia un punto de inflexión entre los años 2020 y 2025 donde la participación de las centrales solares FV pasa de un 3% a un 11% en la matriz, impactando con un aumento de un 6% en el índice de sustentabilidad. Asimismo, entre los años 2025 y 2030 se evidencia un aumento de las fuentes eólicas de un 1% a un 20% de la matriz incrementando el puntaje de sustentabilidad en un 13%. A diferencia del Escenario 1+Eficiencia energética, durante el año 2030 se observa además un aumento de la participación de las geotérmicas en la matriz, pasando de un 0% a un 2%, lo cual también contribuye a la mejora en el puntaje global. Particularmente en este escenario el aumento

de la contribución de otras fuentes renovables permite suplir la merma de la contribución proyectada de las centrales hídricas.

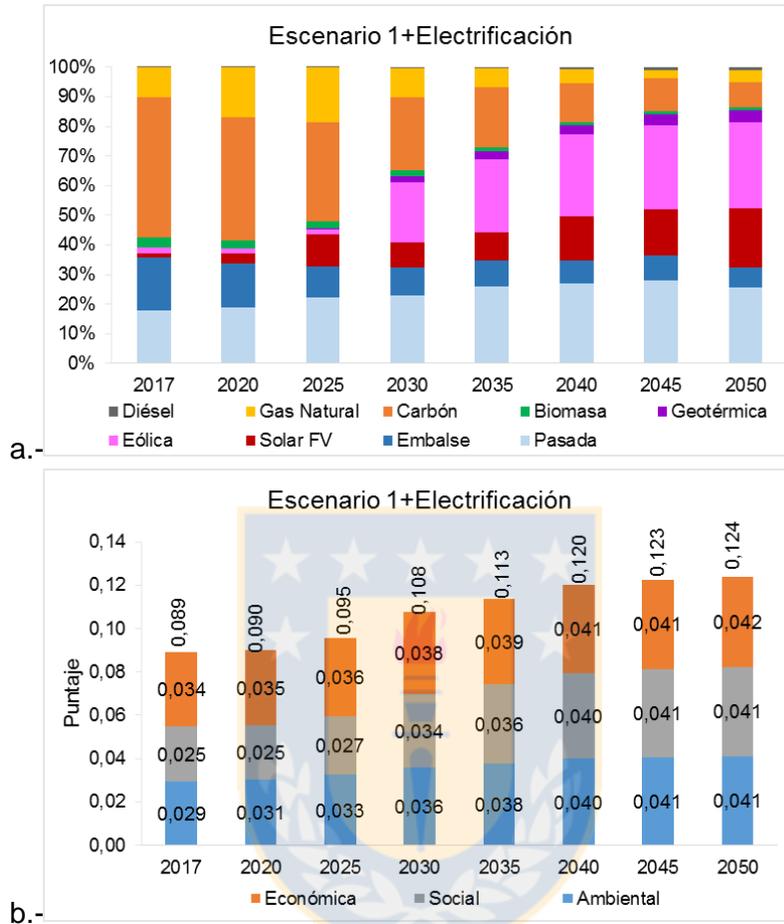


Figura 45: Composición de la matriz y evaluación de la sustentabilidad aplicado al Escenario 1+Electrificación. a.- composición de la matriz; b.- evaluación de la sustentabilidad. Fuente: elaboración propia.

Cabe mencionar que la diferencia en el índice de sustentabilidad de ambos Escenarios 1 se puede atribuir principalmente a la alta penetración de la energía solar FV, la cual en el Escenario 1+Electrificación es de un 20% al año 2050, mientras en el Escenario 1+Eficiencia energética es sólo de un 13%. Esto, sumado a la contribución de las centrales geotérmicas al año 2050 (un 4%) permiten un mayor desplazamiento de las fuentes fósiles, particularmente las centrales a carbón, las que en vez de reducirse a un 13% lo hacen a un 9% en la matriz al año 2050.

4.2. Escenario 2 (costo bajo inversión en energías renovables y precio alto de combustibles)

Por su parte el Escenario 2 presenta una estrategia agresiva de introducción de fuentes renovables, lideradas por centrales eólicas y solares FV, las que en ambos casos, además de reemplazar las tradicionales fuentes fósiles, deben reemplazar a las fuentes hídricas que se estima que reducirían su participación al año 2050.

Como se observa de la figura 46, el Escenario 2+Eficiencia energética muestra un primer punto de inflexión entre los años 2017 y 2020, donde las centrales solares FV pasan de aportar un 4% a un 17% de la matriz. Esto repercute en una mejora de un 8% del índice de sustentabilidad. En el período siguiente, entre los años 2025 y 2030 se observa otro punto de inflexión, donde las centrales eólicas pasan de contribuir con un 9% a un 22%, impactando en una mejora de un 13% en el índice de sustentabilidad. Ambos incrementos de participación en la matriz son sostenidos a lo largo del período, restándole paulatinamente espacio a las centrales fósiles y supliendo la disminución del aporte de centrales hídricas.

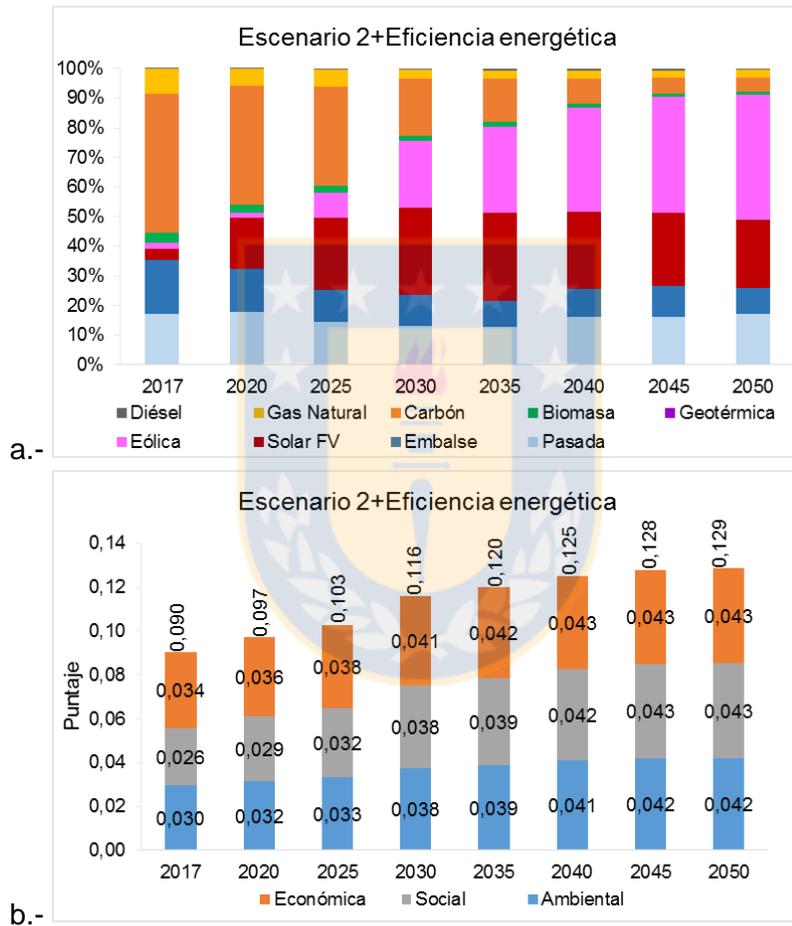


Figura 46: Composición de la matriz y evaluación de la sustentabilidad aplicado al Escenario 2+ Eficiencia energética. a.- composición de la matriz; b.- evaluación de la sustentabilidad. Fuente: elaboración propia.

De igual forma que en los Escenarios 1, la alta penetración de estas fuentes renovables permite que la matriz proyectada se convierta a una más sustentable.

De la figura 47 se observa que el Escenario 2+Electrificación presenta un comportamiento similar al Escenario 2+Eficiencia energética, donde el primer punto de inflexión representado por un aumento desde un 4% a un 17% de la contribución de las centrales solares FV entre los años 2017 y 2020 impactaron en una mejora de un 8% en el índice de sustentabilidad. De igual forma, el aumento de la contribución de las centrales eólicas

entre los años 2020 y 2025 (de un 2% a un 11%), seguido de un segundo aumento entre los años 2025 y 2030 (de un 11% a un 20%), aportaron a un incremento de un 6% y un 11% en el índice de sustentabilidad, respectivamente.

De la misma forma que en el Escenario 1 con electrificación, en el Escenario 2+Electrificación se identifica entre los años 2035 y 2040 un aporte de las centrales geotérmicas, el cual pasa de un 0% a un 2%, supliendo la reducción de la contribución de las centrales hídricas y de las centrales fósiles.

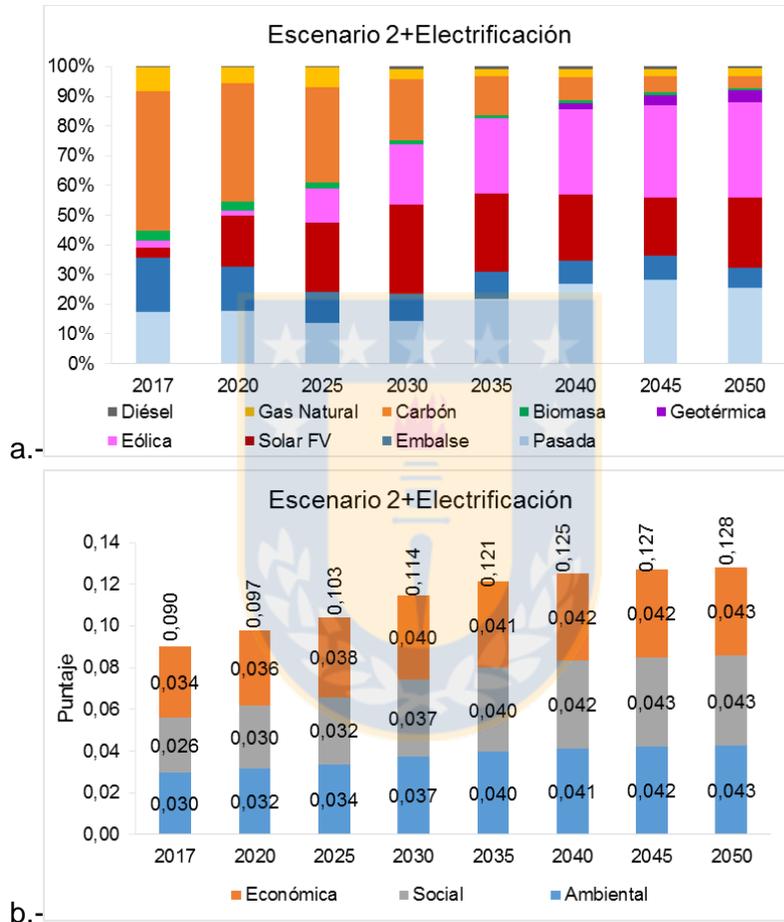


Figura 47: Composición de la matriz y evaluación de la sustentabilidad aplicado al Escenario 2+Electrificación. a.- composición de la matriz; b.- evaluación de la sustentabilidad. Fuente: elaboración propia.

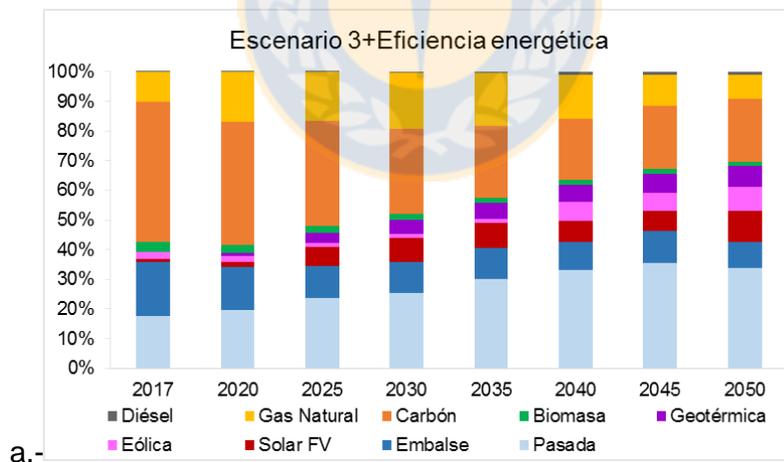
En comparación, el Escenario 2+Eficiencia energética alcanza un índice marginalmente superior al año 2050 que el Escenario 2+Electrificación. Esto se debe principalmente a la gran contribución de las fuentes eólicas que participan en el primero al año 2050; 42% versus 32%, las cuales reemplazan capacidad proyectada de las centrales de pasada; 17% en el Escenario 2+ Eficiencia energética y un 26% en el Escenario 2+Electrificación. Dada la diferencia en el índice de sustentabilidad entre las centrales eólicas y las centrales de pasada (0,137 y 0,132, respectivamente), es que resulta una diferencia entre los índices globales de sustentabilidad (0,129 y 0,128). Sin embargo, esta diferencia no es concluyente, ya que podría caer dentro del orden de magnitud del error, situando a cualquiera de los Escenarios 2 como el más sustentable de los evaluados.

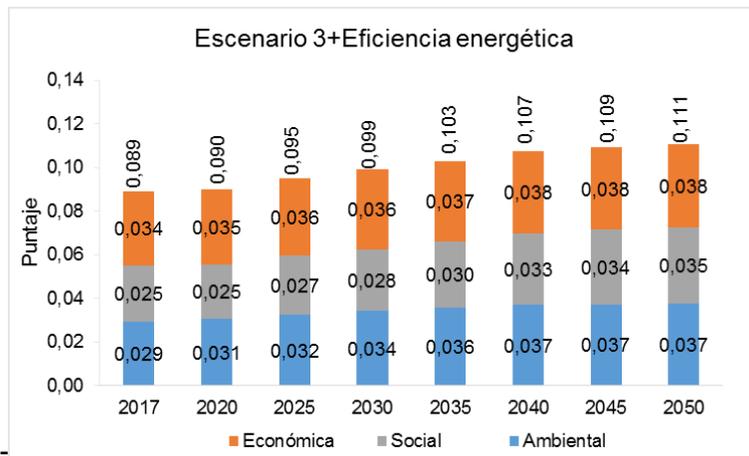
4.3. Escenario 3 (costo alto inversión en energías renovables y precio bajo de combustibles)

En el Escenario 3 la introducción de fuentes renovables tiene lugar de manera más discreta que en los escenarios previos, donde al año 2050 aún habría una participación relevante de fuentes fósiles (~30%). En general en este escenario no se identifican reducciones importantes en la capacidad de generación desde fuentes hídricas, pero si en ambas se evidencia la participación de las centrales geotérmicas.

Como se observa de la figura 48, el Escenario 3+Eficiencia energética muestra que, al contrario de los escenarios anteriores, las centrales fósiles mantienen un aporte relevante al final del periodo, y la inclusión de las centrales solares FV entre los años 2020 y 2025 representan un aumento desde un 2% a un 6% de la matriz. Paralelamente, para el mismo período se tiene un aumento de la contribución de las centrales de pasada, aumentando desde un 20% a 24%, lo cual en conjunto representa un incremento de un 6% en el índice de sustentabilidad de la matriz.

Durante el período las centrales de pasada presentan un aumento sostenido de su participación en la matriz, lo cual, sumado al efecto de un alza en la inclusión de las centrales geotérmicas entre los años 2025 y 2030 (de un 3% a un 5%), y el crecimiento de las centrales eólicas entre los años 2035 y 2040 (de un 1% a un 6%) se tiene como resultado el aumento de un 13% del índice de sustentabilidad entre los años 2025 y 2040. Este índice es equivalente a las mejoras presentadas en los otros escenarios, la diferencia es que el período propuesto por este escenario para alcanzar esta mejora es de 15 años mientras en los anteriores esta mejora se alcanzaba en apenas 5 años.



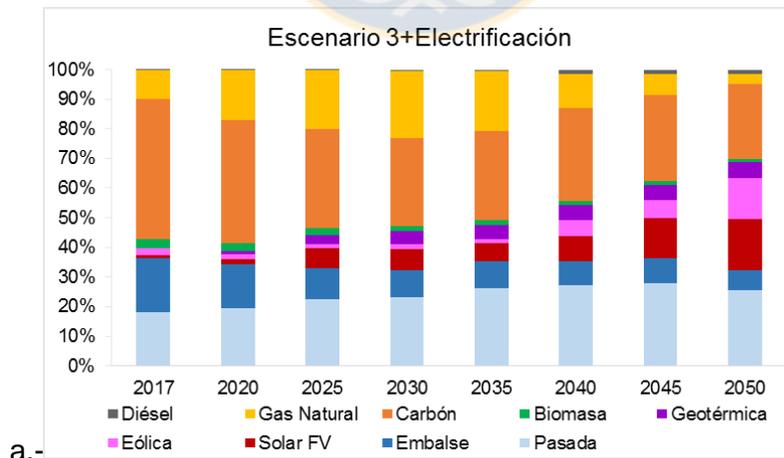


b.-

Figura 48: Composición de la matriz y evaluación de la sustentabilidad aplicado al Escenario 3+Eficiencia energética. a.- composición de la matriz; b.- evaluación de la sustentabilidad. Fuente: elaboración propia.

De la figura 49, se tiene que el resultado del Escenario 3+Electrificación tiene un aumento en la participación de las fuentes solares FV, geotérmicas y centrales de pasada entre los años 2020 y 2025 (pasando de un 2% a un 7% la primera, de un 1% a un 3% la segunda y de un 20% a un 22% la última), impactando positivamente con el aumento de un 5% en el índice de sustentabilidad.

Luego, durante el año 2040 se observa un aumento de la participación de las centrales eólicas, las cuales pasan de un 2% a un 5%, aumentando el índice de sustentabilidad en un 4% con respecto al año 2035. Asimismo, los aumentos de la participación de las centrales de pasada desde un 18% a un 26% en todo el período ayudan a suplir la reducción de capacidad de las centrales de embalse, manteniendo la oferta de energía hídrica.



a.-

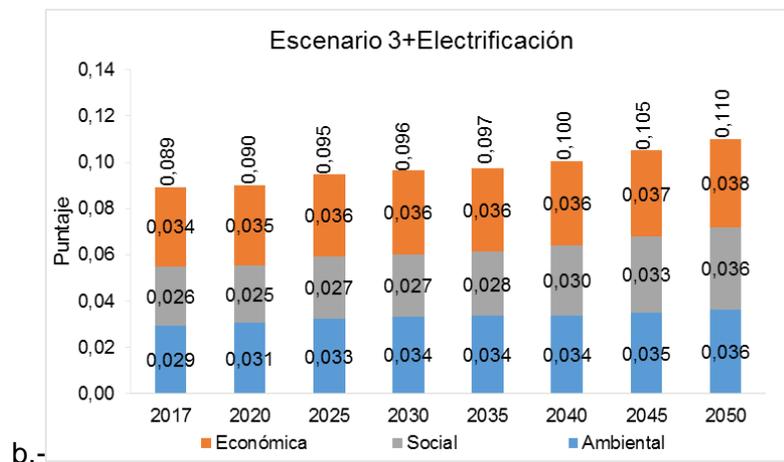


Figura 49: Evaluación de la sustentabilidad aplicado al Escenario 3+ Electrificación. a.- composición de la matriz; b.- evaluación de la sustentabilidad. Fuente: elaboración propia.

Al comparar los Escenarios 3+Eficiencia energética y Escenario 3+Electrificación se tiene que al final del período el primero resulta marginalmente más sustentable que el segundo. Esto se debe a que las contribuciones de las centrales de pasada (34% contra un 26%), de las centrales de embalse (9% contra un 7%) y de las centrales geotérmicas (un 7% contra un 5%) permite un mayor reemplazo del carbón, dejando que ese aporte pueda ser suplido por una fuente cualquiera que tenga un mejor desempeño. En este caso el gas natural cumple esa función, el cual tiene un aporte de un 8% en el Escenario 3+Eficiencia energética y de un 3% en el Escenario 3+Electrificación.

Sin embargo y de igual forma que para los resultados del Escenario 2, la diferencia en el índice de sustentabilidad entre ambos escenarios, no es concluyente para la selección de uno por sobre el otro.

Finalmente, del análisis anterior se obtiene que los mejores resultados están asociados a los escenarios que contaban con el siguiente rango de aportes de cada tecnología;

- centrales de pasada entre un 17% y un 26%
- centrales de embalse entre un 6% y un 9%
- centrales solares FV entre un 23% y un 24%
- centrales eólicas entre un 32% y un 42%
- centrales geotérmicas entre un 0% y un 4%
- centrales a biomasa un 1%
- centrales a carbón cercanas al 4%
- centrales a gas natural cercanas al 2%
- centrales a diésel menores a un 1%

Estos rangos podrían servir para considerar el criterio de sustentabilidad en las futuras decisiones de la matriz eléctrica futura, cuantificado según lo expuesto en el presente trabajo. Es relevante recordar que la metodología de integración de las dimensiones ambientales, económicas y sociales permite que se trabajen con otro tipo de ponderaciones

donde se pueden incorporar especiales énfasis a ciertos aspectos. Asimismo, la integración de más indicadores, en la medida que se cuente con información confiable, es un aspecto deseable para la adecuada caracterización de las tecnologías.

5. Consideraciones críticas de la evaluación de sustentabilidad en base a un análisis multicriterio.

Es importante destacar que para los resultados anteriores se deben tener en cuenta diversos aspectos metodológicos que son críticos al momento de sacar conclusiones.

La definición de indicadores de sustentabilidad en Chile aún no ha alcanzado un grado de madurez que permita una descripción más detallada de los diferentes aspectos ambientales, económicos y sociales del sector, más allá de lo expuesto y desarrollado en este trabajo. Desde esta perspectiva sin duda este trabajo es un aporte al avance en este sentido.

La tarea de desarrollar más indicadores en las 3 dimensiones no es trivial puesto que los requerimientos para la construcción de cada uno, es intensiva en información de calidad para su desarrollo y cuantificación, así como en recursos humano de expertos para su procesamiento. Lo anterior es un problema considerando que los canales actuales de información en Chile aún son heterogéneos, de calidad limitada y en fuentes atomizadas, sumado a la escasa capacidad humana dedicadas a su procesamiento.

El propósito de desarrollar más indicadores como descriptores de cada tecnología apunta a lograr representarlas de mejor manera y con un mayor grado de sensibilidad. Esto permitiría la toma de decisión de manera más y mejor informada, a través de elementos que permitan una descripción más detallada del desempeño ambiental, económico y social de las tecnologías. Por ejemplo, temas que en literatura se identifican como problemáticos y se recomiendan a incluir como indicadores son huella de agua y uso de suelo, los que no han sido incluidos en este trabajo por falta de información consistente a la fecha.

Es necesario destacar además que la correcta y robusta cuantificación de indicadores no sólo permite describir de mejor manera una tecnología, sino que además entrega elementos para la priorización por indicador de las tecnologías en el análisis multicriterio. Como se mencionó en el capítulo 3, la priorización de las tecnologías se aplica a cada indicador donde se construye una línea de tendencia para el rango de éste, donde se comparan todas las tecnologías y se les asigna un puntaje según su ubicación en esta línea. Por lo tanto, en la medida que se tenga una cuantificación precisa de los indicadores, su posicionamiento en este rango será más certero, y los resultados del análisis multicriterio serán más robustos.

Finalmente, otro elemento que se debe considerar y más adelante analizar, es la ponderación de los diferentes indicadores, lo cual podría sugerir resultados diferentes en la medida que se desee dar énfasis a determinados aspectos. Como se comentó previamente, la ponderación de los indicadores y dimensiones es un elemento que está definido por el usuario que desarrolla el análisis de toma de decisión, por lo que en el futuro se podrían desarrollar estudios detallados del efecto de la modificación de las ponderaciones de determinados indicadores y/o dimensiones.

6. Conclusiones

De los resultados obtenidos del presente capítulo, se tiene que en general los escenarios eléctricos propuestos al año 2050 mostraron importantes reducciones en la mayoría de los indicadores, evidenciando una clara tendencia a la mejora de los perfiles a través de la incorporación masiva de las energías renovables.

Para la dimensión ambiental todos los escenarios muestran una reducción en los 8 indicadores evaluados. Particularmente, el escenario de bajo costo de inversión en energía renovable, alto precio de combustibles y medidas de masificación de uso de la electricidad (Escenario 2+Electrificación) es el que representa mayores reducciones que van entre 30% y 91%. Por otro lado el escenario de alto costo de inversión en energía renovable, bajo precio de combustibles y medidas de eficiencia energética (Escenario 3+Eficiencia energética) es el que en todos los indicadores muestra la menor reducción, variando entre 48% y 54%.

En la dimensión económica se presenta un comportamiento heterogéneo donde sólo la sensibilidad a precios del combustible mejora a lo largo del periodo, mientras que el costo anualizado total aumenta. El Escenario 2+Eficiencia energética es el que presenta un mejor desempeño en costo total de capital y sensibilidad a precios del combustible al año 2050, reduciendo en 10% y 91% el valor del año 2017, respectivamente. Este mismo escenario presenta un aumento del costo eléctrico nivelado y costo anualizado total al año 2050, lo que implica un aumento de un 7% y un 100%, respectivamente. Por su parte, el escenario de alto costo de inversión en energía renovable, bajo precio de combustibles y medidas de eficiencia energética (el Escenario 3+Eficiencia energética) el que tiene un peor desempeño económico.

En la dimensión social es el escenario de bajo costo de inversión en energía renovable, alto precio de combustibles y electrificación (Escenario 2+Electrificación) el que alcanza el mejor desempeño al año 2050, donde las reducciones en dependencia a la importación, toxicidad humana, y agotamiento de recursos abióticos están alrededor de 85%, y los incrementos en importación de combustibles potencialmente evitados, diversificación de suministro de combustible y provisión de empleo varían entre 25% y 107%. A pesar que en el índice de corrupción de este escenario no alcanza el mejor desempeño, también refleja una mejora de la situación con un incremento de un 6%. Por otro lado el escenario de alto costo de inversión en energía renovable, bajo precio de combustibles y medidas de masificación de la electricidad (Escenario 3+Electrificación) es el que tiene un peor desempeño.

De los resultados de la evaluación de sustentabilidad de los escenarios se encontró que todos los escenarios propuestos al año 2050 resultaron ser más sustentables que los actuales. Particularmente, los Escenarios 2 (con eficiencia energética y electrificación) fueron los que alcanzaron un comportamiento más sustentable, seguidos por los Escenarios 1, gracias a los altos niveles de reemplazo de fuentes fósiles por fuentes renovables. Específicamente, la marginal diferencia en el nivel de sustentabilidad entre los escenarios de bajo costo de inversión en energía renovable, altos precios de combustibles (Escenario 2+Eficiencia energética y el Escenario 2+Electrificación) no es concluyente, por lo que ambos escenarios serían igualmente sustentables gracias a la agresiva

incorporación de las fuentes eólicas y solares FV, reduciendo a menos de un 10% la contribución de las fuentes fósiles (carbón, diésel y gas natural).

Finalmente, y considerando los resultados anteriores, es el Escenario 2+Electrificación el que conjuga de mejor manera el desempeño social y ambiental de la matriz eléctrica, mientras el Escenario 2+Eficiencia energética el que tiene un mejor desempeño económico. Debido a que ambos escenarios consideran bajos costos de inversión en energías renovables y altos precios de combustibles, tienen por consecuencia agresivas incorporaciones de fuentes solares FV y eólicas, siendo los que presentan un comportamiento más sustentable entre los propuestos en la Hoja de Ruta 2050.



CONCLUSIONES GENERALES

Este estudio presenta resultados cuantitativos y sistemáticos de los atributos ambientales, sociales y económicos, índices de sustentabilidad de las diferentes opciones tecnológicas de generación eléctrica en Chile, de la evolución histórica de las matrices nacionales y los escenarios futuros proyectados por la Hoja de Ruta 2050.

Los resultados obtenidos aquí demuestran claramente que las centrales de generación eléctrica en base a combustibles fósiles poseen la mayor carga ambiental, destacando particularmente las centrales a carbón. Dentro de las tecnologías en base a fuentes primarias renovables, las centrales a biomasa son las que presentan menor desempeño ambiental. Para todas las tecnologías evaluadas, la ecotoxicidad marina y en agua fresca están dentro de las categorías de impacto más relevantes, particularmente debido a los efectos de las etapas de conversión de energía en el caso de las centrales térmicas, y la etapa de infraestructura en el caso de las centrales renovables.

Durante los últimos 10 años se advierten cambios significativos en varios indicadores ambientales de las centrales en base a combustibles fósiles, atribuibles a la entrada en vigencia de nuevas normativas ambientales para emisiones atmosféricas en termoeléctricas y cambios en el suministro de gas natural en estado gaseoso a gas en estado licuado.

Por su parte, las centrales eólicas presentaron el mejor desempeño económico, mientras que las en base a combustión de biomasa se sitúan entre las peores de las diferentes alternativas tecnológicas. Es importante mencionar que los indicadores económicos asociados a las centrales eólicas y fotovoltaicas experimentaron cambios significativos favorables en la última década, debido a la baja de los precios de estas tecnologías en los mercados internacionales.

Por otro lado, las centrales en base a biomasa muestran el mejor desempeño social debido al impacto positivo de la generación de empleo asociada a la obtención del combustible, mientras que las plantas en base a gas natural presentan los peores atributos sociales.

En general, las tecnologías renovables no combustibles mostraron los mejores índices de sustentabilidad en el período 2005-2015, siendo las centrales eólicas las de mejor desempeño general, mientras que las termoeléctricas a carbón presentan los índices de sustentabilidad más bajos.

El desempeño ambiental, social y económico de las matrices eléctricas en la última década presenta una evolución temporal que refleja directamente los cambios en la composición de dichas matrices, afectando a todas las dimensiones y categorías de impacto. Más aun, debido a su naturaleza fósil, los indicadores de impacto ambiental del SING en todas las categorías son significativamente mayores que los del SIC. A su vez, el índice de sustentabilidad de la matriz eléctrica chilena en ese período, se redujo en un 10%, lo cual estuvo determinado por el reemplazo de generación hidroeléctrica por carbón.

Los atributos ambientales, económicos y sociales asociados a los escenarios eléctricos propuestos al año 2050 mostraron importantes mejoras en la mayoría de los indicadores, evidenciando una clara tendencia a la sustentabilidad a través de la incorporación masiva

de las energías renovables. En efecto, los índices de sustentabilidad de todos los escenarios evaluados al 2050 son significativamente superiores a los índices históricos de la matriz eléctrica nacional, con incrementos del orden de 25-45% respecto a los niveles actuales, con mayores incrementos en el caso de altos niveles de reemplazo de fuentes fósiles por renovables eólicas y fotovoltaicas.

Particularmente, el escenario de bajos costos de inversión para las ERNC, altos precios de combustibles e incorporación masiva de electricidad en todos los sectores productivos y doméstico (Escenario 2+Electrificación) presenta el mejor desempeño ambiental y social al año 2050, mientras que un escenario de costos similares, pero con mayor eficiencia energética en lugar de electrificación masiva (Escenario 2+Eficiencia energética) presenta el mejor desempeño económico.

A pesar de su menor significancia comparativa, el potencial de calentamiento global es uno de los principales indicadores utilizados en el ámbito público y privado para calificar los atributos ambientales de las diferentes opciones tecnológicas. Al respecto, este estudio confirma la mayor huella de carbono de las tecnologías basadas en combustibles fósiles derivadas de la fase de conversión energética, comparada con las de fuentes renovables. Ello se refleja en la evolución histórica del potencial de impacto de calentamiento global mostrado por las matrices eléctricas del país. Más aún, los escenarios de generación eléctrica propuestos para el 2050 muestran reducciones del orden de 80% en la huella de carbono de la electricidad del sistema eléctrico nacional, respecto a los valores actuales.

Finalmente, es importante señalar que este trabajo es el primero en reportar indicadores cuantitativos pertinentes a la realidad chilena, obtenidos en base a una metodología sistemática, permitiendo contar con una línea de base robusta acerca del desempeño ambiental, económico y social del sistema de generación eléctrica en Chile, a partir de la cual se pueden proyectar los atributos de sustentabilidad para escenarios futuros. Más aún, si bien este estudio se enfoca en el sistema de generación de electricidad, su base metodológica es extrapolable para estudios similares en otros sectores productivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adamczyk, J., & Dzikuć, M. (2014). The analysis of suppositions included in the Polish Energetic Policy using the LCA technique - Poland case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 42–50. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.083>
- Aduanas, Gobierno de Chile. (2016). Registros agregados de comercio exterior. <https://www.aduana.cl/registros-de-comercio-exterior-datos-agregados/aduana/2017-07-21/113048.html> (Accedido en Octubre-Noviembre 2016)
- Agostini, C. A., Silva, C., & Nasirov, S. (2017). Failure of energy mega-projects in Chile: A critical review from sustainability perspectives. *Sustainability (Switzerland)*, 9(6), 1–17. <http://doi.org/10.3390/su9061073>
- Aravena, C., Hutchinson, W. G., & Longo, A. (2012). Environmental pricing of externalities from different sources of electricity generation in Chile. *Energy Economics*, 34(4), 1214–1225. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.11.004>
- Atilgan, B., & Azapagic, A. (2016). An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation in Turkey. *Energy Policy*, 93, 168–186. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.055>
- Atilgan, B., & Azapagic, A. (2016b). Assessing the environmental sustainability of electricity generation in Turkey on a life cycle basis. *Energies*, 9(1). <http://doi.org/10.3390/en9010031>
- Azapagic, A., & Perdan, S. (2000). Indicators of Sustainable Development for Industry; 78(July). Retrieved from <https://www.escholar.manchester.ac.uk/api/datastream?publicationPid=uk-ac-man-scw:103501&datastreamId=POST-PEER-REVIEW-PUBLISHERS.PDF>
- Banco Central de Chile. Base de datos estadísticos: Producto Interno Bruto (2018) <https://si3.bcentral.cl/Siete/secure/cuadros/arboles.aspx> (Accedido en diciembre 2017).
- Bennet, M. Pérez, H. (2009). Cambio de la matriz energética chilena en relación a la señal de precios. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile. <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno09/matriz/Evolucion%20de%20la%20Matriz%20Energetica.pdf> (Accedido en 12.06.18).
- Benoît-Norris, C., Vickery-Niederman, G., Valdivia, S., Franze, J., Traverso, M., Ciroth, A., & Mazijn, B. (2011). Introducing the UNEP/SETAC methodological sheets for subcategories of social LCA. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 16(7), 682–690. <http://doi.org/10.1007/s11367-011-0301-y>
- Bernstein, J.S. Racionamiento eléctrico: Causas y Posibles Soluciones. (1999). Puntos de referencia. Vol. 209. Centro de Estudios Públicos.

- <https://www.cepchile.cl/raconamiento-electrico-causas-y-posibles-soluciones/cep/2016-03-04/092650.html> (Accedido en octubre 2016)
- Bergesen, J. D., Heath, G. A., Gibon, T., & Suh, S. (2014). Thin-Film Photovoltaic Power Generation Offers Decreasing Greenhouse Gas Emissions and Increasing Environmental Co-benefits in the Long Term. <http://doi.org/10.1021/es405539z>
- Brizmohun, R., Ramjeawon, T., & Azapagic, A. (2015). Life cycle assessment of electricity generation in Mauritius. *Journal of Cleaner Production*, 106, 565–575. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.11.033>
- Bustos, C. Watts, D. Ayala, M. Financial risk reduction in photovoltaic projects through ocean-atmospheric oscillations modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017; 74, 548-568, ISSN 1364-0321. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.034>
- Cartelle Barros, J. J., Lara Coira, M., de la Cruz López, M. P., & del Caño Gochi, A. (2015). Assessing the global sustainability of different electricity generation systems. *Energy*, 89, 473–489. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.110>
- CDEC-SIC, Centro de despacho económico de carga, Sistema Interconectado Central. (2018). Acerca del CDEC-SIC. <https://sic.coordinador.cl/en/sobre-sic/> (Accedido en Julio 2017)
- CDEC-SING. Centro de despacho económico de carga, Sistema Interconectado Norte Grande. (2018). Presentación del Sistema Eléctrico Norte Grande. http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_sing.presentacion (Accedido en Julio 2017)
- CDEC-SIC, Centro de despacho económico de carga, Sistema Interconectado Central. (2016). Anuario y estadísticas de operación año 2015. https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2016/04/SIC_2015.pdf (Accedido en Agosto 2016)
- CDEC-SING, Centro de despacho económico de carga, Sistema Interconectado Norte Grande. (2016). Anuario y estadísticas de operación año 2015. http://cdec2.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2015/sing.html (Accedido en Agosto 2015)
- Chatzimouratidis, A. I., & Pilavachi, P. a. (2009). Sensitivity analysis of technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the analytic hierarchy process. *Energy Policy*, 37(3), 788–798. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.021>
- CONAMA, Comisión Nacional del Medio Ambiente. (2009). Guía Metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles en el registro de emisiones y transferencia de contaminantes. ISBN 978-956-7204-36-6. http://www.retc.cl/wp-content/uploads/2015/07/articles-57001_Guia_Metodologica.pdf
- CNE, Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile. (2016a). Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; Determinación de costos de inversión por fuente de generación”.

- <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Estudio-Determinacion-Costos-Unidad-de-Punta-y-Costos-de-Inversion.rar> (Accedido en Marzo 2018)
- CNE, Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile. (2016b). Balance nacional de energía año 2015. <http://datos.energiaabierta.cl/datasets/172660-bne-2015-balance-energia-global.download/> (Accedido en Marzo 2018)
- CNE, Comisión Nacional de Energía. (2016c). Capacidad Instalada de Generación. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/Capacidad_Instalada_Generaci%C3%B3n.xlsx
- CNE, Comisión Nacional de Energía. (2016d). Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande. Informe Técnico Anual. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/08/Informe-Programa-de-Obras-Agosto-2016.pdf> (Accedido en Noviembre 2016)
- CNE, Comisión Nacional de Energía. (2017). Capacidad instalada de generación eléctrica en Chile. <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> (Accedido en enero 2018).
- COCHILCO, Comisión Chilena del Cobre. (2016). Mercado chileno del ácido sulfúrico al año 2025. RPI N° 272.902. <https://www.cochilco.cl/Mercado%20de%20Metales/2016%2012%2005%20Mercado%20chileno%20del%20%C3%A1cido%20sulf%C3%BArico%20al%202025.pdf> (Accedido en 05/05/2017)
- Coltro, L., Garcia, E. E. C., & Queiroz, G. D. C. (2003). Life cycle inventory for electric energy system in Brazil. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 8(5), 290–296. <http://doi.org/10.1007/BF02978921>
- Congreso Nacional de Chile. (2011). Decreto 13, Establece Norma de emisión para Centrales Termoeléctricas. <http://bcn.cl/1v08u>
- Cooper, J., Stamford, L., & Azapagic, A. (2014). Environmental impacts of shale gas in the UK: current situation and future scenarios. *Energy Technol.*, 2, 1012-1026. <http://doi.org/10.1002/ente.201402097>
- Cooper, J., Stamford, L., & Azapagic, A. (2018). Sustainability of UK shale gas in comparison with other electricity options: Current situation and future scenarios. *Science of the Total Environment*, 619–620, 804–814. <http://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.11.140>
- Curran M.A., Mann M., Norris G. The international workshop on electricity data for life cycle inventories. *J Clean Prod.* 2005; 13(8):853–862
- Dandres, T., Gaudreault, C., Tirado-Seco, P., & Samson, R. (2012). Macroanalysis of the economic and environmental impacts of a 2005-2025 European Union bioenergy policy using the GTAP model and life cycle assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1180–1192. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.003>

- Demarty, M., & Bastien, J. (2011). GHG emissions from hydroelectric reservoirs in tropical and equatorial regions: Review of 20 years of CH₄ emission measurements. *Energy Policy*, 39(7), 4197–4206. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.033>
- Di, X., Nie, Z., Yuan, B., & Zuo, T. (2007). Life Cycle Inventory for Electricity Generation in China. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 12(4), 217–224. <http://doi.org/10.1065/lca2007.05.331>
- Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Faist Emmenegger, M., Frischknecht, R., Heck, T., Jungbluth, N., Röder, A., Tuchschnid, M., 2007. Ecoinvent Report: Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland.
- Dreyer, L. C., Niemann, A. L., & Hauschild, M. Z. (2003). Comparison of three different LCIA methods: EDIP97, CML2001 and eco-indicator 99: Does it matter which one you choose? *International Journal of Life Cycle Assessment*, 8(4), 191–200. <http://doi.org/10.1007/BF02978471>
- El-Fadel, R. H., Hammond, G. P., Harajli, H. A., Jones, C. I., Kabakian, V. K., & Winnett, A. B. (2010). The Lebanese electricity system in the context of sustainable development. *Energy Policy*, 38(2), 751–761. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.020>
- European Union. (2008). Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions on Sustainable Consumption and Production and Sustainable Industrial Policy Action Plan. Available online. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52008DC0397&from=EN>
- Ferreccio, C., & Sancha, A. M. (2006). Arsenic exposure and its impact on health in Chile. *Journal of Health, Population and Nutrition*, 24(2), 164–175. <http://doi.org/10.2307/23499354>
- Fuller, S. & Petersen, S. (1995). Life Cycle Costing Manual for the Federal Energy Management Program. National Institute of Standard and Technology, NIST. Available online. URL: http://www.nist.gov/customcf/get_pdf.cfm?pub_id=907459
- Galetovic, A. & Muñoz, C. (2013). Wind, Coal and the cost of Environmental Externalities. Working Paper N°106. Program on Energy and Sustainable Development. Stanford University. Available online. URL: http://fsi.stanford.edu/sites/default/files/WP_106_Galetovic_and_Munoz_Wind_and_Coal_Costs_16Apr2013.pdf
- Gallego-Carrera, D., & Mack, A. (2010). Sustainability assessment of energy technologies via social indicators: Results of a survey among European energy experts. *Energy Policy*, 38(2), 1030–1039. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.055>
- Gaete-Morales, C., Gallego-Schmid, A., Stamford, L., & Azapagic, A. (2018). Assessing the environmental sustainability of electricity generation in Chile. *Science of the Total Environment*, 636, 1155–1170. <http://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.04.346>

- García-Gusano, D., Istrate, I. R., & Iribarren, D. (2018). Life-cycle consequences of internalising socio-environmental externalities of power generation. *Science of the Total Environment*, 612, 386–391. <http://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.08.231>
- Gerbinet, S., Belboom, S., & Léonard, A. (2014). Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 747–753. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.043>
- Guinée, J.B.; Gorrée, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R.; Koning, A. de; Oers, L. van; Wegener Sleeswijk, A.; Suh, S.; Udo de Haes, H.A.; Bruijn, H. de; Duin, R. van; Huijbregts, M.A.J. (2002) Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards. I: LCA in perspective. IIa: Guide. IIb: Operational annex. III: Scientific background. Kluwer Academic Publishers, ISBN 1-4020-0228-9, Dordrecht, 2002, 692 pp.
- Hellweg, S., & Milà i Canals, L. (2014). Emerging approaches, challenges and opportunities in life cycle assessment. *Science* (New York, N.Y.), 344(6188), 1109–13. <http://doi.org/10.1126/science.1248361>
- Herbert, A. S., Azzaro-Pantel, C., & Le Boulch, D. (2016). A typology for world electricity mix: Application for inventories in Consequential LCA (CLCA). *Sustainable Production and Consumption*, 8(September), 93–107. <http://doi.org/10.1016/j.spc.2016.09.002>
- Hertwich, E. G., Gibon, T., Bouman, E. a, Arvesen, A., Suh, S., & Heath, G. a. (2014). Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies. <http://doi.org/10.1073/pnas.1312753111>
- Heijungs, R., Huppes, G., & Guinée, J. B. (2010). Life cycle assessment and sustainability analysis of products, materials and technologies. Toward a scientific framework for sustainability life cycle analysis. *Polymer Degradation and Stability*, 95(3), 422–428. <http://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2009.11.010>
- Hoogmartens, R., Van Passel, S., Van Acker, K., & Dubois, M. (2014). Bridging the gap between LCA, LCC and CBA as sustainability assessment tools. *Environmental Impact Assessment Review*, 48, 27–33. <http://doi.org/10.1016/j.eiar.2014.05.001>
- IAEA, International Atomic Energy Agency. (2008). Indicadores Energéticos del Desarrollo Sostenible: Directrices y Metodologías. http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1222s_web.pdf (Accedido el 24/11/2014).
- IEA, International Energy Agency. (2016). Projected costs of generating electricity, 2015 Edition. 30 September 2015 edition. <https://www.iea.org/Textbase/nptoc/ElecCost2015TOC.pdf> (Accedido en Febrero 2018)
- ISO, International Standardization Organization. (2006a). Environmental management – ISO 14.040. Life cycle Assessment – Principles and framework.
- ISO, International Standardization Organization. (2006b). Environmental management – ISO 14.044. Life cycle Assessment – Requirements and guidelines.

- Jørgensen, A., Dreyer, L. C., & Wangel, A. (2012). Addressing the effect of social life cycle assessments. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 17(6), 828–839. <http://doi.org/10.1007/s11367-012-0408-9>
- JRC, Joint Research Centre. European Commission. (2010). *International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – General Guide for Life Cycle Assessment*. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/international-reference-life-cycle-data-system-ilcd-handbook-general-guide-life-cycle>
- Klein, S. J. W., & Whalley, S. (2015). Comparing the sustainability of U.S. electricity options through multi-criteria decision analysis. *Energy Policy*, 79, 127–149. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.007>
- Kloepffer, W. (2008). Life Cycle Sustainability Assessment of Products (with Comments by Helias A. Udo de Haes, p. 95). *International Journal Life Cycle Assessment*, 13(2), 89–95. <http://doi.org/http://dx.doi.org/10.1065/lca2008.02.376>
- Kühnen, M., & Hahn, R. (2017). Indicators in Social Life Cycle Assessment: A Review of Frameworks, Theories, and Empirical Experience. *Journal of Industrial Ecology*, 21(6), 1547–1565. <http://doi.org/10.1111/jiec.12663>
- Lazard, Lazard's levelized cost of energy analysis, version 10.0. (2016). December 2016. <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf> (Accedido en Febrero y Marzo 2018)
- Laurent, A., & Espinosa, N. (2015). Environmental impacts of electricity generation at global, regional and national scales in 1980–2011: what can we learn for future energy planning? *Energy Environ. Sci.*, 8(3), 689–701. <http://doi.org/10.1039/C4EE03832K>
- Lee, K.-M., Lee, S.-Y., & Hur, T. (2004). Life cycle inventory analysis for electricity in Korea. *Energy*, 29(1), 87–101. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2003.08.007>
- Masanet, E., Chang, Y., Gopal, A. R., Larsen, P., Morrow III, W. R., Sathre, R., & Zhai, P. (2013). Life-Cycle Assessment of Electric Power Systems. *Annual Review of Environment and Resources*, Vol 38, 38, 107–136. <http://doi.org/10.1146/annurev-environ-010710-100408>
- MAPS Chile, Mitigación del Cambio Climático y Desarrollo Bajo en Carbono. (2014). <http://www.mapschile.cl/documentos-de-interes/>
- Maxim, A. (2014). Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis. *Energy Policy*, 65, 284–297. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.059>
- MDS, Ministerio de Desarrollo Social. (2013). Estimación del Precio Social del Carbono. División de Evaluación Social de Inversiones. <https://docplayer.es/9800711-Division-de-evaluacion-social-de-inversiones.html> (accedido en agosto 2017)

- Ministerio de Energía. (2015). Hoja de Ruta 2050. Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile. Santiago, Chile. <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Hoja-de-Ruta-2050.pdf> (Accedido en Septiembre 2015)
- Ministerio de Energía. (2017). Factores de emisión para los sistemas eléctricos. <http://huelladecarbono.minenergia.cl/sistemas-electricos> (accedido en octubre 2016)
- Moreno-Leiva, S., Díaz-Ferrán, G., Haas, J., Telsnig, T., Díaz-Alvarado, F. A., Palma-Behnke, R., ... Eltrop, L. (2017). Towards solar power supply for copper production in Chile: Assessment of global warming potential using a life-cycle approach. *Journal of Cleaner Production*, 164, 242–249. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.038>
- Mustajoki, J., & Hämäläinen, R. P. (2000). Web-HIPRE: Global decision support by value tree and AHP analysis. *Infor*, 38(3), 217–220. <http://doi.org/10.1080/03155986.2000.11732409>
- NREL, National Renewable Energy Laboratory. (2012). U.S. Life Cycle Inventory Database.: <https://www.lcacommons.gov/nrel/search>
- O’Ryan, R., & Pereira, M. (2015). Participatory indicators of sustainability for the salmon industry: The case of Chile. *Marine Policy*, 51, 322–330. <http://doi.org/10.1016/j.marpol.2014.09.010>
- Ou, X., Xiaoyu, Y., & Zhang, X. (2011). Life-cycle energy consumption and greenhouse gas emissions for electricity generation and supply in China. *Applied Energy*, 88(1), 289–297. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.010>
- Pizzol, M., Weidema, B., Brandão, M., & Osset, P. (2015). Monetary valuation in Life Cycle Assessment: A review. *Journal of Cleaner Production*, 86, 170–179. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.08.007>
- PRé Sustainability. Eco-Indicator 99, Manual for Designers (2000). PRé Sustainability, Amersfoort, The Netherlands. https://www.pre-sustainability.com/download/EI99_Manual.pdf
- PRé Sustainability. SimaPro 7.3.3. PRé Sustainability, Amersfoort, The Netherlands; 2009
- Ponce, R. D., Vásquez, F., Stehr, A., Debels, P., & Orihuela, C. (2011). Estimating the Economic Value of Landscape Losses Due to Flooding by Hydropower Plants in the Chilean Patagonia. *Water Resources Management*, 25(10), 2449–2466. <http://doi.org/10.1007/s11269-011-9820-3>
- Rabl, A., & Holland, M. (2008). Environmental assessment framework for policy applications: Life cycle assessment, external costs and multi-criteria analysis. *Journal of Environmental Planning and Management*, 51(1), 81–105. <http://doi.org/10.1080/09640560701712275>

- Restrepo, Á., Bazzo, E., & Miyake, R. (2015). A life cycle assessment of the Brazilian coal used for electric power generation. *Journal of Cleaner Production*, 92, 179–186. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.065>
- RETC, Registro de emisiones y transferencia de contaminantes, Gobierno de Chile. (2016). <http://www.retc.cl/datos-retc/> (Accedido en octubre- diciembre 2016)
- Ribeiro, F. D. M., & da Silva, G. A. (2010). Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study. *Journal of Cleaner Production*, 18(1), 44–54. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2009.09.006>
- Roth, S., Hirschberg, S., Bauer, C., Burgherr, P., Dones, R., Heck, T., & Schenler, W. (2009). Sustainability of electricity supply technology portfolio. *Annals of Nuclear Energy*, 36(3), 409–416. <http://doi.org/10.1016/j.anucene.2008.11.029>
- Rugani, B., Benetto, E., Igos, E., Quinti, G., Declich, a., & Feudo, F. (2015). Towards prospective life cycle sustainability analysis: exploring complementarities between social and environmental life cycle assessments for the case of Luxembourg's energy system. *Matériaux & Techniques*, 102(6-7), 605. <http://doi.org/10.1051/mattech/2014043>
- Santoyo-Castelazo, E., Gujba, H., & Azapagic, A. Life cycle assessment of electricity generation in Mexico. *Energy*. 2011;36(3), 1488–1499. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2011.01.018>
- Santoyo-Castelazo, E., & Azapagic, A. (2014). Sustainability assessment of energy systems: Integrating environmental, economic and social aspects. *Journal of Cleaner Production*, 80, 119–138. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.061>
- SEA, Sistema de Evaluación Ambiental, Gobierno de Chile. (2016). Sistema de evaluación de impacto ambiental. <http://www.sea.gob.cl/> (Accedido en Octubre-Noviembre 2016).
- Silva, C., & Nasirov, S. (2017). Chile: Paving the way for sustainable energy planning. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 12(1), 56–62. <http://doi.org/10.1080/15567249.2014.977464>
- Stamford, L., Azapagic, A. (2012). A Life cycle sustainability assessment of electricity options for the UK. *Int J Energy Res* 2012;36 (14):1263–90. DOI:10.1002/er.2962
- Sinclair, P. (2011). “Describing the elephant”: A framework for supporting sustainable development processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2990–2998. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.012>
- SPI, Swiss Packaging Institute. (1996). A life-cycle inventory (LCI) database profiling the environmental inputs and outputs associated with the production of packaging. <https://www.svi-verpackung.ch/de/Services/Publikationen>
- Suh, S., Lenzen, M., Treloar, G. J., Hondo, H., Horvath, A., Huppel, G. et al. System Boundary Selection in Life-Cycle Inventories Using Hybrid Approaches. *Environmental Science and Technology*. 2004; 38(3), 657–664. <http://doi.org/10.1021/es0263745>

- Stamford, L., & Azapagic, A. (2011). Sustainability indicators for the assessment of nuclear power. *Energy*, 36(10), 6037–6057. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2011.08.011>
- Stamford, L., & Azapagic, A. (2012). A. Life cycle sustainability assessment of electricity options for the UK. *Int J Energy Res* 2012;36 (14):1263–90. DOI:10.1002/er.2962
- Stamford, L., & Azapagic, A. (2014). Energy for Sustainable Development Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070. *Energy for Sustainable Development*, 23, 194–211. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2014.09.008>
- SYSTEP. (2017). Estadísticas, Precios del SING. http://www.systep.cl/?page_id=1203 (Accedido en 05/05/2017)
- Tomasini-Montenegro, C., Santoyo-Castelazo, E., Gujba, H., Romero, R. J., & Santoyo, E. (2017). Life cycle assessment of geothermal power generation technologies: An updated review. *Applied Thermal Engineering*, 114, 1119–1136. <http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.10.074>
- Transparency International (2017). Corruption Perception Index 2015. https://www.transparency.org/news/feature/corruption_perceptions_index_2017#table (Accedido en Febrero y Marzo 2018)
- Troldborg, M., Heslop, S., & Hough, R. L. (2014). Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 1173–1184. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.160>
- Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 555–565. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>
- UN, United Nations. (1987) Report of World Commission on Environment and Development, Our Common Future. Available Online. URL <http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf> (Accedido en 11/16/2014)
- UN, United Nations. (2007). Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies. 3th Edition. ISBN 978-92-1-104577-2. New York, USA. <http://www.un.org/esa/sustdev/natlinfo/indicators/guidelines.pdf> (Accedido 12/10/2015)
- UN, United Nations. (2015). Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015. Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. http://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E (Accedido 30/03/16).
- UNEP, United Nations Environment Programme. (2015). Green Energy Choices: the benefits, risks and trade-offs of low carbon technologies for electricity production. Report of the International Resources Panel. E.G. Hertwich, J. Aloisi de Landereel, A. Aversen, P. Bayer, J. Bergensen, E. Bouman, T. Gibon, G. Heath, C. Peña, Purohit, A. Ramirez, S. Suh.

- Vega, M. & Zaror, C. (2011). Life cycle Inventory of the Electricity Generation and distribution in Chile. Universidad de Concepción. Copyright 241.457 (2014).
- Vega, M. Zaror, C. Peña, C. & Scarinci, C. (2013). Life Cycle Inventory of Construction of Hydroelectric Dam in Chile. Proceedings of the 6th International Conference on Life Cycle Management. Gothenburg, Sweden. ISBN: 978-91-980973-5-1.
- Vega-Coloma, M., & Zaror, C. A. (2018). Environmental impact profile of electricity generation in Chile: A baseline study over two decades. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94(May), 154–167. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.058>
- Watts, D., Durán, P., & Flores, Y. How does El Niño Southern Oscillation impact the wind resource in Chile? A techno-economical assessment of the influence of El Niño and La Niña on the wind power. *Renewable Energy*. 2017; 103, 128-142. doi:10.1016/j.renene.2016.10.031
- WRI, World Resources Institute. (1995). *Environmental Indicators: A Systematic Approach to Measuring and Reporting on Environmental Policy Performance in the Context of Sustainable Development*. Allen Hammond, Albert Adriaanse, Eric Rodenburg, Dirk Bryant, Richard Woodward. ISBN 1-56973-026-1



INVESTIGACIONES FUTURAS.

En el presente estudio se desarrolla una propuesta metodológica que permite la evaluación cuantificada de la sustentabilidad de los escenarios eléctricos a futuro, sin embargo, y de acuerdo a lo señalado previamente, aún quedan muchas dudas por resolver.

Uno de los temas relevantes para el mejoramiento continuo de los perfiles ambientales de las tecnologías de generación eléctrica, es refinar y complementar la información de las centrales de pasada, eólicas, solares FV y geotérmicas. En particular, para las últimas 3 tecnologías se cuenta con acotada información de los procesos, debido que aún son pocos los proyectos en ejecución, lo cual se puede mejorar en la medida que la penetración sea mayor. En el caso particular de las centrales a biomasa, es necesario mejorar el análisis de flujo de materiales que ocurren en la co-generación desde una perspectiva de proceso integral. Dado que la mayoría y las más relevantes centrales de co-generación están en el complejo de plantas de pulpaje y papel, es necesario ir a ese proceso y analizarlo en detalle, tal que se haga una adecuada y justa asignación de las cargas ambientales. Este es un proceso de alta complejidad debido el alto grado de integración de las unidades dentro del sistema-producto, por lo que el abordarlo es un desafío en sí mismo.

Otro aspecto relevante de precisar, son los contaminantes al agua que declaran las centrales a carbón tanto en el SING como en el SIC. Este factor es clave pues los altos niveles de contaminantes no necesariamente estarían relacionados con la actividad de generación eléctrica, sino que pudieran ser responsabilidad de otras operaciones, o simplemente existe un escaso control de los reportes que se envían a los sistemas de registro de emisiones. Esto claramente les afecta restándole una significativa competitividad con respecto a otras tecnologías.

Un desafío relevante a seguir trabajando es la incorporación de nuevos indicadores ambientales, económicos y sociales, tal que permitan describir de mejor manera las tecnologías en todas sus dimensiones. Este desafío no es menor considerando que la principal restricción para la selección de indicadores es la disponibilidad de información representativa.

De la misma forma, el ajuste de los indicadores ambientales, sociales y económicos según proyecciones futuras, sería un tema importante en el cual seguir trabajando, considerando que la evaluación de la sustentabilidad de las matrices eléctricas al año 2050, estará determinado por su desempeño futuro, donde el supuesto de extrapolar resultados presentes puede ser poco refinado. A pesar de los resultados de este trabajo donde se evidencia que la influencia de la variación temporal de los indicadores no es relevante en la evaluación de la sustentabilidad, la capacidad de proyectar el futuro de manera continua y en base a condiciones propias, permite una adecuada planificación y la oportuna incorporación de tecnologías disruptivas. Adicionalmente, se puede sumar un análisis multicriterio con otro tipo de ponderaciones, que den cuenta de ciertas directrices políticas para evaluar.

Finalmente, y como otro tema para explorar a largo plazo sería la incorporación de otras metodologías de integración de aspectos ambientales, sociales y económicos de la generación eléctrica, como ser indicadores monetizados, de manera tal que su integración se pudiera ejecutar a través de un análisis costos-beneficio.



APÉNDICE A. ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA CARACTERIZACIÓN AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.

Índice

Tabla A.1. Principales factores de caracterización de modelo de impacto CML 2000 v2.05	171
Tabla A.2. Factores de normalización modelo de impacto CML 2000 v2.05	173
1. Caracterización de las tecnologías de generación eléctrica consideradas	174
1.1. Datos operacionales que caracterizan a las tecnologías de generación eléctrica en Chile durante los años 1995-2015	175
1.1.1. Combustibles en Chile	176
1.1.2. Potencia e infraestructura de centrales eléctricas	177
1.1.3. Operación de centrales eléctricas	178
1.1.3.1. Centrales hidroeléctricas de embalse	179
1.1.3.2. Centrales hidroeléctricas de pasada	179
1.1.3.3. Centrales solares fotovoltaica	180
1.1.3.4. Centrales eólicas	180
1.1.3.5. Central geotérmica	180
1.1.3.6. Centrales a biomasa	181
1.1.3.7. Central de co-generación de ácido	181
1.1.3.8. Centrales a diésel-fuel oil	182
1.1.3.9. Centrales a carbón	183
1.1.3.10. Centrales a gas natural	184
1.1.4. Brechas e incertidumbre de datos	185
2. Aspectos metodológicos para el cálculo de los indicadores ambientales de las centrales eléctricas en Chile bajo la condición de conexión de los sistemas eléctricos.	186
2.1. Centrales hidroeléctricas de embalse	187
2.2. Centrales hidroeléctricas de pasada	187
2.3. Centrales solares fotovoltaica	187
2.4. Centrales eólicas	188
2.5. Central de geotérmica	188
2.6. Centrales a biomasa	188
2.7. Centrales a diésel-fuel oil	189
2.8. Centrales a carbón	189
2.9. Centrales a gas natural	189

Tabla A.1. Principales factores de caracterización de modelo de impacto CML 2000 v2.05. Fuente: Método CML 2000 v.2.05.

Categorías de impacto	Medio	Sustancia	Factor	Unidad	
<i>Agotamiento de recursos abióticos (kg Sb_{eq})</i>	Recurso	Oil, crude, 38.400 MJ per m3, in ground	18,4	kg Sb _{eq} /m ³ kg Sb _{eq} /kg	
		Gas natural, in ground (All gas)	1,87*10 ⁻²		
		Radon, in ground	1,20*10 ²⁰		
		Polonium, in ground	4,79*10 ¹⁴		
		Actinium, in ground	6,33*10 ¹³		
		Radium, in ground	2,36*10 ⁷		
		Proactinium, in ground	9,77*10 ⁶		
		Xenon, in air	1,75*10 ⁴		
<i>Potencial de acidificación (kg SO_{2eq})</i>	Aire	Ammonia	1,6	kg SO _{2eq} /kg	
		Sulfur oxides	1,2		
		Sulfur dioxide	1,2		
		Nitric oxide	0,76		
		Nitric oxides	0,5		
		Nitrogen dioxide	0,5		
<i>Potencial de eutrofización (kg PO₄^{---eq})</i>	Tierra/aire/agua	Phosphorus, total	3,06	kg PO ₄ ^{---eq} /kg	
	Tierra/agua Tierra/aire/agua	Phosphorus	3,06		
		Phosphorus pentoxide	1,34		
		Phosphate	1		
		Phosphoric acid	9,70*10 ⁻¹		
		Nitrogen, total	4,20*10 ⁻¹		
		Nitrogen	0,42		
Ammonia	3,5*10 ⁻¹				
<i>Potencial de calentamiento global (kg CO_{2eq})</i>	Aire	Sulfur hexafluoride	22.200	kg CO _{2eq} /kg	
		Methane, chlorotrifluoro-, CFC-13	14.000		
		Methane, trifluoro-, HCF-23	12.000		
		Ethane, hexafluoro-, HCF-116	11.900		
		Methane, dichlorodifluoro-, CFC-12	10.600		
		Butane, perfluorocyclo-, PFC-318	10.000		
		Ethane, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	9.800		
		Methane, bromorifluoro-, Halon 1301	12		
<i>Agotamiento de la capa de ozono (kg CFC-11_{eq})</i>	Aire	Ethane, 1,2-dibromotetrafluoro-, Halon 2402	7	kg CFC-11 _{eq} /kg	
		Methane, bromochlordifluoro-, Halon 1211	5,1		
		Methane, bromodifluoro-, Halon 1201	1,4		
		Methane, dibromodifluoro-, Halon 1202	1,25		
		Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8		1,93*10 ⁹ 1,30*10 ⁹ 8,58*10 ⁸ 4,22*10 ⁸ 3,26*10 ⁷
		Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8		
Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8				
Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8				
Benzene, hexachloro-	2,3,7,8				
<i>Toxicidad humana (kg 1,4-DB_{eq})</i>	Aire	Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8	kg 1,4-DB _{eq} /kg	
	Tierra/agrícola	Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8		
	Agua	Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8		
	Agua/Océano	Dioxin, 2,3,7,8-tetrachlorodibenzeno-p-	2,3,7,8		
	Tierra	Benzene, hexachloro-	2,3,7,8		

	Tierra	Dioxin, 2,3,7,8	1,01*10 ⁷	
	Agua	tetrachlorodibenzeno-p-	5,65*10 ⁶	
	Aire	Benzene, hexachloro- Chromium VI	3,43*10 ⁶	
<i>Ecotoxicidad en agua fresca (kg 1,4-DB_{eq})</i>	Agua	Dioxin, 2,3,7,8	1,73*10 ⁸	kg 1,4-DB _{eq} /kg
		tetrachlorodibenzeno-p-	2,01*10 ⁷	
		Coumafos	7,94*10 ⁶	
	Tierra	Cypermethrin	5,03*10 ⁶	
	Aire	Permethrin	3,08*10 ⁶	
	Agua	Dioxin, 2,3,7,8	2,13*10 ⁶	
		tetrachlorodibenzeno-p-	1,19*10 ⁶	
		Parathion	1,17*10 ⁶	
		Benzo(k)fluoranthene	1,17*10 ⁶	
<i>Ecotoxicidad marina (kg 1,4-DB_{eq})</i>	Agua/océano	Beryllium	6,43*10 ⁸	kg 1,4-DB _{eq} /kg
	Agua	Beryllium	5,39*10 ⁸	
	Agua/océano	Dioxin, 2,3,7,8	5,03*10 ⁸	
	Aire	Beryllium	4,70*10 ⁸	
	Aire	Dioxin, 2,3,7,8	2,96*10 ⁸	
	Tierra	Beryllium	2,71*10 ⁸	
	Agua	Dioxin, 2,3,7,8	4,47*10 ⁷	
		tetrachlorodibenzeno-p-		
<i>Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4-DB_{eq})</i>	Tierra/agrícola	Cypermethrin	8,97*10 ⁴	kg 1,4-DB _{eq} /kg
	Tierra	Cypermethrin	7,76*10 ⁴	
	Tierra	Methylmercury	5,60*10 ⁴	
	Tierra	Mercury	5,60*10 ⁴	
	Aire	Methylmercury	2,83*10 ⁴	
	Aire	Mercury	2,83*10 ⁴	
	Tierra/agrícola	Dioxin, 2,3,7,8	2,70*10 ⁴	
	Tierra	Dioxin, 2,3,7,8	2,69*10 ⁴	
		tetrachlorodibenzeno-p-		
<i>Potencial de oxidación fotoquímica (kg C₂H_{2eq})</i>	Aire	Benzene, 1,3,5-trimethyl-	1,381	kg C ₂ H _{2eq} /kg
		Benzene, 3,5-dimethylethyl-	1,320	
		Toluene, 3,5-diethyl	1,295	
		Benzene, 1,2,4-trimethyl-	1,278	
		Benzene, 1,2,3-trimethyl-	1,267	
		2-Butene (cis)	1,146	
		2-Butene (trans)	1,132	
		Propene	1,123	

Tabla A.2. Factores de normalización modelo de impacto CML 2000 v2.05, World, 1995. Fuente: Método CML 2000 v2.05.

<i>Categoría de impacto</i>	<i>Factor de normalización</i>
<i>Agotamiento de recursos abióticos</i>	$6,39 \cdot 10^{-12}$
<i>Potencial de acidificación</i>	$3,11 \cdot 10^{-12}$
<i>Potencial de eutrofización</i>	$7,56 \cdot 10^{-12}$
<i>Potencial de calentamiento global</i>	$2,41 \cdot 10^{-14}$
<i>Agotamiento de la capa de ozono</i>	$1,94 \cdot 10^{-9}$
<i>Toxicidad humana</i>	$1,75 \cdot 10^{-14}$
<i>Ecotoxicidad en agua fresca</i>	$4,90 \cdot 10^{-13}$
<i>Ecotoxicidad marina</i>	$1,95 \cdot 10^{-15}$
<i>Ecotoxicidad terrestre</i>	$3,72 \cdot 10^{-12}$
<i>Oxidación fotoquímica</i>	$1,04 \cdot 10^{-11}$



1. Caracterización de las tecnologías de generación eléctrica consideradas.

Considerando lo antes expuesto en el capítulo 3, las centrales generadoras de electricidad en las matrices del SING y SIC durante los años 1995 al 2015, fueron caracterizadas con el propósito de evidenciar efectos operacionales sobre el desempeño ambiental de cada tecnología producto de condiciones estacionales anuales.

Actualmente en Chile la mayoría de las centrales a carbón corresponde a tecnología subcrítica, en siendo principalmente de calderas de carbón pulverizado y con tecnologías de abatimiento de baja gama. Por lo anterior, en este estudio se asume que todas las centrales a carbón tienen estas características de operación. Actualmente, no existen ni se proyectan centrales de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), así como tampoco hay proyectos de centrales críticas, supercríticas o ultra supercríticas, las que se caracterizan por tener mayores eficiencias de conversión.

De la misma forma, las centrales a diésel son básicamente de dos tipos: centrales de ciclo abierto que operan con gas o diésel, así como motores de combustión a diésel y/o fuel oil para la generación eléctrica. En este caso tampoco fue posible hacer alguna distinción debido que estas centrales operan generalmente como respaldo por ser las más caras del sistema, contando con escasos datos de operación para poder modelar sus impactos. Es por ello que dentro de la tecnología a diésel se incluyen aquellas centrales con turbinas y motores de combustión interna sin distinción.

Por su parte, en las centrales a gas natural se incluyen tanto aquellas centrales de ciclo combinado como aquellas turbinas a gas a ciclo abierto que registren generación a partir de este combustible. Las centrales a ciclo combinado tienen altas eficiencias, y operan en plantas de diferente naturaleza que las de gas a ciclo abierto, pero por falta de datos que permitan diferenciar ambas tecnologías se agruparon bajo el concepto de centrales a gas natural.

Las centrales de pasada, por las mismas razones anteriores, fue necesario agruparlas con todas aquellas que cumplan esa característica sin considerar el tamaño. Es relevante mencionar que en los primeros años cubiertos las centrales de pasada tenían un mayor tamaño, con los años y producto de los incentivos a centrales de energías renovables, al final del período éste fue decreciendo debido al ingreso de centrales mini hidráulicas. Lo anterior es válido sólo en el caso del SIC, dado que en el SING hay una limitada capacidad de generación hidráulica producto del escaso acceso al recurso.

Con respecto a las centrales de embalse, son acotados los proyectos que existen y se ubican exclusivamente dentro del SIC. Estas centrales, no han experimentados grandes variaciones durante el período cubierto, incorporándose sólo 3 centrales durante el período (en el año 1996 se incorporó la central Pangué, en el año 2004 se incorporó la central Ralco y Angostura en el año 2013).

En cuanto a las centrales de biomasa, éstas comienzan a ingresar a partir del año 1996 cuando los excedentes de vapor generados en plantas de proceso de biomasa son utilizados para la generación de electricidad, la cual se utiliza para satisfacer los requerimientos propios de energía y los excedentes son vendidos al sistema. Dado que la ubicación de la biomasa forestal en pie se ubica en la zona centro-sur del país, estas centrales tienen su ubicación exclusivamente en el SIC. Es relevante mencionar que estas

centrales tienen la característica de generar dos productos que son vapor y electricidad. En este grupo de centrales se consideraron todas aquellas que declaran generar electricidad en base a licor negro y biomasa.

Actualmente en territorio nacional existe sólo una central de co-generación a partir de la síntesis de ácido sulfúrico. En esta central los productos generados son ácido sulfúrico para su uso en minería, y electricidad. Esta última se genera de la reacción exotérmica que se produce al sintetizar ácido sulfúrico a partir de azufre elemental. Esta planta es la única en su tipo en Chile y se encuentra en el norte, por lo que la electricidad que genera como excedente la vende en el SING.

Un fenómeno similar ocurre con la tecnología geotérmica en Chile. En la actualidad sólo existe una central instalada y comenzó operaciones en el año 2017, y se incluyen sus perfiles ambientales, económicos y sociales como tecnología. Esta central tiene una potencia instalada total de 50 MW, correspondiendo 40 MW a una turbina de vapor y los 10 MW restantes a una turbina de ciclo binario. Esta central se encuentra ubicada en el Norte Grande por lo que la electricidad que genera tributa al SING.

Las centrales solares fotovoltaicas (FV) empezaron a ser incorporadas en el SING y en el SIC a partir del año 2013, por lo que su aporte a ambas matrices al año 2015 no es significativo. Las centrales solares fotovoltaicas son las únicas en el país que operan a partir de energía del sol, pero se espera que una vez que las centrales de concentración solar alcancen un precio más competitivo éstas también ingresen al mercado nacional. La tecnología más ampliamente usada en Chile son las de paneles FV de silicio policristalino (Poli-Si), siendo aún inexistente proyectos de centrales con paneles de capa delgada con otra materialidad.

Finalmente, las centrales eólicas en Chile, al igual que las centrales solares fotovoltaica, son tecnología que se ha incorporado al parque generador dentro de los últimos 4 años al país. Estas centrales están ubicadas en el territorio, ya sea costero o en el valle donde se encuentran vientos propicios, no existiendo aún esta tecnología en parques marinos (*off shore*). Esta tecnología es importada y para efectos de la caracterización de la carga ambiental se agrupan todas las centrales de este tipo.

1.1. Datos operacionales que caracterizan a las tecnologías de generación eléctrica en Chile durante los años 1995-2015

Dado que para caracterizar la operación anual de las centrales se requiere gran cantidad de información, el proceso de generación eléctrica se divide en las siguientes etapas consignadas, que corresponden a:

- Países de procedencia y cantidad de combustibles importados, por año.
- Potencias instaladas promedio por tecnología en cada matriz eléctrica, por año.
- Operación de las centrales, incluido el consumo de combustible por tecnología en cada matriz, por año.
- Eficiencias de conversión eléctrica por tecnología en cada matriz, por año.

A continuación se detallan los pasos identificados anteriormente; sus principales fuentes de información y tratamiento de los datos.

1.1.1. Combustibles en Chile

La construcción de inventarios para los combustibles usados en Chile está compuesto por las siguientes etapas consecutivas:

- Extracción del combustible.
- Refinación del combustible, según corresponda.
- Transporte marítimo a Chile.
- Transporte terrestre desde el puerto al lugar de consumo.

Dado que los combustibles fósiles usados en Chile son en su mayoría importados y de su etapa de extracción no se cuenta con datos primarios, se usó la base de datos de Ecoinvent 2.2 (Dones, 2007). Para el carbón y gas natural se identificaron los países que actualmente proveen a Chile y se seleccionaron los procesos de extracción desde Ecoinvent, tal que fueran representativos. La fase de transporte marítimo fue considerada con datos primarios para la distancia dependiendo de los países de importación. A lo largo del tiempo, la procedencia del carbón se ajustó variando los países productores y la distancia asociada. De igual forma con el gas natural el cual cambió en su formato de importación y países de origen.

Durante el período que Chile importó gas natural para fines combustibles desde Argentina. A través de un gasoducto que cruzaba la cordillera de Los Andes, arribaron al país alrededor de 40.000 MMm³ entre los años 1997 al 2007 (Aduanas, 2016). Al verse interrumpido este flujo en el año 2006, fue necesario buscar otras alternativas de abastecimiento de dicho combustible. Con la llegada del gas natural licuado se debió hacer un cambio tecnológico para poder recibirlo, por lo que el modelo de datos de proceso se debió ajustar de igual forma. Para esto se usaron modelos disponibles en Ecoinvent por la falta de datos nacionales. La distancia desde los nuevos países de origen se actualizó, así como los volúmenes y tipo de transporte. De esta forma, lo que en un principio era importado en formato gaseoso desde Argentina, luego se debió importar en formato líquido desde zonas más lejanas como África.

Para los datos de la extracción de biomasa de bosques y la etapa de refinación de combustibles también se usó la misma base de datos, por no contar con información nacional. En particular para la biomasa se usaron procesos que permitían distinguir entre fibra corta y fibra larga de carácter residual, tal que fuera relativamente consistentes con los sistemas productivos nacionales.

Es relevante mencionar que la base de datos de Aduanas sólo cuenta con información a partir del año 2002, por lo que toda importación previa de carbón y gas natural se asume con igual procedencia que el año 2002. Para el carbón este supuesto podría implicar una variación, pero en el caso del gas natural el proveedor exclusivo era Argentina.

Para ver el detalle de los datos de proceso usados para la construcción de esta fase, los países y cantidades de procedencia de carbón y gas natural, ver las secciones siguientes del Apéndice A.

1.1.2. Potencia e infraestructura de centrales eléctricas

La potencia de las centrales eléctricas se relaciona con la magnitud de la infraestructura y el uso de recursos naturales para su construcción. Es por ello, que por cada una de las tecnologías disponibles se calculó la potencia instalada media por matriz año a año, para así poder estimar, las respectivas entradas y salidas de proceso. Es necesario diferenciar cada tecnología por matriz puesto que las potencias instaladas son específicas. De igual forma, es necesario hacer la diferenciación por año porque nuevos proyectos comienzan a operar y estas inclusiones dan cuenta de las tendencias en cada matriz.

A partir de la cantidad de centrales de cada tecnología y su potencia instalada es posible estimar la potencia instalada promedio en cada sistema. Con esta información se estiman los datos de entrada y salida de proceso, de las diferentes tecnologías, utilizado en modelo parametrizado de infraestructura de centrales eléctricas.

Para obtener los datos de las potencias instaladas por planta se usaron los anuarios del CDEC-SING (CDEC-SING, 2016) y CDEC-SIC (CDEC-SIC, 2016) desde el año 1995 al 2015, donde se reporta en unidad de MW. Desde allí se identificaron y agruparon las centrales de cada matriz por tecnología, incluyendo aquellas que se comenzaron a construir durante el período. Esto implica que la potencia promedio por tecnología cambia año a año en cada matriz, obligando a tener una planta de potencia promedio para cada año dando cuenta de la evolución temporal de cada tecnología, y por consecuencia, de la matriz.

La mayor parte de los datos de entrada de la etapa de construcción de las centrales térmicas corresponden a materiales tales como cemento, acero, áridos, uso de tierra, agua de proceso, agua potable y diésel. Asociado a los principales materiales se calculó el transporte terrestre, tal que se represente el traslado por una distancia promedio no superior de 200 km considerando un trayecto de ida y regreso en todos los casos. Este supuesto asume que los materiales de construcción se encuentran a no más de 200 km del lugar de emplazamiento de la central y que son adquiridos en el comercio nacional. Asimismo, y dado que el uso de combustibles tiene como objetivo movilizar vehículos (gasolina) y/o proveer electricidad o calor (diésel y LPG, respectivamente), es necesario cuantificar el aporte ambiental de la quema de éstos. En todos los casos evaluados, el consumo de diésel es muy superior a los demás, por lo que sólo se incluyó este aporte, suponiendo que sería quemado en un equipo electrógeno, como escenario de uso promedio. Sus emisiones atmosféricas se cuantificaron según la Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Atmosféricas (CONAMA, 2009).

Por otro lado, la fase de construcción de centrales renovables eólicas y solares FV implica el uso de grandes áreas de terreno, fabricación e importación de materiales especiales para las centrales, uso de estructuras metálicas, producción y uso de hormigón y emisiones atmosféricas. Todas las anteriores fueron consideradas de acuerdo a lo declarado en los respectivos proyectos presentados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEA, 2016).

Un caso especial, por la intensidad en el uso de recursos en la fase de construcción, son las centrales hidroeléctricas de embalse. En Chile, el emplazamiento de estas centrales en

su mayoría tiene lugar en la zona de alta cordillera, siendo determinado por las diferencias de altura de cabezal (altura de caída del agua) y por el tamaño de la garganta que se debe cubrir para formar el dique necesario. Para maximizar la producción energética con la menor intervención posible, es que se buscan zonas que conjuguen una importante altura de cabezal y un estrecho ancho de garganta tal que el murallón sea de las menores dimensiones posibles. Lo anterior implica una fase de construcción de no menos de 4 años para las centrales nacionales, para la cual fue considerada la actividad de transporte de materiales, movimientos de tierras, tronaduras, transporte de trabajadores, instalación de faenas, instalación de equipo electrógenos, trabajos para implementación de caminos, movimiento de maquinaria, entre otros. Información de esta fase se obtuvo desde el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Aysén y se reportaron en el Inventario de Ciclo de Vida de centrales de embalse en Chile (Vega et al, 2013).

Las centrales hidroeléctricas de pasada han representado un explosivo incremento durante los últimos años, donde la tendencia ha sido a instalar centrales de cada vez menor tamaño, favoreciendo la atomización de la intervención que éstas implican. Durante la fase de construcción estas centrales son menos intensivas que las centrales de embalse requiriendo similar diversidad de recursos, pero en menor escala. Para este inventario se consideraron los consumos de agua de proceso, petróleo, hormigón, cemento, áridos, acero y el uso de tierra, principalmente.

Es necesario mencionar que no fue posible encontrar información sistemática sobre el desmantelamiento y fin de vida de la infraestructura de las tecnologías. Es por esta razón que para todas las tecnologías, excepto las centrales de pasada y embalse, se supuso que todos los requerimientos de metales y los paneles fotovoltaicos serían reciclados. Por su parte, los hormigones al igual que las palas eólicas serían depositados en rellenos sanitarios. Las centrales de pasada y embalse no fueron incluidas en este supuesto, considerando que su desmantelamiento implica faenas más intensivas. En este caso se supuso que éstas centrales serían reacondicionadas al cabo del fin de su vida útil, para ser puestas en operación nuevamente.

En las tablas B.5 y B.6 del Apéndice B se muestran las potencias promedio anuales usadas por tecnología para cada matriz eléctrica entre los años 1995 y 2015. Asimismo, el detalle de las entradas y salidas para la fase de construcción de las centrales, parametrizadas en la potencia, por tipo de tecnología se muestran en la tabla 1.

1.1.3. Operación de centrales eléctricas

La operación de las centrales generadoras de energía tiene múltiples aspectos relevantes, y que dependen íntimamente del tipo de tecnología. Es por ello que las centrales de energías renovables dependen de la disponibilidad estacional del recurso primario durante la jornada de operación (e.g. solar, hidráulicas, eólica). A diferencia de las anteriores, las centrales a biomasa tienen la capacidad de ser renovables con posibilidad de almacenar fuente de energía en forma de stock de biomasa, haciéndolas menos dependientes de la estacionalidad. Sin embargo, en Chile mayoritariamente existen centrales de co-generación que usan biomasa, por lo que el fin primario es la generación de calor y los excedentes son

transformados a electricidad para ser vendidos. Otro caso especial de operación es la central geotérmica, la cual, si bien es energía renovable tiene la capacidad de no verse afectada por un estacionalidad, dado que puede generar electricidad durante todo el año. Por su parte, las centrales basadas en combustibles fósiles dependen de la disponibilidad del combustible y las fluctuaciones del mercado externo, dado que Chile no es un productor de combustibles fósiles. Además, la operación este tipo de centrales depende del grado de eficacia en el proceso de transformación de la energía química a energía eléctrica, donde la variable determinante es la eficiencia de conversión.

Dado que cada una de las tecnologías presentes en Chile tiene singularidades en el proceso de operación, se analizarán cada una por separado.

1.1.3.1. *Centrales hidroeléctricas de embalse*

En Chile las centrales hidroeléctricas de embalse se encuentran situadas principalmente en las zonas precordilleranas del cordón montañoso de Los Andes, y en latitudes correspondientes a la zona central del país. Es por ello que toda la energía que éstas producen es inyectada en el Sistema Interconectado Central (SIC). Las primeras centrales de embalse fueron desarrolladas en la segunda mitad de la década de los 60s y aún están operativas para seguir inyectando electricidad a la red. La vida útil de los proyectos de este tipo de centrales en Chile, es típicamente 100 años (SEA, 2016), y operan con agua de origen nival y/o pluvial. Esta agua contiene una baja carga orgánica y de temperatura, por lo que al depositarse en el embalse propiamente tal, su contribución a la descomposición anaeróbica se estima mínima en comparación con lo mostrado en ríos ubicados en zonas tropicales y ecuatoriales, que arrastran a lo largo de su cauce una gran carga orgánica con potencial de descomponerse (Demarty & Bastien, 2011). De igual forma, la temperatura de las zonas precordilleranas al ser baja favorece la lenta degradación del material orgánico que pudiera arrastrarse o inundarse. Adicionalmente, no se cuentan con estudios acabados de las emisiones atmosféricas asociados a los procesos de descomposición natural de la biomasa inundada en embalses de Chile. Es por estas razones que las emisiones de gases producto de la descomposición anaeróbica del material orgánico inundado o arrastrado al embalse no se consideraron en este inventario.

Además del uso no consuntivo de agua para la producción de energía, durante la fase de operación las centrales hidroeléctricas son poco intensivas en el uso de otros recursos, concentrándose en la etapa de construcción. De esta forma las entradas y salidas de la etapa de operación son el uso de combustible (diésel) de emergencia, transportes de personal, uso de agua para turbinas, y generación de residuos domésticos. Como emisiones atmosféricas durante la operación sólo se tienen aquellas asociadas a la quema de diésel de emergencia, y no se consideran descargas al agua. Finalmente los residuos domésticos son los únicos residuos sólidos considerados.

1.1.3.2. *Centrales hidroeléctricas de pasada*

Las centrales de pasada, de igual forma que las de embalse, tienen una mayor intensidad de uso de recursos en la fase de construcción. La vida útil de estas centrales es de

aproximadamente 70 años según lo obtenido desde las Declaraciones de Impacto Ambiental (SEA, 2016). Durante la operación de estas centrales se incluyen como principales consumos el uso de agua para turbinar, así como el uso de aceites lubricantes para mantención. Por no contar con una fuente válida de la generación de residuos sólidos durante esta etapa no se consideran en el inventario.

De acuerdo a información de diseño de las centrales, el flujo de agua turbinable en la operación de las centrales de pasada en promedio asciende a 6,8 m³/kWh, dato obtenido desde los anuarios del CDEC-SIC (CDEC-SIC, 2016) para las centrales operativas durante el año 2015. Este dato se calcula como promedio simple entre todos los caudales de diseño que se declaran para generar la electricidad que cada planta aportó al sistema.

1.1.3.3. *Centrales solares fotovoltaica*

Las centrales solares fotovoltaicas es la única tecnología solar instalada en Chile a la fecha. Se estima que su crecimiento aumentará debido a las condiciones favorables para su operación, particularmente en el norte de Chile. La vida útil de este tipo de plantas se declara típicamente como 27 años en promedio (SEA, 2016). Durante la fase de operación estas centrales requieren de pocos recursos para operar, siendo prácticamente autónomas y de fácil planificación para su ingreso a la red.

Los recursos que estas plantas requieren durante la operación corresponden a agua potable, agua de proceso, aceites lubricantes, agua desmineralizada y transporte de personal para mantención.

Por su parte, las centrales de tecnología de concentración solar (CSP) no se encuentran implementadas en Chile para ser incluidas en este análisis.

1.1.3.4. *Centrales eólicas*

Al igual que las centrales solares estas plantas requieren de una baja intensidad de uso de recursos en la fase de operación. La demanda de éstos proviene principalmente de las actividades de mantención y del transporte de trabajadores a las centrales, así como la generación de residuos domésticos, aguas servidas y aceites.

Estas centrales para las condiciones nacionales se estima que tiene una vida útil de 22 años, y el ingreso al sistema eléctrico dependerá de la disponibilidad de vientos suficientes para hacer funcionar las palas del aerogenerador.

1.1.3.5. *Central geotérmica*

De la misma forma que las demás centrales renovables, la central geotérmica requiere una baja cantidad de insumos durante la fase de operación. El requerimiento de agua, combustibles y lubricantes comprenden la principal demanda. Asimismo, los residuos sólidos domiciliarios, inertes y peligrosos también son considerados junto con los residuos líquidos.

Según lo detallado en la Declaración de Impacto Ambiental de la central Cerro Pabellón (SEA, 2016), ésta cuenta con dos turbinas de generación; una para la fase binaria de 10 MW y otra para una fase de condensación de 40 MW. La planta en su conjunto se declara con una vida útil de 50 años.

1.1.3.6. Centrales a biomasa

Este tipo de centrales tienen su principal aporte en las plantas de procesamiento de madera y pulpa de celulosa, por lo que corresponden a centrales de co-generación, donde generan vapor de proceso y los remanentes van a generación eléctrica. Dado que este sistema tiene múltiples productos, y que no se cuentan con reportes precisos que permitan cuantificar la eficiencia de conversión de las plantas de co-generación, es que se consideró una eficiencia de transformación calculada a partir de la alimentación de biomasa y la salida de electricidad. De esta forma se relaciona la entrada de combustible con la generación eléctrica directamente sin incluir la generación de vapor que también es atribuible a la biomasa. Esta consideración implica que la toda la carga ambiental de la quema de biomasa se le atribuye a la generación eléctrica. Lo anterior tiene su fundamento en que parte importante de la electricidad generada es vendida al sistema eléctrico, por lo que sale de los límites del sistema productivo principal y no funciona como un subproducto de consumo propio, como el vapor. El consumo promedio de biomasa por unidad generada de electricidad es 7,87 kg/kWh, y fue obtenido como promedio de la información entregada en las declaraciones de impacto ambiental de proyectos de co-generación de biomasa (SEA, 2016).

Los antecedentes de proyectos de plantas de co-generación a biomasa, definen que la vida útil es aproximadamente de 20 años. Asimismo, los principales insumos de proceso son petróleo diésel, transporte de operarios, agua y aceites. También se incluyen aquellas descargas de residuos líquidos, cenizas y escorias.

En este caso se consideraron las emisiones atmosféricas asociadas a la quema de combustibles fósiles en la etapa de generación eléctrica, ya que por falta de información no se contó con las emisiones totales de la planta. De la misma forma, y también por falta de información sólo se cuenta con los flujos máxicos de las descargas globales de efluente y no con los parámetros de contaminantes en presentes en éste. Ambos son aspectos a mejorar en futuros trabajos de esta naturaleza, los cuales pueden ser abordados y definidos en la medida que haya disponibilidad de datos primarios.

1.1.3.7. Central de co-generación de ácido

La central de co-generación a partir de ácido es una fuente de energía relativamente nueva en el país, y tiene su origen en la alta demanda de ácido sulfúrico en el norte del país, el cual es usado para los procesos de extracción de cobre desde minerales oxidados. Actualmente en el país sólo existe una planta de este tipo y entrega electricidad al SING. La contribución de esta central se remite a 24 MW de potencia instalada y genera sólo el 0,7% del total producido en el SING durante el año 2015, pero se incluyó pues se contaba con información de proceso y permitía darle integridad a la base de datos.

Las entradas en la operación de esta central están singularizadas en la masa de azufre que se requiere para desarrollar sus actividades, agua de mar, agua desalinizada, cal, pentóxido de vanadio, hidracina, y diésel, principalmente. Por otro lado las salidas contemplan ácido sulfúrico, neblina ácida, residuos domiciliarios, residuos inertes, borras de sedimentación de agua. Todos estos antecedentes se extraen de la respectiva declaración de impacto ambiental (SEA, 2016). Es relevante mencionar que si bien el pentóxido de vanadio es ampliamente usado como catalizador por su buen desempeño y economía, éste no se encuentra presente en la base de datos de Ecoinvent ni tampoco se cuentan con datos nacionales que permitan caracterizar este proceso de obtención. Por lo mismo es que se reemplazó por la producción primaria de platino, que también es ampliamente usado como catalizador pero que requiere de algunas restricciones operacionales. Este proceso fue considerado directamente desde Ecoinvent.

Otro aspecto relevante de este proceso es que por ser una co-generación implica que son dos las líneas de producto; el ácido sulfúrico y la electricidad. Dado que las entradas y salidas de proceso estaban reportadas para el proceso global no era posible distinguir las cargas asignables a uno u otro producto. Para este caso se utilizó una asignación económica puesto asignaciones másicas o energéticas no podrían ser posible por la naturaleza diferente de ambos productos. Para llevar a cabo esta asignación se utilizaron los precios de la electricidad en el SING considerado como el Precio de Mercado Medio base (PMM) promedio para los años 2012 al 2015 (SYSTEP, 2017) y el precio del ácido sulfúrico importado, reportado por COCHILCO (COCHILCO, 2016) para los mismos años.

1.1.3.8. Centrales a diésel-fuel oil

Las plantas a diésel dentro del territorio nacional tienen la particularidad de ser prácticamente tecnología de respaldo, por lo cual muchas de ellas no venden energía sino potencia instalada a los sistemas. Para los efectos de este inventario de procesos, las centrales a diésel, los motores a diésel y las centrales a fuel oil se consideraron como la misma tecnología, dado que no se cuenta con información suficiente para hacer alguna diferenciación entre éstas. Sin embargo, la mayor parte de la información de proceso considerada corresponde a centrales de ciclo abiertas a diésel, incluyendo las demás en la estadística de generación y consumo equivalente de combustibles. No obstante, este aspecto puede ser mejorado en el futuro en la medida que existan datos de calidad disponible para hacer una correcta diferenciación.

La vida útil de estas centrales se estima en 25 años según información obtenida de los proyectos presentados al sistema de evaluación de impacto ambiental (SEA, 2016).

Dado que en estas plantas térmicas, al igual que en las plantas a carbón y gas natural, ocurren dos grandes etapas de proceso: i) la quema de combustible, y ii) la conversión a electricidad, los inventarios de proceso se ordenaron según esta misma lógica para favorecer el entendimiento y posterior revisión.

En la etapa de quema de combustible, las entradas y salidas de proceso se parametrizan por la cantidad de combustible quemado cuantificado en unidad de energía (MJ). Estos datos se obtienen de las declaraciones de impacto ambiental para la fase de operación

(SEA, 2016) y los registros de emisiones y transferencias de contaminantes (RECT, 2016). Los principales insumos de esta etapa de quema de combustible son agua de proceso, consumo de combustible e infraestructura involucrada. Asimismo, las emisiones atmosféricas se parametrizan según las horas durante las cuales se queman los combustibles y se genera electricidad. Dado que estas centrales se ubican principalmente en el valle central, la extracción de agua está asociada a ríos o acuíferos al igual que sus descargas de efluentes.

Los principales contaminantes considerados en este estudio son arsénico, benceno, compuestos orgánicos volátiles (COV), dióxidos de azufre, dióxido de carbono, mercurio, monóxido de carbono, material particulado, amoníaco, plomo, tolueno, dibenzoparadioxinas, óxidos de nitrógeno y calor, para las emisiones atmosféricas. Por su parte, la generación de residuos sólidos peligrosos también es incluida en esta etapa y representan residuos de aceites, tubos fluorescentes, pinturas, residuos peligrosos en general, residuos inertes. Asimismo, los residuos líquidos considerados corresponden a aceites y grasas, aluminio, arsénico, boro, cadmio, cianuro, cromo VI, entre otros.

Dado que la operación de las plantas a diésel - fuel oil tiene el carácter de centrales de respaldo, al año tienen menos horas de operación que las demás centrales térmicas, por lo que su eficiencia de conversión es inferior, no superando el 33,8% y el 35,9% en el SING y SIC, respectivamente. Esto redundaría en que por unidad de combustible quemado es menor la cantidad de electricidad generada. Razón de aquello es la constante entrada y salida de estas centrales, lo cual implica una fase de transición de la operación hasta alcanzar el estado estacionario para la generación eléctrica.

1.1.3.9. Centrales a carbón

Tanto en el SING como en SIC las centrales a carbón se ubican geográficamente en la costa del país, principalmente debido a las facilidades portuarias para la recepción del carbón importado. Esto mismo, hace que las centrales ocupen agua de mar para sus sistemas de enfriamiento, la cual es extraída desde la bahía, para acondicionarla, y luego de su uso es vertida nuevamente al mar.

Debido a los costos que involucra la operación de una central a carbón, es que sus tamaños son relativamente grandes, y por lo mismo se espera que tengan una alta disponibilidad para operar durante el año. Además la vida útil de estas centrales se estima en alrededor de 30 años según antecedentes (SEA, 2016).

La quema del carbón implica la entrada al sistema de una serie de insumos entre los cuales se incluyen cantidad de carbón consumido, consumo de petróleo para arranques, consumo de agua potable y de proceso, consumo de caliza y amoníaco.

Por su parte, las descargas atmosféricas del sistema son diversas, entre las cuales se cuentan el arsénico, benceno, compuestos orgánicos volátiles (COV), dióxidos de azufre, dióxido de carbono, mercurio, monóxido de carbono, material particulado, amoníaco, plomo, tolueno, dibenzoparadioxinas, óxidos de nitrógeno y calor. A partir del año 2012, entró en vigencia el Decreto Supremo 13 que regula las emisiones atmosféricas de las Centrales

Termoeléctricas en Chile, DS 13/2011 (Congreso Nacional, 2011), limitando varias descargas hasta entonces no controladas. Lo anterior implicó un punto de inflexión en las emisiones atmosféricas de este tipo de plantas, lo que redundó en una mejora en la calidad del aire de las áreas de influencia directa, que en su mayoría estaban clasificadas como zonas de latencia o saturación por material particulado (10 y/o 2,5 μm) u óxidos de azufre. Asimismo, las descargas al agua y residuos sólidos también se caracterizaron y corresponden mayoritariamente a las identificadas para las plantas a diésel.

En la etapa de conversión energética las centrales a carbón presentan desempeños relativamente homogéneos a lo largo de los años, no obstante, estas eficiencias se encuentran muy por debajo de las 'mejores tecnologías disponibles' hoy en el mercado. La tecnología que predomina hoy en el país es la de centrales subcríticas con eficiencias de conversión para el año 2015 de un 32,4% y 31,2% en el SING y SIC, respectivamente. Estas eficiencias dejan un evidente rango de crecimiento en eficiencia si se formularan proyectos de centrales supercríticas o ultra supercríticas, que reportan eficiencias del orden del 45-50% (IEA-NEA, 2015).

1.1.3.10. Centrales a gas natural

Las centrales a gas natural en su mayoría corresponden a tecnología de ciclo combinado, con lo cual es posible obtener mejores eficiencias de conversión. Estas corresponden a instalaciones relativamente nuevas, y se encuentran ubicadas en zonas geográficas del valle central. El agua para proceso es extraída desde cuerpos de agua cercanos y las descargas se realizan a los mismos. En general, la intensidad de generación de residuos sólidos, emisión de descargas al agua y atmosféricas son mucho más acotadas que en los casos de las otras tecnologías fósiles, y para la caracterización de los procesos se encuentran identificadas con el mismo nivel de detalle.

Por ser ciclo combinado, estas centrales cuentan con los dos tipos de turbina; a gas y vapor. Esta última les permite funcionar en caso que no cuenten con gas natural para operar y puedan quemar diésel como combustible alternativo, operando en ciclo abierto. Durante el período de recesión de suministro de gas desde Argentina muchas de estas centrales debieron operar bajo esta condición, lo cual redundó en bajas considerables en las eficiencias de conversión.

Durante el período estas centrales mostraron altas eficiencias, alcanzando en el SING un promedio de 43,8%, mientras en el SIC se alcanzó un promedio de 38,8%.

Asimismo, la diferencia entre las eficiencias calculadas para el SING y el SIC se pueden atribuir a la diferente intensidad de operación de las centrales en cada sistema, siendo una de las más económicas y estables en el SING, pero en el SIC siempre superadas por las centrales hídricas. Lo anterior implica mayores intermitencias, y con eso menores eficiencias por continuos arranques y detenciones.

El detalle de las entradas y salidas por etapa de los procesos productivos de electricidad se muestran en la tabla 1 en el capítulo 2 de Fundamentos Metodológicos.

1.1.4. Brechas e incertidumbre de datos.

Dada la cantidad de la información recopilada es necesario hacer una revisión general de su calidad y las posibles fuentes de incertidumbre que pueden llevar a que los resultados sean débiles.

En general, y considerando los datos obtenidos desde estadísticas nacionales de operación del sector eléctrico de en el SING y el SIC (fig. 4 cuadros de líneas discontinuas), se puede mencionar que la representatividad de éstos es cercana al 100%, donde todas las centrales que operaron en un determinado año están siendo representadas en el modelo usado. Esto se debe a que los CDEC consolidan y reportan la operación año a año de cada central en funcionamiento. Esto permite tener una buena calidad de la información general de los sistemas eléctricos.

Por otro lado, la información de procesos de cada tecnología (viz. figura 7 cuadros en líneas continuas) asume que la muestra considerada es válida y extrapolable para todas las centrales instaladas en Chile, de una misma tecnología. Esto podría no ser necesariamente válido puesto que la muestra seleccionada dependió de la calidad de la información que entregan los respectivos estudios y declaraciones de impacto ambiental, y no de la disponibilidad de los documentos en sí, dado que hoy el acceso al sistema está abierto y automatizado. Este es un punto relevante dado que en la medida que los proyectos sometidos a evaluación ambiental sean de mayor calidad en la entrega de información, ésta puede ser extraída y procesada para ejecutar una adecuada evaluación de impactos de ciclo de vida del proyecto. Mientras los proyectos presentados al sistema de evaluación ambiental no tengan los contenidos mínimos estandarizados requeridos para hacer una estimación de su desempeño ambiental, la calidad de los resultados dependerá de la disponibilidad de información contenida en los proyectos la cual suele ser heterogénea.

Tecnologías que están sub representadas en el presente estudio son las pequeñas centrales de pasada, motores diésel y centrales a partir de biogás, las cuales por contar con escasa información de los procesos no fue posible incluirlas en este estudio. En general las centrales eléctricas que cuentan con una potencia instalada bajo los 3 MW no están obligadas a presentar una declaración de impacto ambiental ante la autoridad, por lo que no se cuenta con datos para ellas. Dentro de este segmento caben las mini centrales hidráulicas y pequeños motores de combustión, entre otras. Esta carencia de datos es aún una brecha por cubrir, en la medida que exista datos de procesos representativos podrán ser incorporadas en el futuro.

Por otro lado, es necesario mencionar que dentro de las tecnologías consideradas, las centrales de co-generación de ácido y geotérmica, sólo cuentan con una central operativa a la fecha. Lo anterior implica que la información de proceso extraída de los proyectos presentados a evaluación ambiental, pudiera tener un alto grado de incertidumbre, al no contar con una mayor muestra de centrales. En Chile ambas tecnologías son relativamente nuevas y dentro de los proyectos actualmente aprobados ambientalmente sólo se cuenta con una central geotérmica adicional y ninguna otra de co-generación de ácido. De esta

forma, los resultados obtenidos de ambas tecnologías no serán necesariamente representativos de un completo y detallado inventario de ciclo de vida.

Relativo a los rangos de validez de los datos es importante destacar que el modelo abarca la totalidad de las potencias instaladas para las diferentes tecnologías actualmente disponibles en el país. Esto es necesario constantemente revisarlo puesto que podría haber proyectos de centrales que fueran de potencias instaladas superiores a las consideradas, quedando fuera del rango de validez del modelo. Esto implicaría que los recursos estimados para su construcción y operación podrían estar sub o sobre dimensionados. Considerando que este modelo es dinámico en el tiempo, requiere por lo tanto, que haya una continua revisión de los datos de entrada utilizados.

2. Aspectos metodológicos para el cálculo de los indicadores ambientales de las centrales eléctricas en Chile bajo la condición de conexión de los sistemas eléctricos.

La interconexión del SING y del SIC ejecutada durante el año 2017 requiere que la caracterización de las tecnologías de generación eléctrica sea representativa de la situación nacional, en virtud de mantener consistencia con los resultados históricos del perfil ambiental de cada matriz. Esto es relevante considerando que al sistema nacional el SING y el SIC contribuyen en diferente proporción, siendo el aporte del SING cercano al 25% y el restante proveniente del SIC. Esta diferencia, sumada a las diferencias en el desempeño específico de cada tecnología, es deseable que se reflejen en los resultados de la situación con interconexión.

Para las centrales de energías renovables se ajustó la potencia media instalada de las centrales en el año 2017, que representa el año de la interconexión SING-SIC. Además se estimó la potencia media de las centrales proyectadas al año 2050. Para esto se considera que al año 2050 las centrales renovables serán de un tamaño promedio entre el del año 2017, y el de las centrales sugeridas en el Programa de Obras de la CNE al año 2030 (CNE, 2016d).

Por su parte, para las centrales de combustión se supone el mismo procedimiento para la estimación del tamaño medio por central, y los parámetros operacionales de la fase de quema de combustible son proporcionales a la contribución del SING y del SIC al Sistema Eléctrico Nacional. Como se ha revisado en los capítulos previos, particularmente para la estimación de la eficiencia de conversión, se consideró la eficiencia promedio de los últimos 5 años en cada tecnología. Esto con el propósito de evitar sesgos estacionales. Los países proveedores de combustible se consideran que son los mismos del año 2015 por no contar con información futura de contratos de suministro.

Ya sea en las centrales de renovables y de combustión se supone que centrales podrían ingresar al sistema pero no se consideran salidas de centrales obsoletas. De esta forma se supone que las centrales se mantienen en el tiempo o son reemplazadas por otras de iguales características a las promedio estimadas.

Finalmente, los resultados se reportan sobre la base de 1 kWh de electricidad generada (1 kWh_E) y no se incluye el proceso de transmisión eléctrica. El detalle de los procedimientos de cálculo para cada tecnología se detalla a continuación.

2.1. Centrales hidroeléctricas de embalse

El inventario de ciclo de vida desarrollado para las centrales de embalse está en cierto grado relacionado a la potencia media de las centrales instaladas, como se analizó en el capítulo 4, de manera que la intensidad de los indicadores ambientales depende marginalmente de ésta.

Al año 2015 la potencia media instalada de las centrales de embalse correspondía a 368 MW y ubicadas exclusivamente en el SIC. Durante los años 2015 y 2017 no se registró el ingreso de más centrales de este tipo, por lo que la potencia media se mantuvo. Considerando que en el Plan de Obras de Generación, no se identifica la incorporación de nuevas centrales de embalse en ningún escenario analizado. De esta forma, al año 2017, durante la interconexión y hasta el año 2030, se estima que la potencia media de las centrales de embalse no se vería modificada. Este supuesto se hace extensivo hasta el año 2050, con el propósito de estimar el aporte a la carga ambiental de las centrales de embalse a la matriz nacional.

2.2. Centrales hidroeléctricas de pasada

La carga ambiental centrales de pasada están relacionadas linealmente con la potencia instalada, de modo que si una aumenta la otra aumenta en igual proporción. Estas centrales se encuentran tanto en el SING como el SIC, siendo en este último una contribución más relevante.

Durante el año 2015 la potencia media de las centrales de pasada en el SING fue de 5,33 MW y en el SIC representó 26 MW. Considerando estas centrales e incluyendo las centrales que al año 2016 se encuentran en construcción se estima una potencia promedio de 32 MW al año 2017. Adicionalmente, considerando los escenarios propuestos en el Plan de Obras, el tamaño promedio de las centrales de pasada proyectadas al año 2030 mantienen la potencia promedio de 32 MW. De esta forma, y al igual que para el caso de las centrales de embalse, se considera que al año 2050 las centrales promedio de pasada tendrán dicha potencia.

2.3. Centrales solares fotovoltaica

El perfil ambiental de las centrales solares FV se relaciona linealmente con la potencia, como se discutió previamente.

Estas centrales comenzaron a operar en el año 2012 tanto en el SING como en el SING, y sus potencias medias han ido en aumento debido a la gran cantidad de proyectos en carpeta. Al año 2015 estas centrales tenían una potencia media de 20 MW en el SING y de 23,3MW en el SIC.

De acuerdo a lo reportado como centrales en construcción, para el SING y SIC, la potencia promedio al año 2017, sería cercana a 39 MW aumentando considerablemente con respecto al 2015. Si se incluyen posteriormente, las centrales que se espera sean construidas al año 2030, para los diferentes escenarios analizados, la potencia promedio sería de 53 MW. Se asume que esta es la potencia promedio para las proyecciones al año 2050.

2.4. Centrales eólicas

La carga ambiental de las centrales eólicas, como las demás centrales renovables, son linealmente dependientes de la potencia instalada. Esta dependencia se debe a que la principal etapa aportante al perfil ambiental es la fase de construcción de la infraestructura.

Para el año 2015 las centrales eólicas en el SING y en el SIC tenían una potencia promedio de 47 MW y 90 MW, respectivamente. Al año 2017, que representa la interconexión de los sistemas, se calcula una potencia de 50 MW promedio, la cual incluye los proyectos que deberían estar operativos para ese año. Luego, considerando los proyectos eólicos recomendados para estar operativos al año 2030, las potencias promedios estimadas suben a 58 MW. De esta forma al año 2050 se asume que centrales de la misma capacidad instalada media estarían operando.

2.5. Central de geotérmica

Como se ha mencionado previamente, a la fecha del levantamiento de datos y procesamiento de éstos en el marco de la presente tesis, sólo había información disponible de 1 proyecto de central geotérmica en Chile. Esto implica que, al igual que para el caso de la central de co-generación de ácido (que no se considera como fuente de electricidad relevante a futuro), se cuenta con un perfil ambiental acotado para esta tecnología. A nivel internacional, en las bases de datos de ciclo de vida tampoco se encuentra disponible información para estos procesos, por lo que usando la limitada información existente, se desarrolló un perfil ambiental aproximado, en virtud de conservar la integridad de los escenarios y los resultados.

Adicionalmente, y dado que aún no se ha podido verificar el nivel de producción de electricidad de la central de Cerro Pabellón, no es posible actualizar estimación general del perfil ambiental, y los resultados estarán asociados directamente a la situación que se reporta en el proyecto presentado a evaluación ambiental.

En el informe del Plan de Obras no se identifica una nueva central geotérmica en construcción o indicada para ser incluida a la matriz. Por lo tanto en la proyección al año 2030 y al año 2050 se conservan las mismas características de potencia del proyecto de cerro Pabellón.

2.6. Centrales a biomasa

Al igual que en las centrales renovables, la operación y el desempeño ambiental de las centrales a biomasa, depende de la potencia y es linealmente dependiente a ésta, según el modelo parametrizado desarrollado.

La potencia promedio de las centrales a biomasa estimadas para el año 2015 fue de 15,8 MW, y en los proyectos en construcción no se identifican nuevas centrales para ingresar al año 2017. Por lo anterior, al año de la interconexión de los sistemas se mantuvo la misma potencia promedio. Asimismo, tampoco se evidencia el ingreso de nuevas centrales de biomasa al año 2030. De esta forma, se conservó la misma potencia promedio a lo largo de todo el período proyectado.

2.7. Centrales a diésel-fuel oil

El desempeño ambiental de las centrales a diésel está íntimamente relacionado con su etapa de operación, donde la conversión es un paso clave, como ya se mencionó en el capítulo 4.

Al año 2015 las centrales a diésel en el SING tenían una potencia instalada de 49 MW con una eficiencia de conversión de 28,1%, mientras en que el SIC estas cifras correspondieron a 28 MW y 35,2%, respectivamente.

Considerando las centrales en construcción reportadas, al año 2017 se estima una potencia promedio de las plantas a diésel de 31 MW. Luego, e incluyendo las centrales sugeridas al año 2030 la potencia promedio se mantiene en 31 MW. De esta forma, se supone que al año 2050 las centrales a diésel en el sistema eléctrico nacional mantendrán la misma potencia media instalada.

En cuanto a la eficiencia de conversión, tanto para la operación de las centrales al año 2017, 2030 y 2050, se asume una eficiencia equivalente a la eficiencia promedio simple de los últimos 5 años del SING y del SIC, la cual alcanza el 31,6%.

2.8. Centrales a carbón

Al igual que las centrales a diésel, las centrales a carbón dependen de la potencia instalada y de la eficiencia de conversión, siendo esta última un parámetro clave para la definición del perfil ambiental.

Al año 2015 las centrales a carbón tenían una potencia instalada promedio de 302 MW y 285 MW en el SING y el SIC, respectivamente. Para ese mismo año las eficiencias de conversión en el SING fue de 30,9% y en el SIC fue de 34,3%.

Considerando los proyectos en construcción e idealmente operativos al año 2017 se tiene que las centrales a carbón tendrían una potencia media de 294 MW y se consideró una eficiencia de conversión del 31,2% la cual representa la eficiencia promedio de los últimos 5 años del SING y del SIC.

Dado que en los escenarios analizados por la CNE no se identifica la inclusión de nuevas centrales a carbón al año 2030, se considera que a esa fecha y al 2050 la potencia promedio y la eficiencia de conversión promedio de las centrales serían equivalente a los valores del año 2017.

2.9. Centrales a gas natural

De igual forma que en las anteriores centrales térmicas fósiles, el desempeño ambiental de las centrales a gas natural depende principalmente de la eficiencia de conversión, y en menor medida de la potencia instalada.

Al año 2015 en el SING la potencia instalada promedio era de 528 MW y de 170 MW en el SIC. Por su parte la eficiencia de conversión calculada fue de 31,6% y de 40,9% en el SING y SIC, respectivamente.

De acuerdo a lo registrado como proyectos en construcción al año 2017 la potencia instalada media de las centrales a gas en el sistema nacional eléctrico sería de 231 MW y se consideró una eficiencia promedio de 40,8% que representa el promedio de los últimos 5 años de operación de las centrales en el SING y en el SIC. De la misma forma, e incluyendo los proyectos recomendados para construir, se estima que al año 2030 la potencia promedio de las centrales a gas sería de 250 MW, y se conserva la misma eficiencia de conversión del año 2017. Ambos parámetros se usan para proyectar la tecnología al año 2050.

A continuación se presenta una tabla resumen con las potencias instaladas medias y las eficiencias de conversión utilizadas en la estimación de la operación de las centrales a futuro, presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, a partir del año 2017.

Tabla A.3: Resumen de parámetros operacionales considerados para la proyección de las centrales promedio por tecnología, proyectadas al año 2050 en el SEN. Fuente: Plan de Obras Agosto 2016, CNE.

<i>Tecnología</i>	<i>Potencia promedio instalada (MW)</i>		<i>Eficiencia de conversión (%)</i>
	<i>2017-2030</i>	<i>2030-2050</i>	
<i>Centrales embalse</i>	368	368	-
<i>Centrales de pasada</i>	32	32	-
<i>Centrales solar FV</i>	39	53	-
<i>Centrales eólicas</i>	50	58	-
<i>Central geotérmica</i>	50	50	-
<i>Centrales biomasa</i>	15,8	15,8	-
<i>Centrales a diésel</i>	31	31	31,6
<i>Centrales a carbón</i>	294	294	31,2
<i>Centrales a gas natural</i>	231	250	40,8

Con los anteriores parámetros definidos es posible obtener los indicadores ambientales de las centrales las centrales entre los año 2017 al 2050 tal que sean representativas de un promedio de la tecnología instalada y operativa en el SEN, aplicadas a los escenarios presentados en el capítulo 6.

APÉNDICE B. ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DE LAS CENTRALES GENERADORAS EN CHILE ENTRE LOS AÑOS 1995-2015

Tabla B.1.- Países de procedencia y cantidad de carbón importado entre los años 2002-2015 193

Tabla B.2.- Países de procedencia y cantidad de diésel importado entre los años 2002-2015 194

Tabla B.3.- País de procedencia y cantidad de gas natural (gaseoso) importado entre los años 2002- 2015 196

Tabla B.4.- Países de procedencia y cantidad de gas natural (licuado) importado entre los años 2002- 2015 197

Tabla B.5: Potencia promedio anual de las plantas en el SING, por tecnología (MW). 198

Tabla B.6: Potencia promedio anual de las plantas en el SIC, por tecnología (MW). 199

Tabla B.7: Potencia promedio anual de las plantas en el SING+SIC, por tecnología (MW). 200

Tabla B.8.- Generación eléctrica por tecnología en el SING, entre los años 1995-2015 202

Tabla B.9.- Generación eléctrica por tecnología en el SIC, entre los años 1995-2015 203

Tabla B.10.- Generación eléctrica por tecnología a nivel nacional (SING+SIC), entre los años 1995-2015 204

Tabla B.11: Eficiencias de conversión de centrales térmicas en el SING y en el SIC entre los años 1995-2015. 205

Tabla B.12: Rango de resultados de las categorías de impacto ambiental cuantificadas por la metodología de impacto CML 2000, para las diferentes tecnologías presentes en el SING y SIC entre los años 1995-2015. 206

Gráfico B.1: Resultados del perfil ambiental de las centrales de embalse en Chile entre los años 1995-2015 207

Gráfico B.2: Resultados del perfil ambiental de las centrales de pasada en Chile entre los años 1995-2015 209

Gráfico B.3: Resultados del perfil ambiental de las centrales solares FV en Chile entre los años 2012-2015 211

Gráfico B.4: Resultados del perfil ambiental de las centrales eólicas en Chile entre los años 2009-2015 213

Gráfico B.5: Resultados del perfil ambiental de las centrales de co-generación a partir de biomasa en Chile entre los años 1995-2015 215

Gráfico B.6: Resultados del perfil ambiental de las centrales de co-generación de ácido sulfúrico en Chile entre los años 1995-2015 217

Gráfico B.7: Resultados del perfil ambiental de las centrales a carbón en Chile entre los años 1995-2015 219

Gráfico B.8: Resultados del perfil ambiental de las centrales a diésel en Chile entre los años 1995-2015 221

Gráfico B.9: Resultados del perfil ambiental de las centrales a gas natural en Chile entre los años 1998-2015 223

Gráfico B.10: Comparación de indicadores ambientales con resultados reportados en literatura. a.- agotamiento de la capa de ozono, b.- oxidación fotoquímica, c.- potencial de calentamiento global, d.- potencial de acidificación, e.- potencial de eutrofización, f.- ecotoxicidad en agua fresca, g.- ecotoxicidad marina, h.- ecotoxicidad terrestre.

225

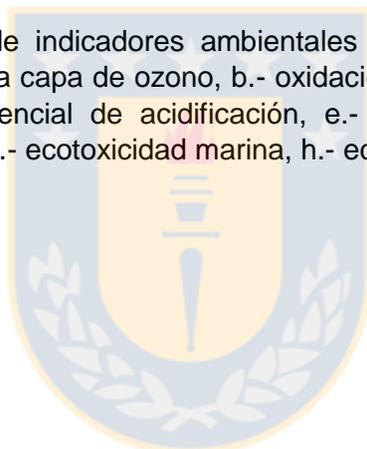


Tabla B.1.- Países de procedencia y cantidad de carbón importado entre los años 2002-2015 (ton/año). Fuente: Aduanas de Chile.

País de origen	Distancia (km)	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Colombia	6,500	31,853	568,572	721,622	523,713	334,131	2,003,911
EEUU	9,300	0	110,257	102,996	0	20,000	136,653
Australia	13,000	540,691	523,191	854,663	453,095	1,164,932	806,731
Argentina	5,441	0	10,415	91,230	24,300	119,027	48,305
NZ	25,665	132,955	137,167	73,539	220,430	356,078	174,820
Canadá	13,800	214,013	320,292	90,201	225,987	424,224	431,409
Indonesia	24,094	617,596	202,073	563,956	313,838	377,724	109,703
Inglaterra	17,173	0	0	0	0	0	0
Total importado (ton/año)		1,537,109	1,871,967	2,498,206	1,761,362	2,796,116	3,711,531
<i>Distancia ponderada (km)</i>		13,772	16,223	14,593	15,876	18,546	16,108

Continuación

País de origen	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Colombia	4,142,817	3,875,931	3,538,502	3,760,211	4,911,770	7,514,132	5,957,556	3,352,579
EEUU	594,388	404,791	842,357	2,206,111	3,263,031	2,237,603	2,514,639	2,335,336
Australia	185,054	99,396	582,456	528,825	203,031	589,078	485,086	1,163,607
Argentina	54,374	50,991	13,603	2,931	77,355	28,877	0	0
NZ	95,344	45,320	0	0	0	0	63,685	125,640
Canadá	115,431	45,075	44,628	11	0	71,645	60,038	0
Indonesia	0	0	0	70,123	0	0	0	0
Inglaterra	0	0	0	0	4	0	0	0
Total importado (ton/año)	5,187,409	4,521,503	5,021,546	6,568,212	8,455,191	10,441,335	9,081,005	6,977,163
<i>Distancia ponderada (km)</i>	12,891	12,764	13,240	11,342	10,394	12,125	11,689	12,782

Tabla B.2.- Países de procedencia y cantidad de diésel importado entre los años 2002-2015. Fuente: Aduanas de Chile.

País de origen	Distancia (km)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Colombia	6,500	29,730	0	0	0	0	0	0
Argentina	5,441	115,990	156,843	234,083	21,814	1,498	0	0
EEUU	9,300	148,388	73,304	576,803	1,273,732	1,251,293	1,765,052	2,894,626
Surinam	9,117	15,168	39,422	22,975	0	0	0	0
Corea del sur	30,483	106,177	229,760	152,086	256,211	788,608	2,313,594	1,357,079
Corea del Norte	31,115	29,268	0	0	0	0	0	0
Letonia	19,855	60,022	0	0	0	0	0	0
Rusia	17,981	57,533	0	0	0	0	0	0
Venezuela	6,941	0	37,104	91,869	32,036	95,380	0	0
Estonia	20,218	0	21,926	0	0	0	0	0
Taiwán	28,502	0	70,738	0	0	0	0	0
Holanda	17,969	0	7,699	0	0	59,274	38,798	9
Brasil	7,070	0	0	30,873	0	0	0	0
Canadá	13,800	0	2	12,668	45,740	36,083	291,804	19,796
Japón	30,889	0	0	0	0	32,650	247,714	709,504
Singapur	25,090	0	0	0	0	0	110,155	0
Bélgica	17,799	0	0	0	0	0	40,659	0
Perú	2,659	0	0	0	0	0	0	26,336
España	15,491	0	0	0	0	0	0	0
Alemania	18,421	0	0	1	0	2	5	9
Panamá	5,337	0	10	0	0	0	0	0
Bolivia	0	0	0	0	0	0	0	0
Ecuador	3,991	0	6	0	0	0	0	0
Noruega	19,077	0	0	0	0	0	0	0
China	29,519	0	0	0	0	0	0	0
Rep. Dominicana	7,545	0	0	0	0	0	0	0
México	8,713	0	0	29,007	0	0	0	0
Total importado (ton/año)		562,276	636,812	1,150,365	1,629,532	2,264,789	4,807,782	5,007,359
<i>Distancia ponderada (km)</i>		<i>15,502</i>	<i>18,457</i>	<i>11,098</i>	<i>12,659</i>	<i>17,184</i>	<i>21,383</i>	<i>18,083</i>

Continuación.

País de origen	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Colombia	0	0	0	0	0	0	0
Argentina	0	0	0	0	0	0	0
EEUU	2,475,287	1,660,832	3,494,928	4,378,822	4,349,961	4,276,798	3,139,696
Surinam	0	0	0	0	0	0	0
Corea del sur	1,183,008	1,603,219	168,813	44,603	31,112	29,070	41,079
Corea del Norte	0	0	0	0	0	0	0
Letonia	0	0	0	0	0	0	0
Rusia	0	0	0	0	0	0	0
Venezuela	0	0	0	0	0	0	0
Estonia	0	0	0	0	0	0	0
Taiwán	0	0	0	0	0	0	0
Holanda	0	134	0	0	0	0	0
Brasil	24	0	0	0	0	48	0
Canadá	96,503	0	41,681	0	0	0	0
Japón	477,041	1,284,924	362,067	84,962	0	74,275	366,346
Singapur	0	0	0	0	0	0	0
Bélgica	0	0	0	0	0	0	0
Perú	0	0	0	0	0	0	0
España	9	0	0	2	0	0	0
Alemania	1	13	4	0	1	2	0
Panamá	0	24	0	30	0	32	7
Bolivia	0	0	500	0	0	0	0
Ecuador	0	0	0	21	0	0	19
Noruega	0	0	0	16	0	0	0
China	0	0	0	0	596	0	2,731
Rep. Dominicana	0	0	0	0	0	0	22
México	0	0	0	0	0	0	0
Total importado	4,231,874	4,549,144	4,067,993	4,508,455	4,381,671	4,380,223	3,549,900
(ton/año)							
<i>Distancia ponderada</i>	<i>17,758</i>	<i>22,864</i>	<i>12,146</i>	<i>9,916</i>	<i>9,453</i>	<i>9,807</i>	<i>11,789</i>
<i>(km)</i>							

Tabla B.3.- Países de procedencia y cantidad de gas natural licuado importado entre los años 2009-2015. Fuente: Aduanas de Chile.

País de origen	Distancia (km)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Guinea	13.504	0	796.105	927.677	248.681	0	0	0
Egipto	20.131	0	264.257	78.133	151.323	0	0	0
Argelia	16.292	0	117.502	0	0	0	0	0
Guinea Ecuatorial	16.227	236.593	122.639	0	0	0	57.807	127.240
Trinidad y Tobago	8.059	111.677	461.136	851.352	2.002.042	231.264	2.417.404	2.076.342
Qatar	22.740	58.436	176.435	426.589	0	120.644	55.794	0
Yemen	20.712	0	129.074	327.941	227.828	296.504	0	0
Perú	2.659	0	0	0	0	0	0	0
Noruega	19.077	0	0	0	53.835	0	35.888	76.470
EEUU	9.300	0	0	54.247	0	0	55.512	0
Indonesia	24.094	0	0	59.057	0	0	0	0
Total importado		406.706	2.067.148	2.724.995	2.683.711	648.412	2.622.404	2.280.052
Distancia ponderada (km)		14.920	14.695	14.452	10.539	16.576	8.728	8.884

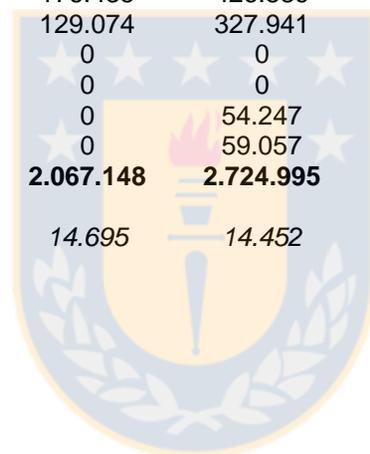


Tabla B.4.- Países de procedencia y cantidad de gas natural importado entre los años 2002-2015 (ton/año). Fuente: Aduanas de Chile.

País de origen	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Argentina	3,071,657	3,645,657	4,226,135	3,650,214	3,142,332	1,886,508	883,120

Continuación

País de origen	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Argentina	810,722	380,173	208,874	33,534	19,891	5,105	1,698



Tabla B.5: Potencia promedio anual de las plantas en el SING, por tecnología (MW). Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

Tecnología	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Hidro pasada</i>	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<i>Diesel-FO</i>	412	415	391	415	415	303	303	303	311	266	266
<i>Carbón</i>	731	731	872	1.047	1.205	1.205	1.205	1.205	1.205	1.205	1.205
<i>Gas natural</i>	0	0	0	0	1.004	1.519	1.919	2.112	2.112	2.112	2.112
<i>Co-generación</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar Fotovoltáica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Eólica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Potencia Total	1.157	1.159	1.277	1.476	2.638	3.041	3.441	3.634	3.641	3.597	3.596

Continuación

Tecnología	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Hidro pasada</i>	13	13	13	13	15	15	15	15	15	16
<i>Diesel-FO</i>	266	272	255	358	358	358	358	333	336	336
<i>Carbón</i>	1.205	1.205	1.214	1.216	1.216	2.100	2.100	2.100	2.100	2.121
<i>Gas natural</i>	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	2.112	1.469	1.469
<i>Co-generación</i>	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18
<i>Solar Fotovoltáica</i>	0	0	0	0	0	0	1	1	25	104
<i>Eólica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90
Potencia Total	3.597	3.602	3.594	3.699	3.701	4.585	4.604	4.580	4.053	4.154

Tabla B.6: Potencia promedio anual de las plantas en el SIC, por tecnología (MW). Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

Tecnología	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<i>Hidro pasada</i>	940	977	1.037	1.216	1.229	1.355	1.355	1.384	1.390	1.390	1.390	1.297
<i>Hidro Embalse</i>	2.561	3.028	3.028	3.028	3.028	3.028	3.028	3.028	3.028	3.718	3.718	3.402
<i>Diesel-FO</i>	106	106	358	156	644	644	206	231	231	231	332	539
<i>Carbón+ petcoke</i>	786	940	940	965	915	915	78	915	915	915	915	915
<i>Biomasa</i>	17	45	45	45	45	45	45	45	58	125	125	125
<i>Gas natural</i>	0	0	379	1.273	1.273	1.362	1.362	1.470	1.720	1.873	2.209	2.181
<i>Eólicas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Geotérmicas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Fotovoltaica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Potencia Total	4.410	5.096	5.787	6.683	7.134	7.348	6.073	7.072	7.342	8.251	8.689	8.458

Continuación

Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Hidro pasada</i>	1.809	1.894	1.919	1.954	2.438	2.517	2.565	2.963	3.069
<i>Hidro Embalse</i>	3.402	3.402	3.402	3.402	3.402	3.402	3.402	3.402	3.402
<i>Diesel-FO</i>	702	898	2.055	2.266	2.355	2.335	2.346	2.354	2.476
<i>Carbón+ petcoke</i>	992	992	1.148	1.555	1.500	2.197	2.492	2.492	2.646
<i>Biomasa</i>	132	178	185	187	208	316	374	457	506
<i>Gas natural</i>	2.584	2.748	2.730	2.772	2.772	2.777	2.823	2.823	2.705
<i>Eólicas</i>	18	18	82	166	196	196	293	645	820
<i>Geotérmicas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	65
<i>Solar</i>	0	0	0	0	0	0	7	197	444
<i>Fotovoltaica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Potencia Total	9.639	10.130	11.521	12.302	12.870	13.740	14.302	15.333	16.131

Tabla B.7.- Potencias instaladas promedio de cada tecnología disponible en el SING y SIC entre los años 1995-2015. Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

Potencias Instaladas promedio (MW/año)	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Hidro pasada											
SING	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
SIC	44	43	42	47	48	49	49	48	48	48	48
Embalse											
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	321	337	337	337	337	337	337	337	337	373	373
Eólicas											
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar FV											
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa											
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	6	7	7	7	7	7	7	7	8	15	15
Gas natural											
SING	0	0	0	0	502	380	480	528	528	528	528
SIC	0	0	0	374	374	248	248	220	250	250	227
Diésel											
SING	77	64	60	55	52	46	54	46	47	40	40
SIC	59	59	59	59	59	59	59	52	52	43	50
Carbón											
SING	244	244	291	349	301	301	301	301	301	301	301
SIC	155	193	193	169	200	200	200	200	200	200	200

Continuación.

Potencias Instaladas promedio (MW/año)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidro pasada										
SING	13	13	13	13	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	5,3
SIC	48	44	41	38	32	34	30	28	26	26
Embalse										
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	373	373	373	373	373	373	373	373	368	368
Eólicas										
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90
SIC	0	0	0	27	33	31	31	35	45	47
Solar FV										
SING	0	0	0	0	0	0	1,4	1,4	8,3	19,9
SIC	0	0	0	0	0	0	1,1	1,4	16,4	23,3
Biomasa										
SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIC	15	17	18	19	17	16	16	16	16	16
Gas natural										
SING	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
SIC	227	210	233	216	221	204	190	190	190	170
Diésel										
SING	40	47	47	48	49	56	56	49	49	49
SIC	46	26	25	32	32	28	28	28	28	28
Carbón										
SING	301	301	304	304	304	300	300	299	299	302
SIC	200	200	200	200	237	237	268	268	268	285

Tabla B.8.- Generación eléctrica por tecnología en el SING, entre los años 1995-2015. Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

SING	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Hidro pasada</i>	36	35	42	35	46	43	53	54	51	51	45
<i>Diésel-Fuel Oil</i>	660	480	375	310	475	163	91	37	23	66	23
<i>Carbón</i>	3.708	5.021	5.961	6.998	7.499	5.185	2.858	3.819	3.052	4.614	4.547
<i>Gas natural</i>	0	0	0	0	851	3.920	6.838	6.777	8.284	7.589	8.027
<i>Co-gen ácido</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar FV</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Eólicas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de electricidad generada (GWh/año)	4.404	5.536	6.378	7.343	8.872	9.311	9.841	10.687	11.410	12.320	12.642

Continuación

SING	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Hidro pasada</i>	55	53	53	62	60	71	81	78	81	84
<i>Diésel-Fuel Oil</i>	144	2.373	4.352	455	463	341	464	1.324	1.308	1.507
<i>Carbón</i>	6.606	8.218	8.490	8.440	8.734	11.092	13.900	14.100	14.075	14.176
<i>Gas natural</i>	6.416	3.287	1.443	5.951	5.845	4.385	2.285	1.608	1.809	2.294
<i>Co-gen ácido</i>	0	0	0	0	0	0	25	121	122	134
<i>Solar FV</i>	0	0	0	0	0	0	0	5	91	378
<i>Eólicas</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	215	232
Total de electricidad generada (GWh/año)	13.221	13.931	14.338	14.907	15.102	15.889	16.756	17.235	17.486	18.573

Tabla B.9.- Generación eléctrica por tecnología en el SIC, entre los años 1995-2015. Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

SIC	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Hidro pasada</i>	5.164	4.336	4.871	6.537	4.862	6.283	7.071	7.858	7.637	8.251	10.628
<i>Embalse</i>	12.481	11.745	13.210	8.593	7.941	12.216	13.972	14.682	14.223	12.638	14.801
<i>Diésel-Fuel Oil</i>	6	280	735	405	1.597	181	1	1	1	146	1.091
<i>Carbón+petcoke</i>	3.121	5.830	4.395	5.460	5.546	4.245	3.399	3.084	4.287	4.812	4.266
<i>Biomasa</i>	0	233	701	813	915	613	388	374	460	661	518
<i>Gas natural</i>	0	0	42	3.779	6.061	6.039	5.942	5.989	7.852	9.837	6.654
<i>Eólica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Geotérmica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar FV</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de electricidad generada (GWh/año)	20.773	22.423	23.954	25.586	26.920	29.577	30.773	31.987	34.460	36.345	37.958

Continuación

SIC	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Hidro pasada</i>	7.995	7.681	8.245	10.571	8.040	9.611	9.798	8.755	10.377	12.199
<i>Embalse</i>	20.068	14.541	15.312	13.921	11.419	11.004	10.308	9.022	13.092	11.616
<i>Diésel-Fuel Oil</i>	459	9.287	9.006	940	4.601	3.705	1.902	1.292	667	1.355
<i>Carbón+petcoke</i>	5.486	6.690	6.805	7.185	8.863	10.347	12.979	17.449	14.816	14.437
<i>Biomasa</i>	577	769	813	968	829	936	1.501	1.900	2.511	1.931
<i>Gas natural</i>	5.756	2.331	1.363	8.087	7.388	10.216	12.075	10.046	9.209	8.513
<i>Eólica</i>	0	0	31	61	325	325	387	547	1.210	1.871
<i>Geotérmica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar FV</i>	0	0	0	0	0	0	0	3	373	995
Total de electricidad generada (GWh/año)	40.341	41.300	41.574	41.733	41.465	46.143	48.950	49.014	52.255	52.917

Tabla B.10.- Generación eléctrica por tecnología a nivel nacional (SING+SIC), entre los años 1995-2015. Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

SING+SIC (nacional)	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Hidro pasada</i>	5.200	4.371	4.913	6.572	4.908	6.326	7.124	7.912	7.688	8.302	10.673
<i>Embalse</i>	12.481	11.745	13.210	8.593	7.941	12.216	13.972	14.682	14.223	12.638	14.801
<i>Diésel-Fuel Oil</i>	666	760	1.110	715	2.072	344	92	37	24	213	1.113
<i>Carbón+petcoke</i>	6.829	10.851	10.356	12.458	13.045	9.430	6.257	6.903	7.339	9.426	8.813
<i>Biomasa</i>	0	233	701	813	915	613	388	374	460	661	518
<i>Gas natural</i>	0	0	42	3.779	6.912	9.959	12.780	12.766	16.136	17.426	14.681
<i>Eólica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Geotérmica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar FV</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Co generación a partir de ácido</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de electricidad generada (GWh/año)	25.177	27.959	30.332	32.929	35.792	38.888	40.613	42.674	45.870	48.665	50.600

Continuación

SING+SIC (nacional)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Hidro pasada</i>	8.050	7.734	8.298	10.633	8.100	9.682	9.879	8.833	10.458	12.283
<i>Embalse</i>	20.068	14.541	15.312	13.921	11.419	11.004	10.308	9.022	13.092	11.616
<i>Diésel-Fuel Oil</i>	603	11.661	13.358	1.395	5.064	4.046	2.366	2.616	1.975	2.862
<i>Carbón+petcoke</i>	12.091	14.908	15.295	15.625	17.598	21.439	26.879	31.549	28.891	28.613
<i>Biomasa</i>	577	769	813	968	829	936	1.501	1.900	2.511	1.931
<i>Gas natural</i>	12.173	5.618	2.805	14.038	13.233	14.601	14.359	11.654	11.018	10.807
<i>Eólica</i>	0	0	31	61	325	325	387	547	1.425	2.103
<i>Geotérmica</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Solar FV</i>	0	0	0	0	0	0	0	8	464	1.373
<i>Co generación a partir de ácido</i>	0	0	0	0	0	0	25	121	122	134
Total de electricidad generada (GWh/año)	53.562	55.231	55.912	56.640	56.567	62.032	65.706	66.249	69.957	71.722

Tabla B.11: Eficiencias de conversión de centrales térmicas en el SING y en el SIC entre los años 1995-2015 (%). Fuente: Centro Económico de Despacho de Carga SING y SIC.

Sistema/Tecnología	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
SING										
<i>Carbón</i>	-	33,7	32,8	34,3	34,4	35,0	36,1	33,9	35,8	31,5
<i>Diésel-FO</i>	-	29,4	29,6	29,8	26,3	27,6	28,0	31,8	33,1	29,0
<i>GN</i>	-	-	-	-	44,6	43,3	44,6	45,7	45,9	45,1
SIC										
<i>Carbón</i>	28,8	35,5	32,1	29,6	29,8	32,9	31,2	30,1	34,1	28,8
<i>Diésel-FO</i>	21,5	29,1	27,1	23,0	27,0	25,7	17,2	12,9	13,7	30,2
<i>GN</i>	-	-	20,5	42,2	41,2	46,2	46,2	36,9	41,3	41,0
<i>Petcoke</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,4

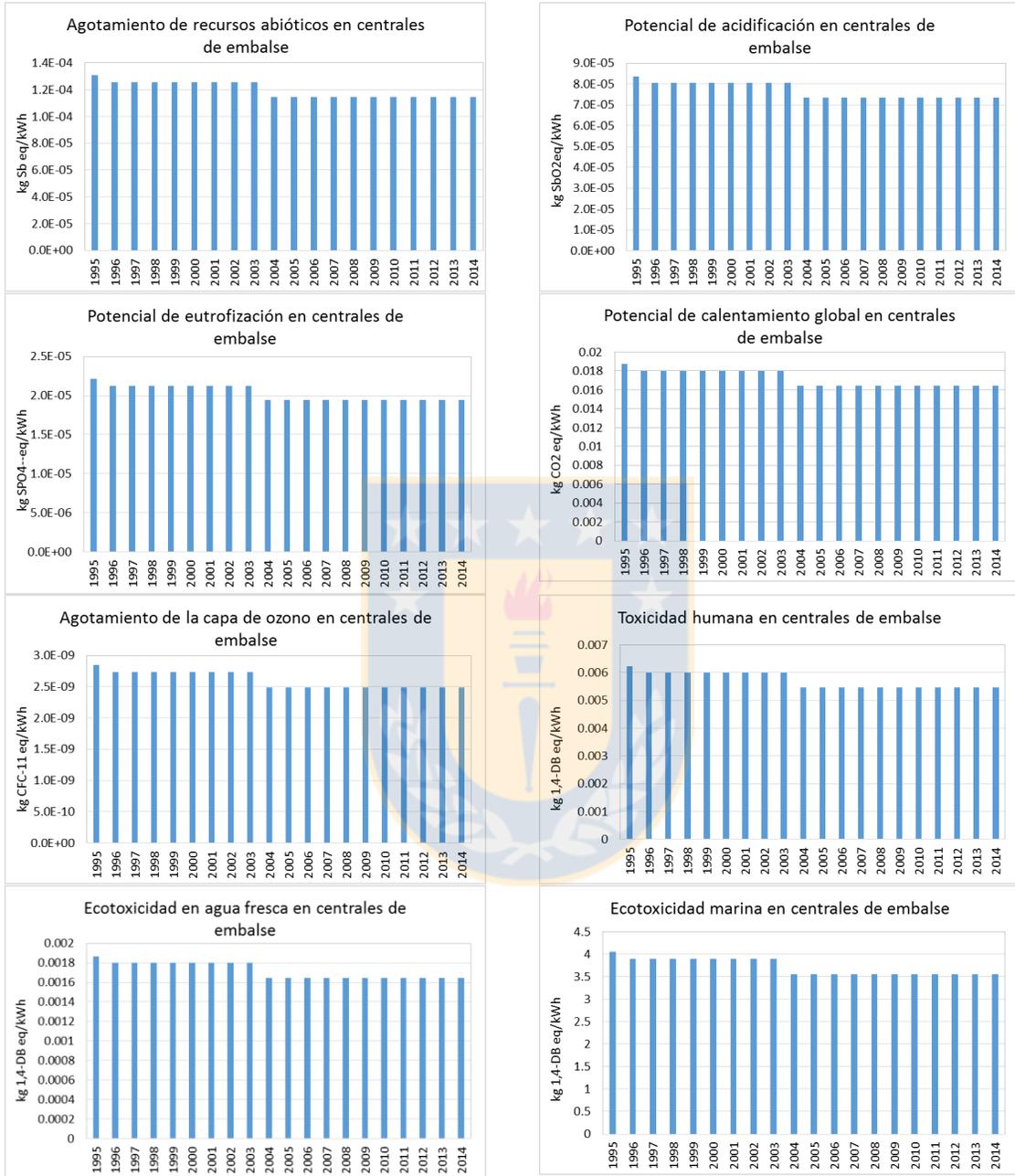
Continuación

Sistema/Tecnología	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SING											
<i>Carbón</i>	31,8	32,9	31,3	30,4	30,1	29,9	32,6	30,8	31,5	28,2	30,9
<i>Diésel-FO</i>	31,1	28,5	33,8	30,3	33,8	30,7	31,8	31,0	30,4	23,7	28,1
<i>GN</i>	45,9	46,0	46,8	51,6	44,8	44,3	44,7	44,6	40,8	34,1	31,6
SIC											
<i>Carbón</i>	29,1	31,5	30,2	27,0	27,6	32,2	29,7	36,7	32,6	34,4	34,3
<i>Diésel-FO</i>	35,5	24,6	32,4	32,4	33,1	32,3	31,0	35,9	34,2	35,2	35,2
<i>GN</i>	38,9	32,5	38,3	39,4	33,7	37,8	36,4	45,2	40,4	41,6	40,9
<i>Petcoke</i>	25,4	27,3	27,3	27,5	28,3	25,2	30,5	32,2	32,8	32,5	32,5

Tabla B.12: Rango de resultados de las categorías de impacto ambiental cuantificadas por la metodología de impacto CML 2000, para las diferentes tecnologías presentes en el SING y SIC entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.

Unidad Factor de amplificación	Agotamiento de recursos abióticos	Potencial de acidificación	Potencial de eutrofización	Potencial de calentamiento global	Agotamiento de la capa de ozono	Toxicidad humana	Ecotoxicidad acuática	Ecotoxicidad marina	Ecotoxicidad terrestre	Potencial de oxidación fotoquímica
	kg Sb _{eq} /kWh	kg SO _{2 eq} /kWh	kg PO ₄ ⁻⁻⁻ eq/kWh	kg CO ₂ eq/kWh	kg CFC-11 eq/kWh	kg 1,4-DB eq/kWh	kg 1,4-DB eq/kWh	kg 1,4-DB eq/kWh	kg 1,4-DB eq/kWh	kg C ₂ H ₄ eq/kWh
SING	*10 ⁻⁶	*10 ⁻⁵	*10 ⁻⁴	*10 ⁻⁴	*10 ⁻¹⁰	*10 ⁻³	*10 ⁻³	-	*10 ⁻⁶	*10 ⁻⁶
<i>Pasada</i>	1,0	0,1	0,1	1,4	0,1	1,6	0,6	0,7	2,9	0,04
<i>Solar FV</i>	795	45	1,5	1.177	176	109	37	53	448	19
<i>Eólicas</i>	248	16	1,1	882	25	15	7,2	10,5	71,1	7,6
<i>Geotérmica</i>	41,2	6,7	0,2	65,2	8,1	1,6	0,4	1,0	10,7	1,5
<i>Co-gen.</i>	7.327	3.534	134 - 184	1.011	757 - 1.040	4.713	4.061	9.335	4.826	1.412
<i>Ácido</i>	10.060	4.852		1.388		6.470	5.575	12.820	6.626	1.939
<i>Diésel-FO</i>	1.191	467 - 668	11 - 15	8.790	235 - 339	35 - 51	5 - 8	20 - 28	343 - 490	217 - 309
	1.712			12.560						
<i>Carbón</i>	6.631	407 - 1.299	2.995	9.721	49 - 105	54.186	21.165	22.256	60.327	74 - 440
	8.217		3.793	11.770		68.893	26.606	27.710	75.733	
<i>Gas natural</i>	5.439			3.471						
	9.719	96 - 137	2 - 4	6.520	440 - 999	52 - 74	11 - 21	43 - 63	257 - 505	49 - 70
SIC										
<i>Embalse</i>	115 - 131	7 - 8	0,2	164 - 187	25 - 28	6	2	4	35 - 40	2 - 3
<i>Pasada</i>	1,0	0,1	0,1	1,4	0,1	1,6	0,6	0,7	2,9	0,04
<i>Solar FV</i>	811	46	1,6	1.201	180	111	37	54	455	19
<i>Eólicas</i>	250	16,0	1,1	885	25	15	7	11	72	8
<i>Biomasa</i>	962	1.621	521	2.144	141	207	125	156	1.055	770
<i>Diésel-FO</i>	1.127	657 - 1.871	16 - 44	8.373	223 - 644	40 - 123	49 - 155	19 - 57	157 - 480	205 - 585
	3.274			23.540						
<i>Carbón</i>	5.936	265 - 1.896	1.430	9.186	46 - 123	8.610	3.826	4.043	40.427	63 - 67
	9.482		1.947	12.620		11.703	5.372	5.674	56.674	
<i>Gas natural</i>	6.080			3.888						
	10.560	97 - 154	2,4 - 4,1	7.231	437 - 1.336	52 - 91	12 - 23	42 - 83	282 - 543	49 - 77

Gráfico B.1. Perfil Ambiental de las centrales de embalse en Chile entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.



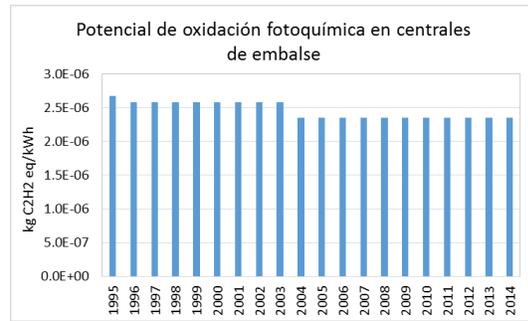
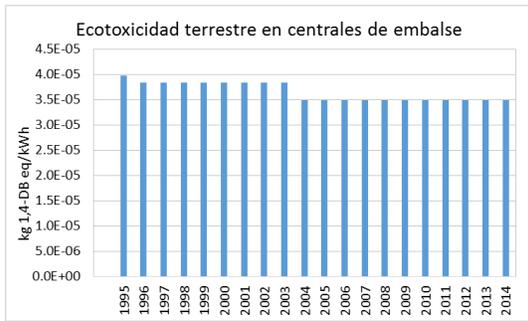
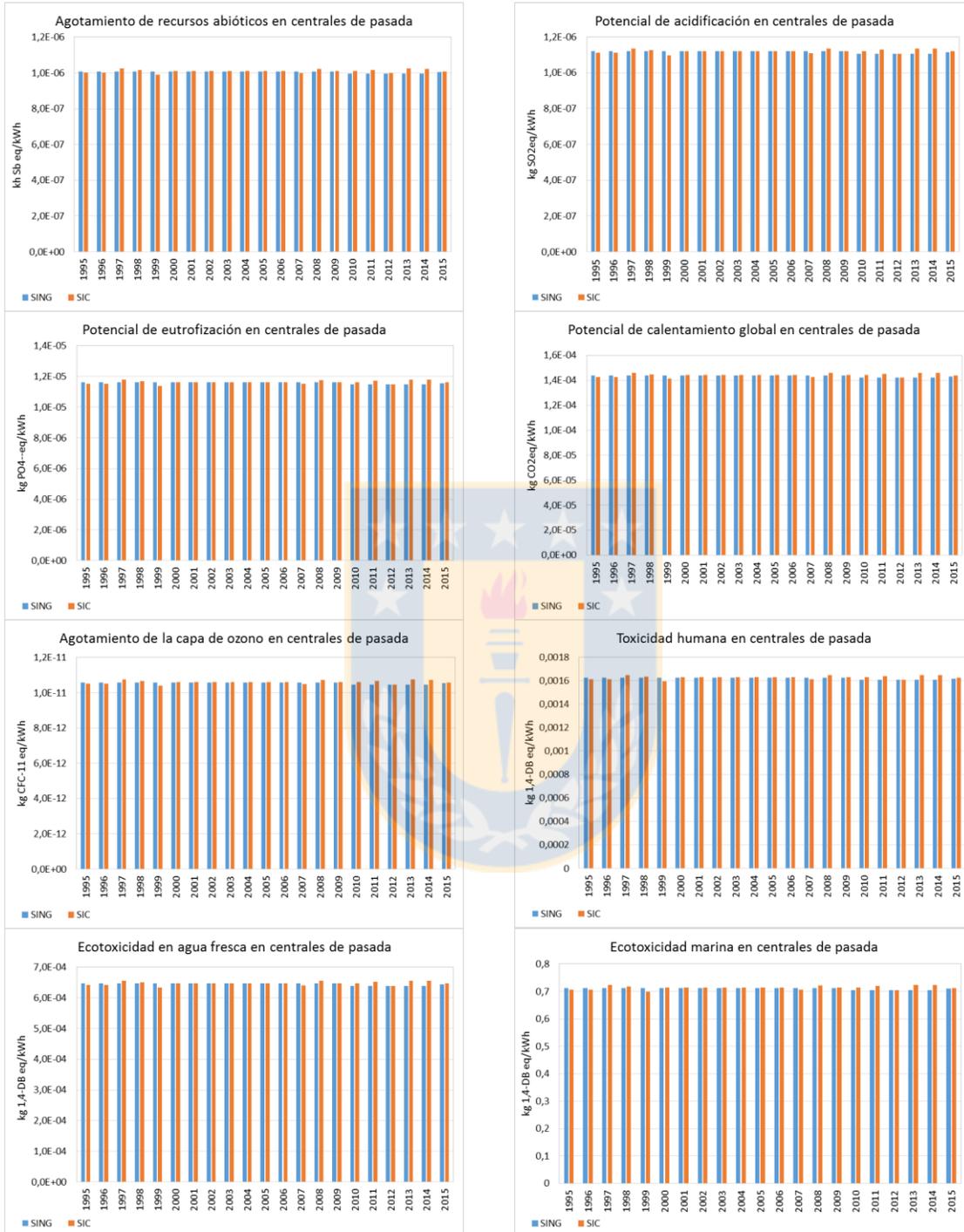


Gráfico B.2: Resultados del perfil ambiental de las centrales de pasada en Chile entre los años 1995-2015



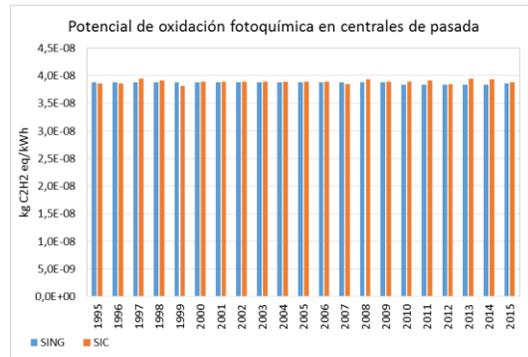
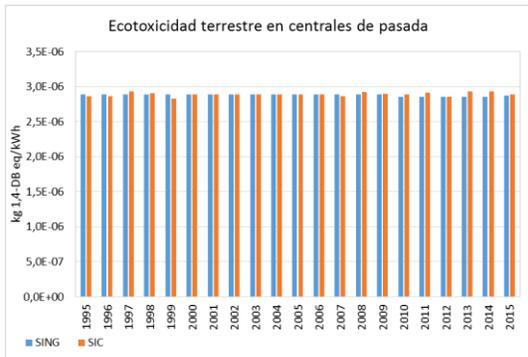


Gráfico B.3: Resultados del perfil ambiental de las centrales solares FV en Chile entre los años 2012-2015. Fuente: elaboración propia.



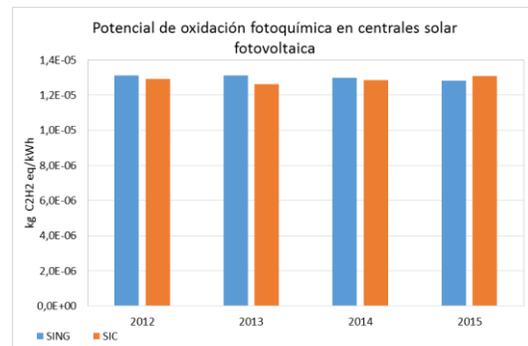
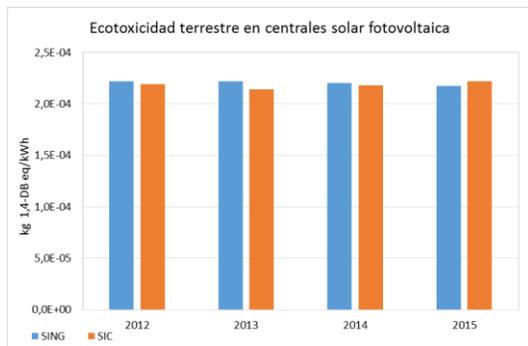
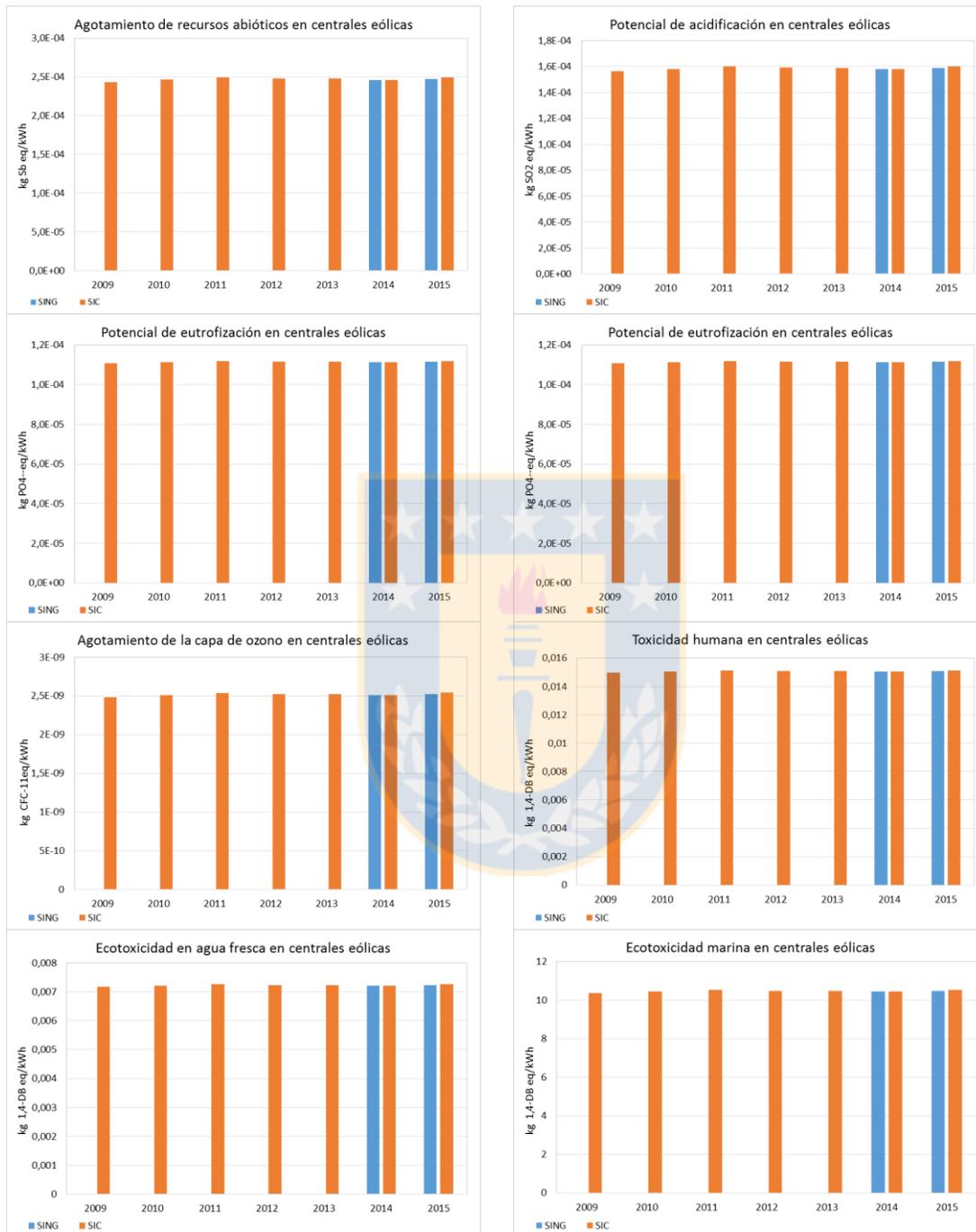


Gráfico B.4: Resultados del perfil ambiental de las centrales eólicas en Chile entre los años 2009-2015. Fuente: elaboración propia.



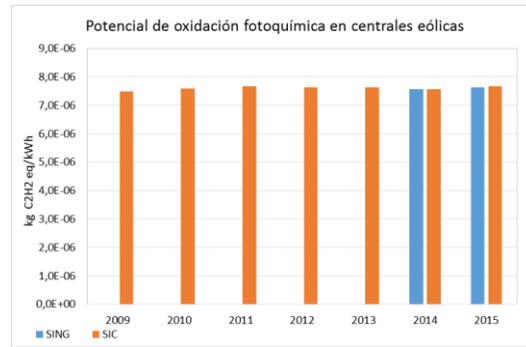
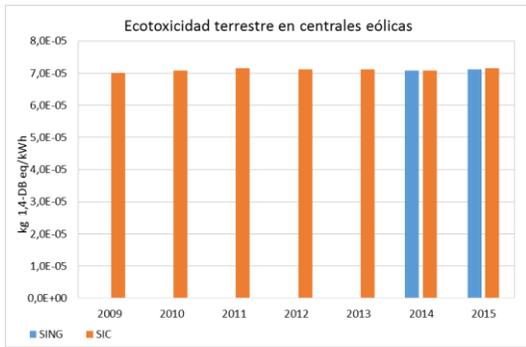
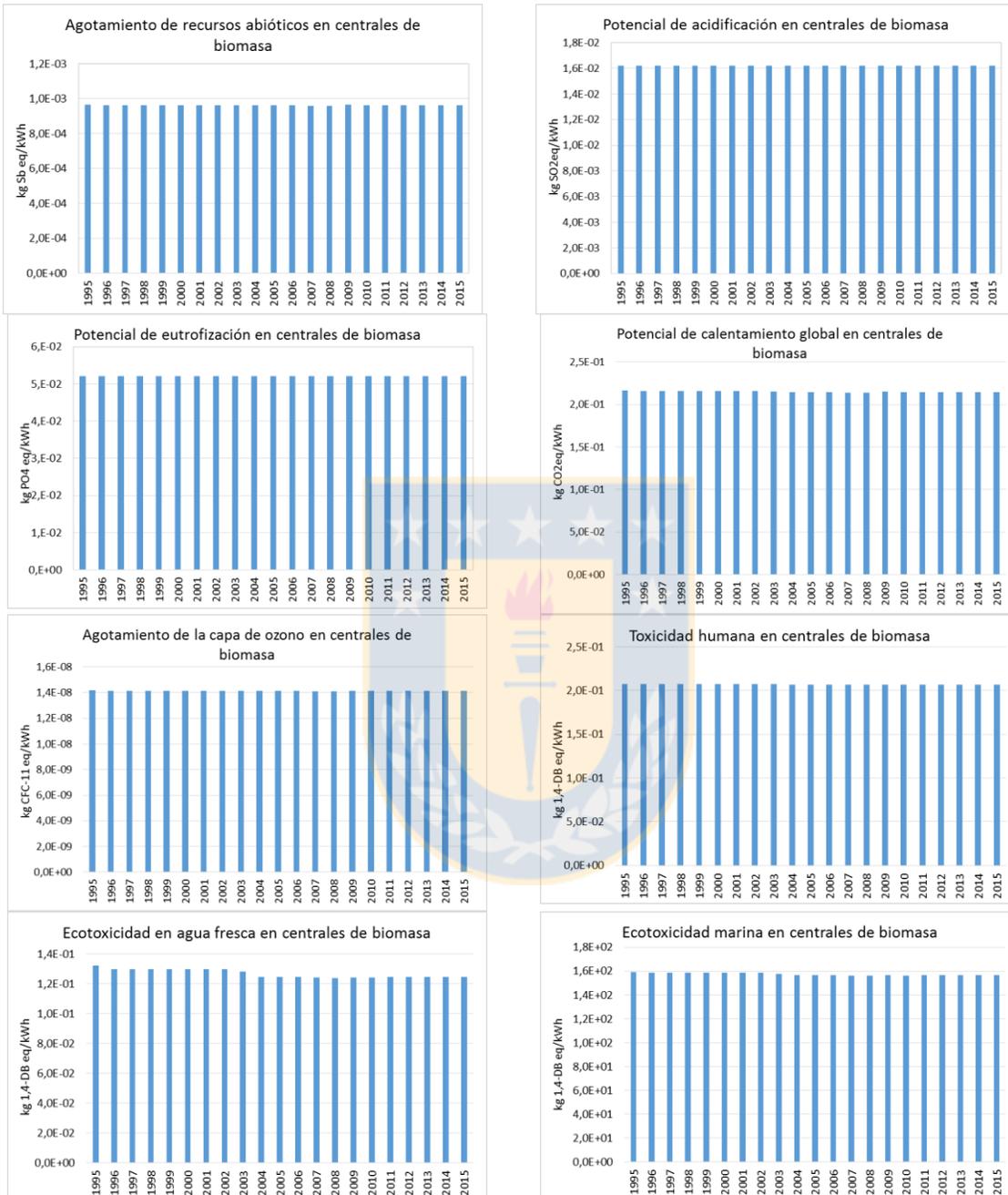


Gráfico B.5: Resultados del perfil ambiental de las centrales de co-generación a partir de biomasa en Chile entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.



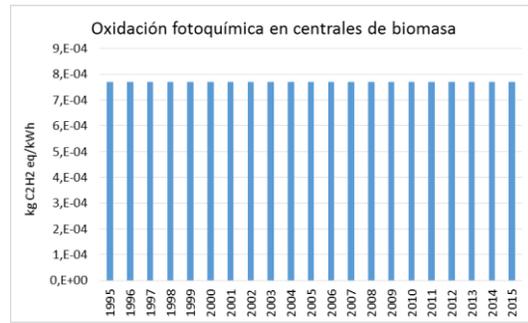
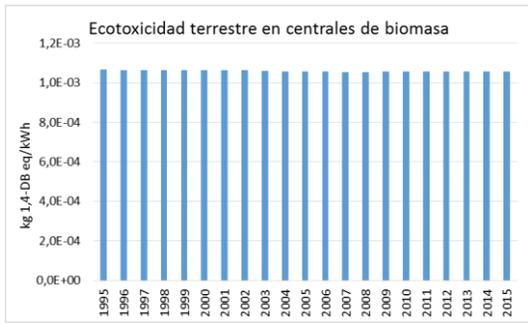
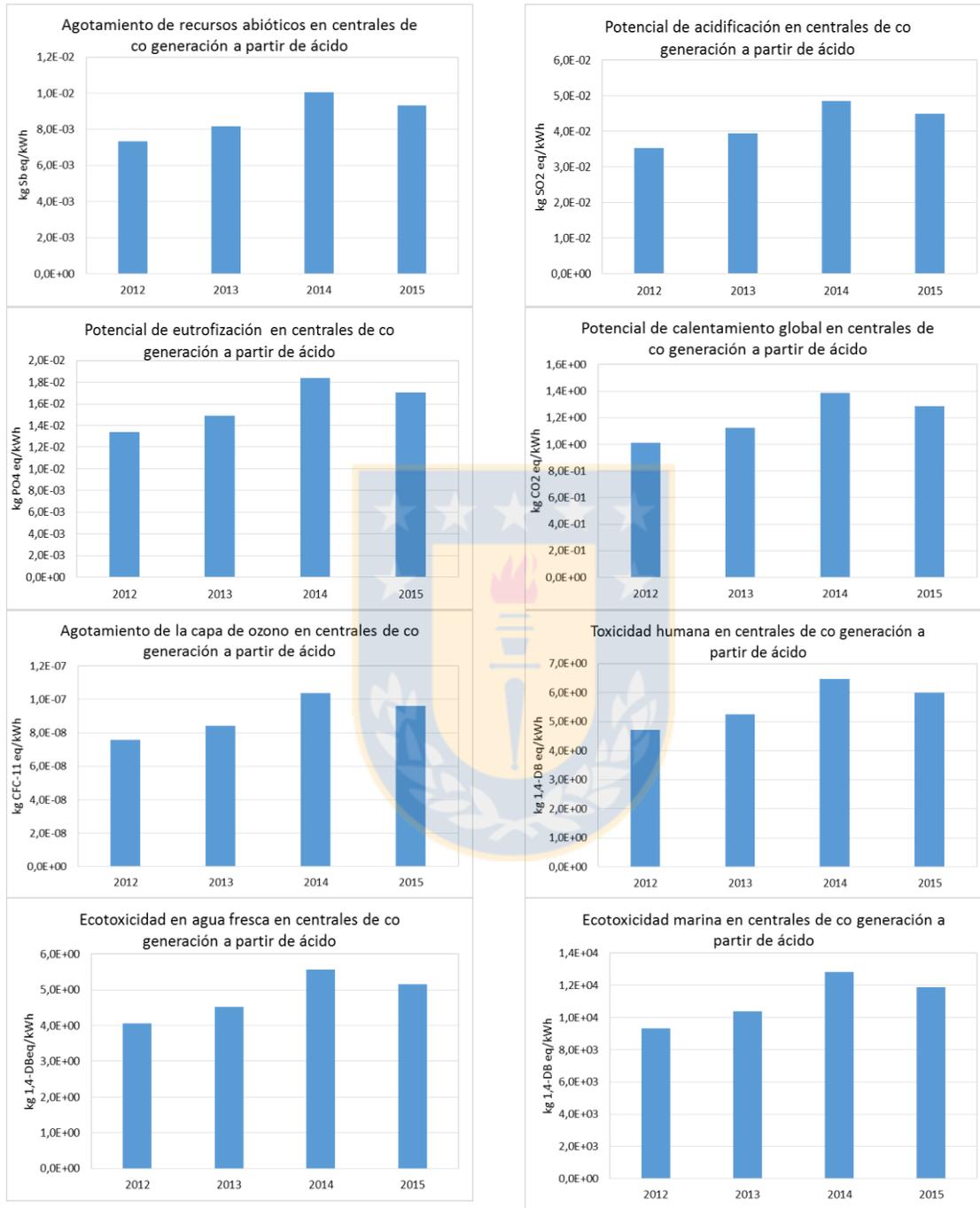


Gráfico B.6: Resultados del perfil ambiental de las centrales de co-generación de ácido sulfúrico en Chile entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.



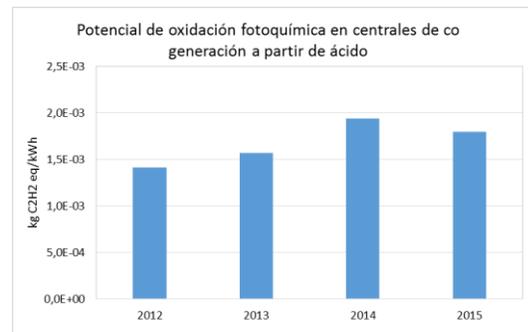
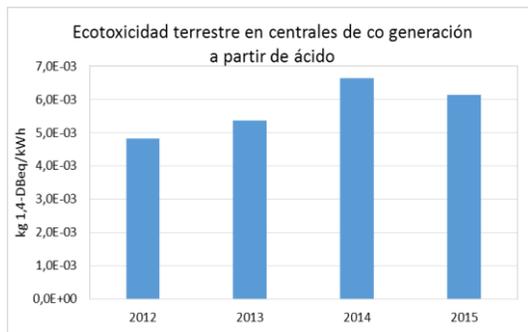
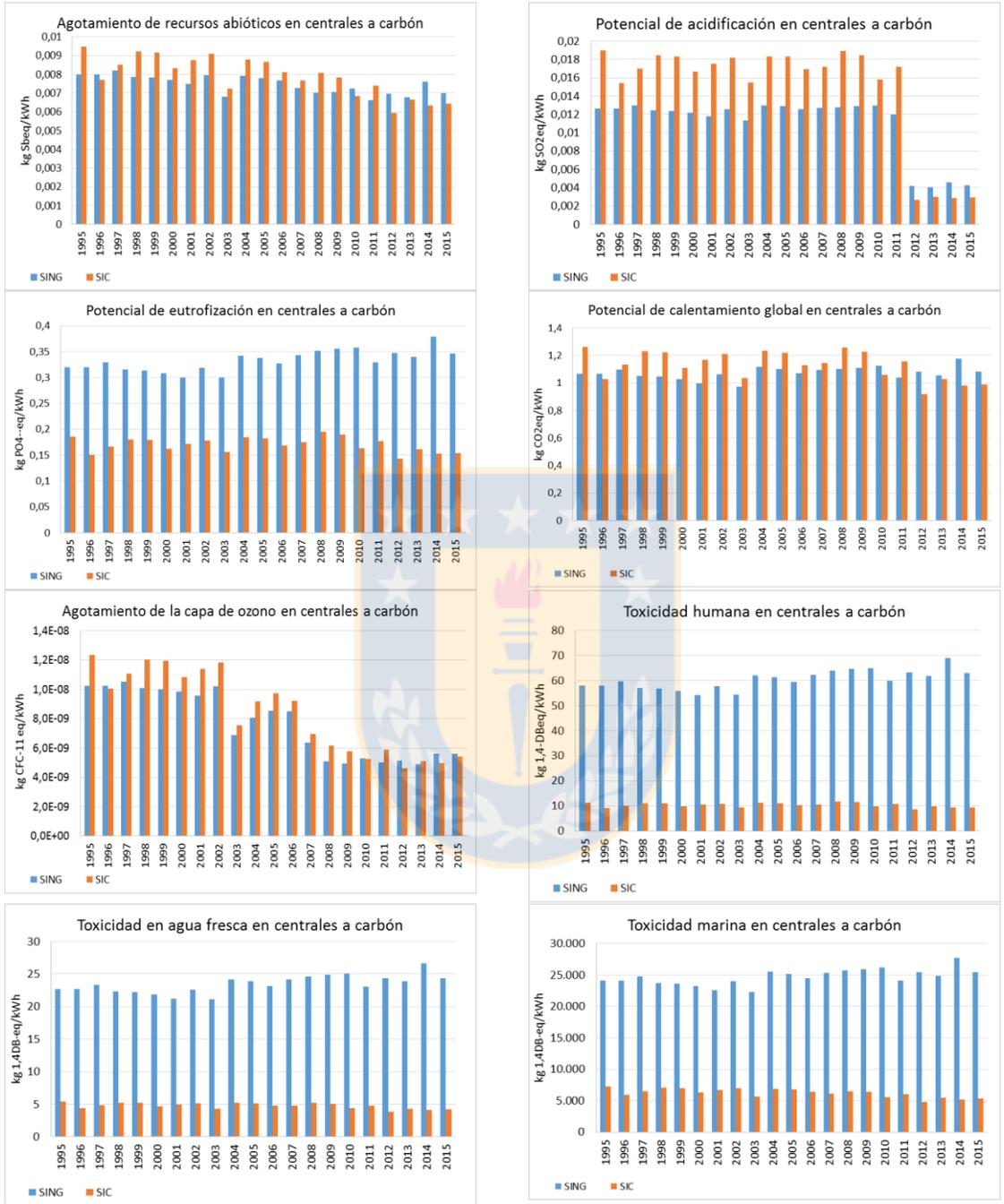


Gráfico B.7: Resultados del perfil ambiental de las centrales a carbón en Chile entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.



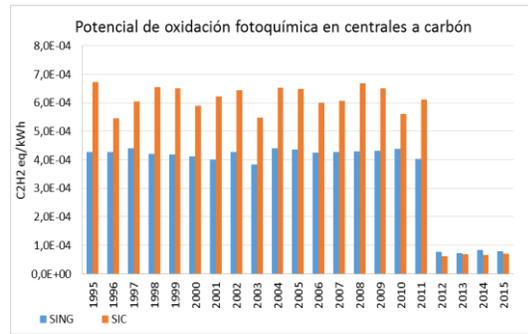
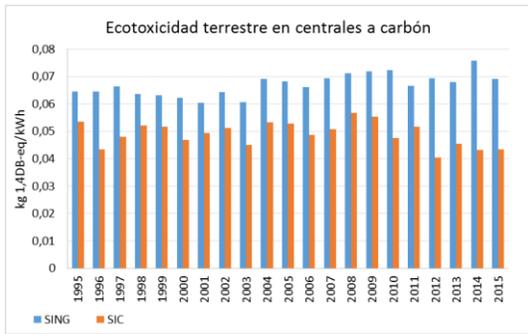
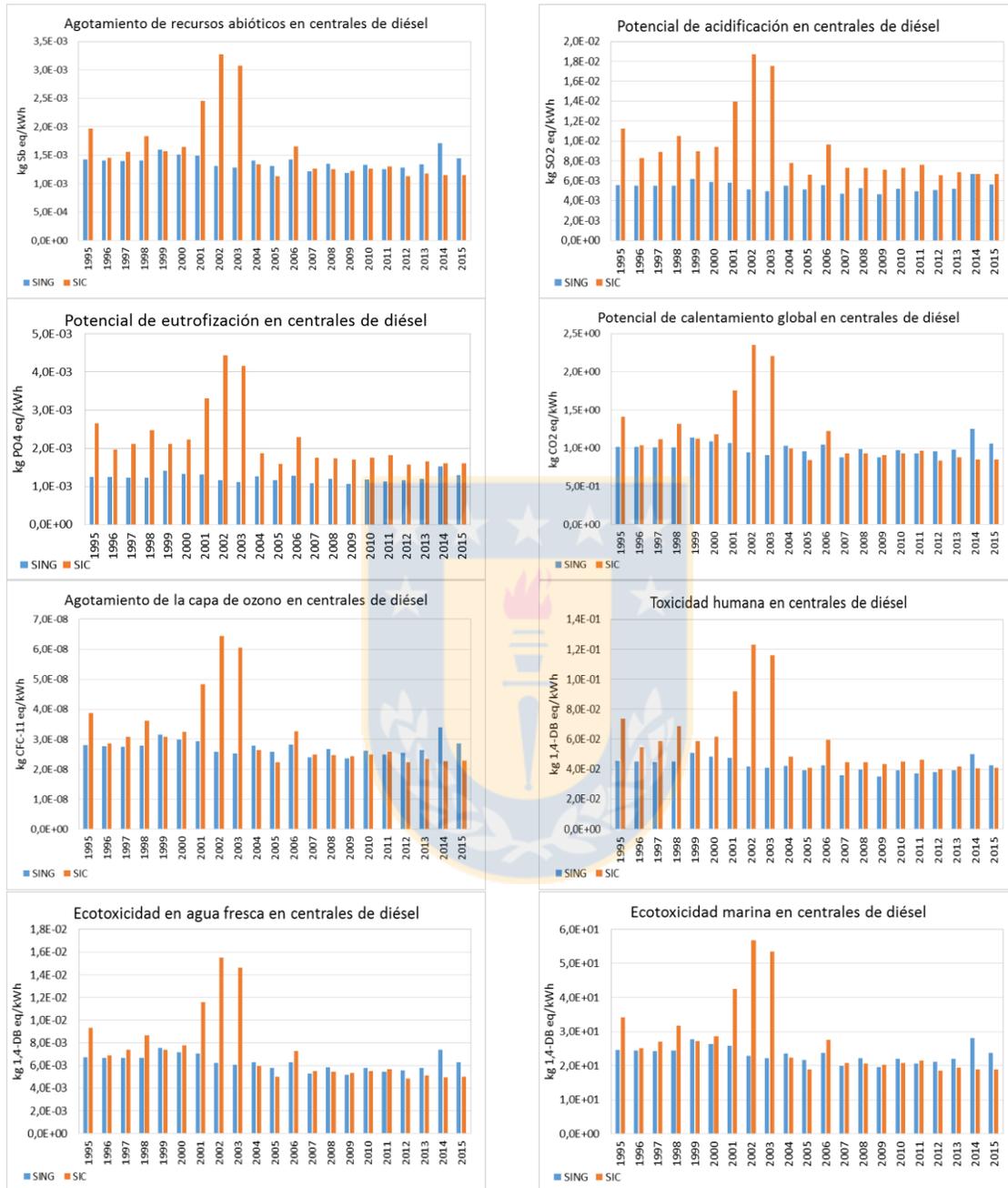


Gráfico B.8: Resultados del perfil ambiental de las centrales a diésel en Chile entre los años 1995-2015. Fuente: elaboración propia.



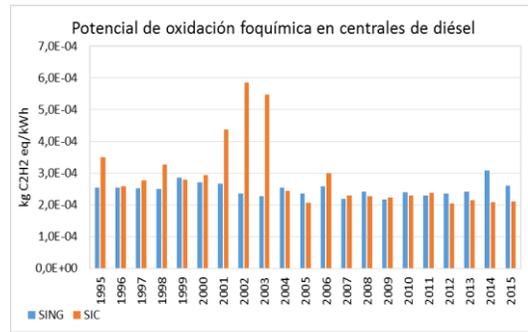
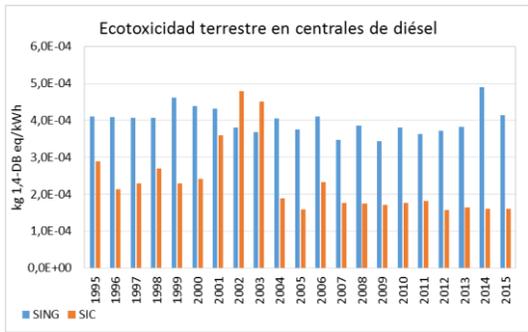
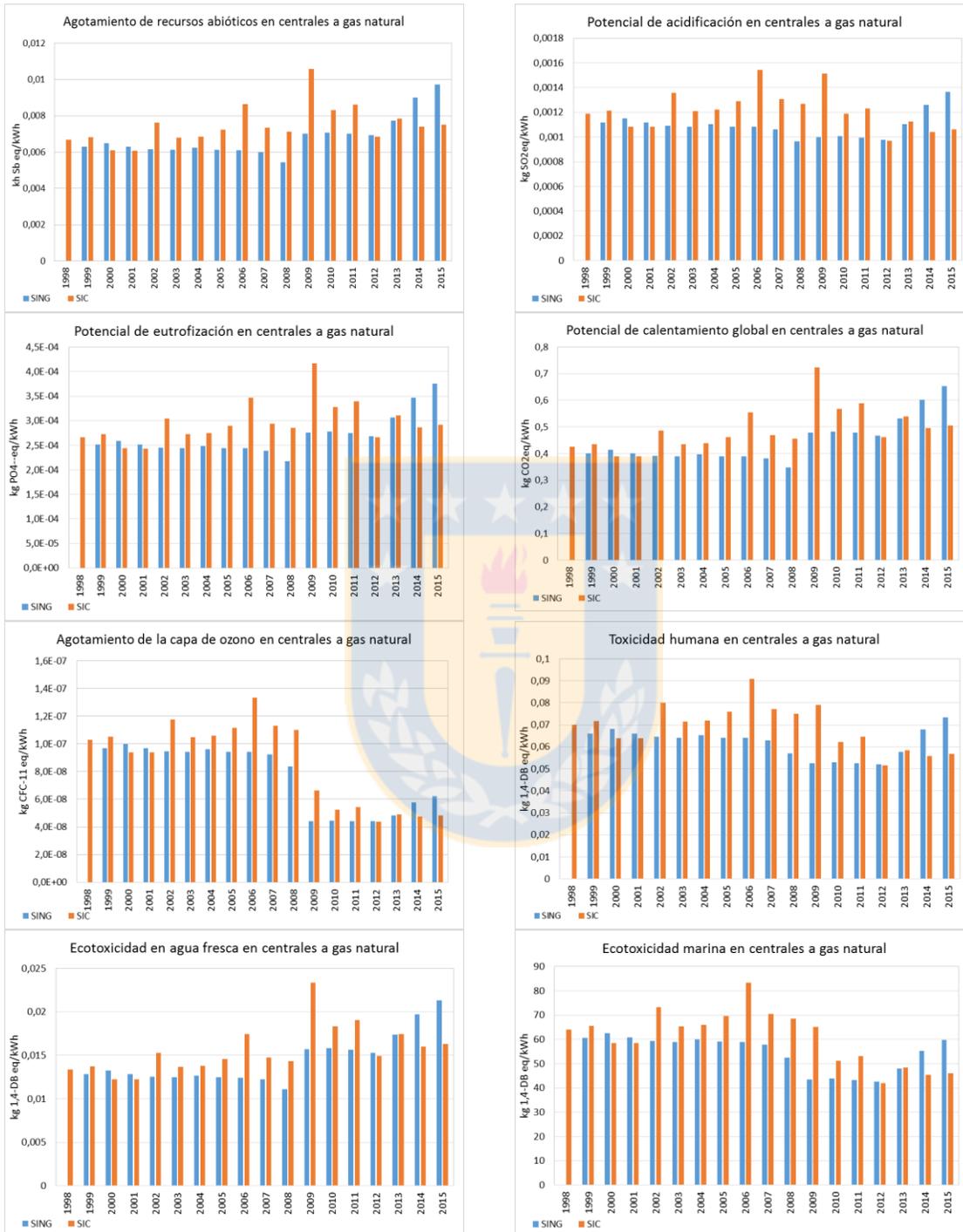


Gráfico B.9: Resultados del perfil ambiental de las centrales a gas natural en Chile entre los años 1998-2015. Fuente: elaboración propia.



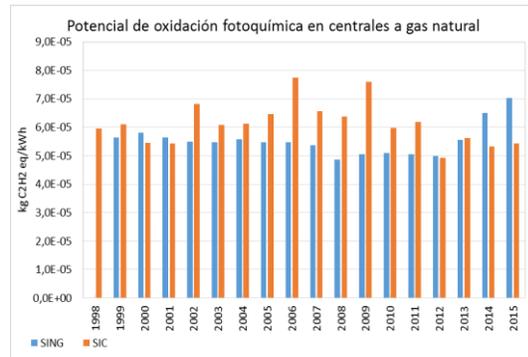
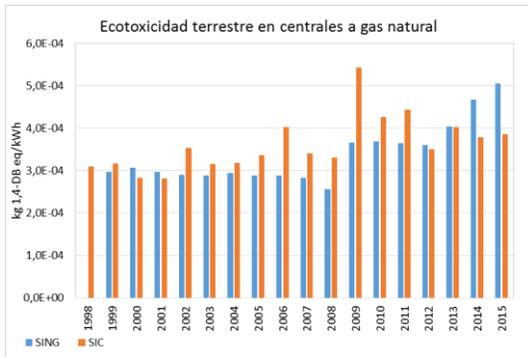
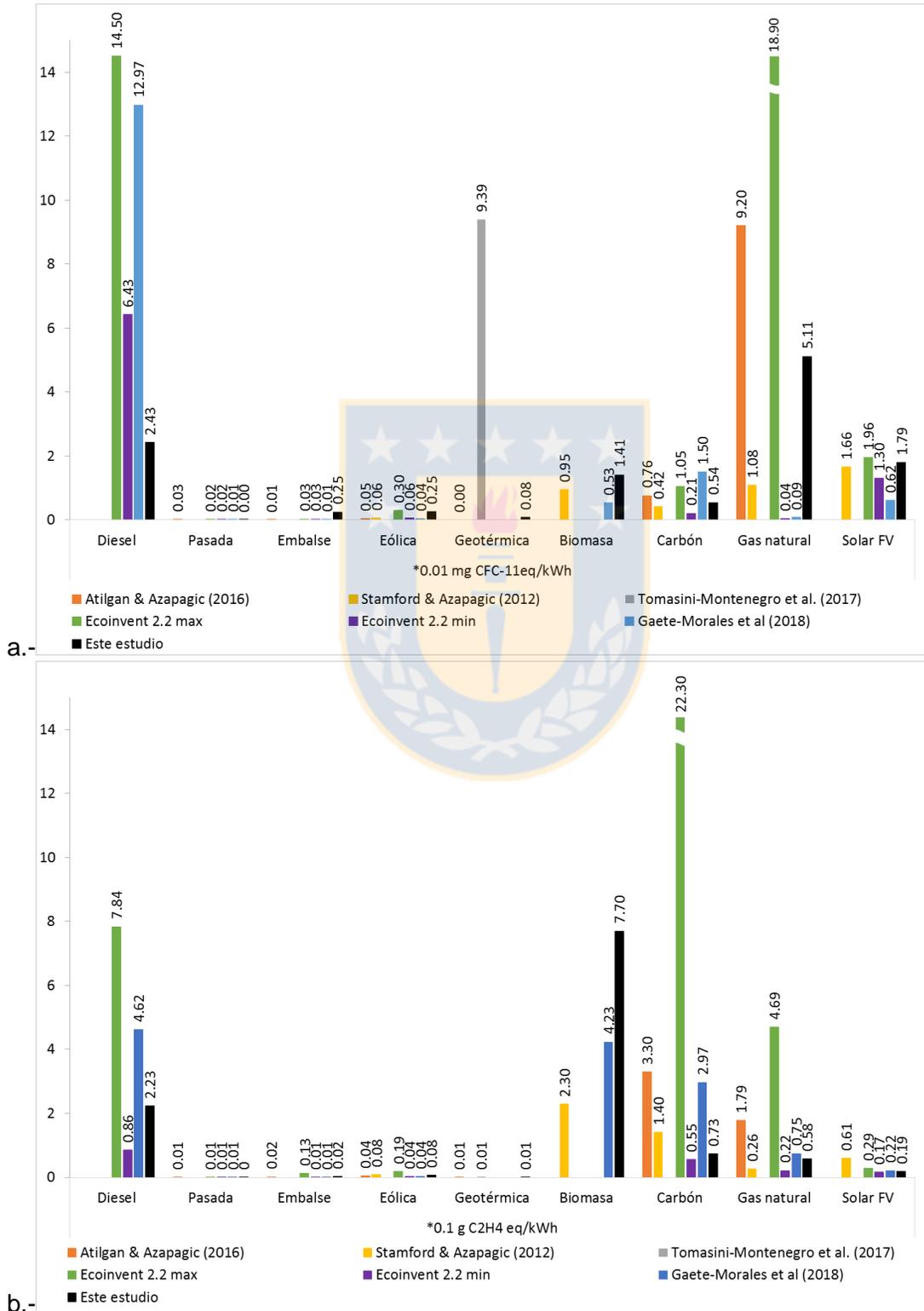
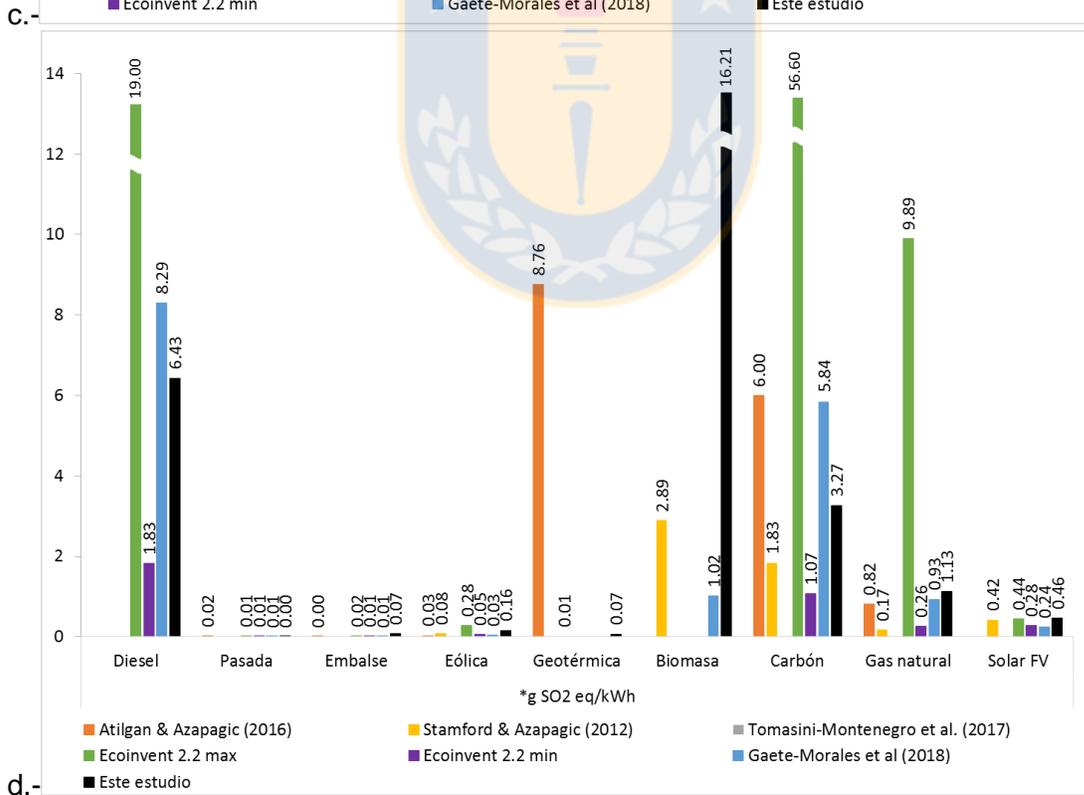
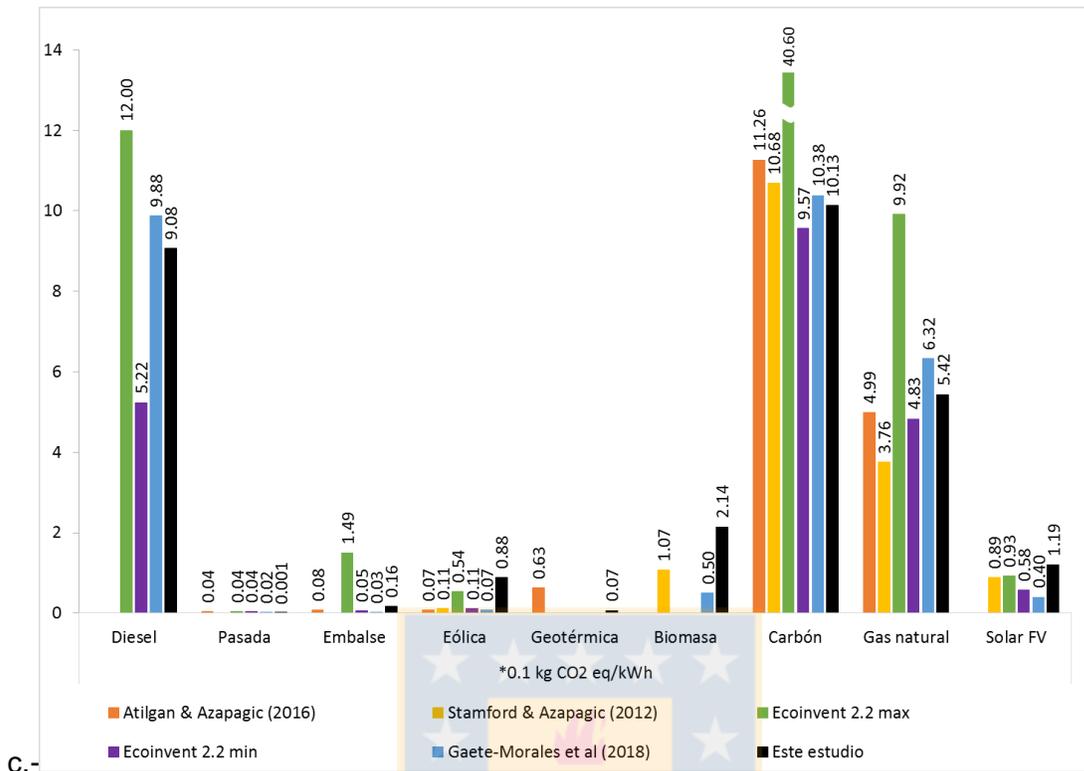
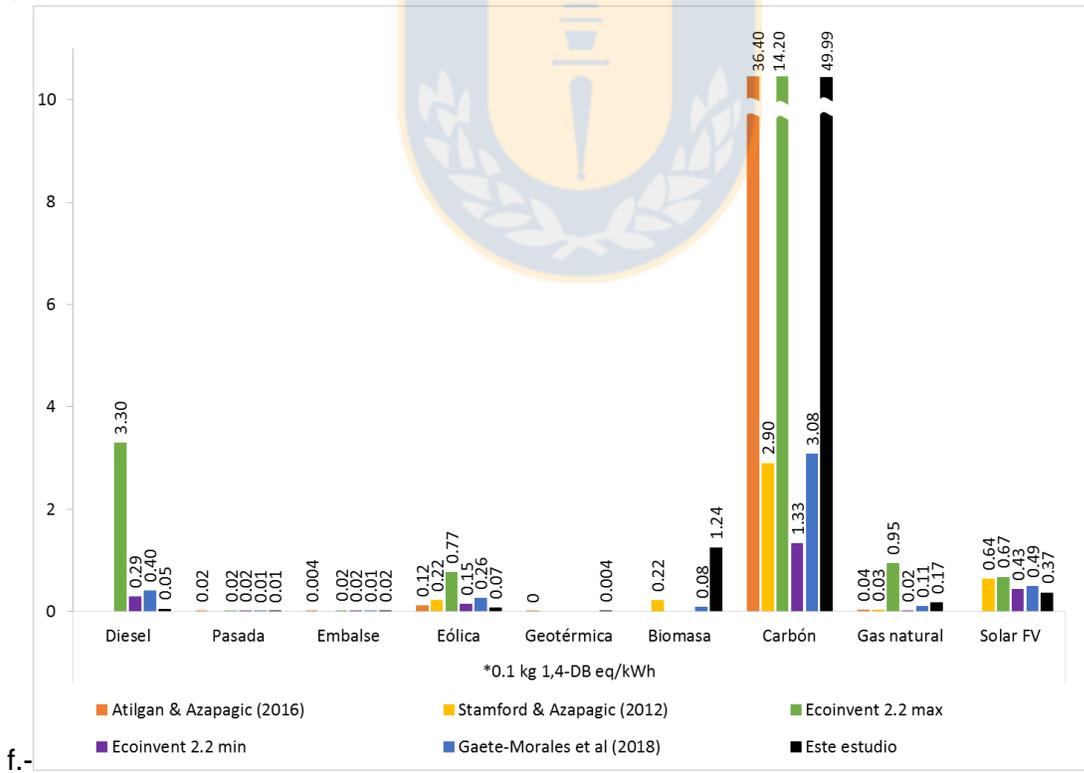
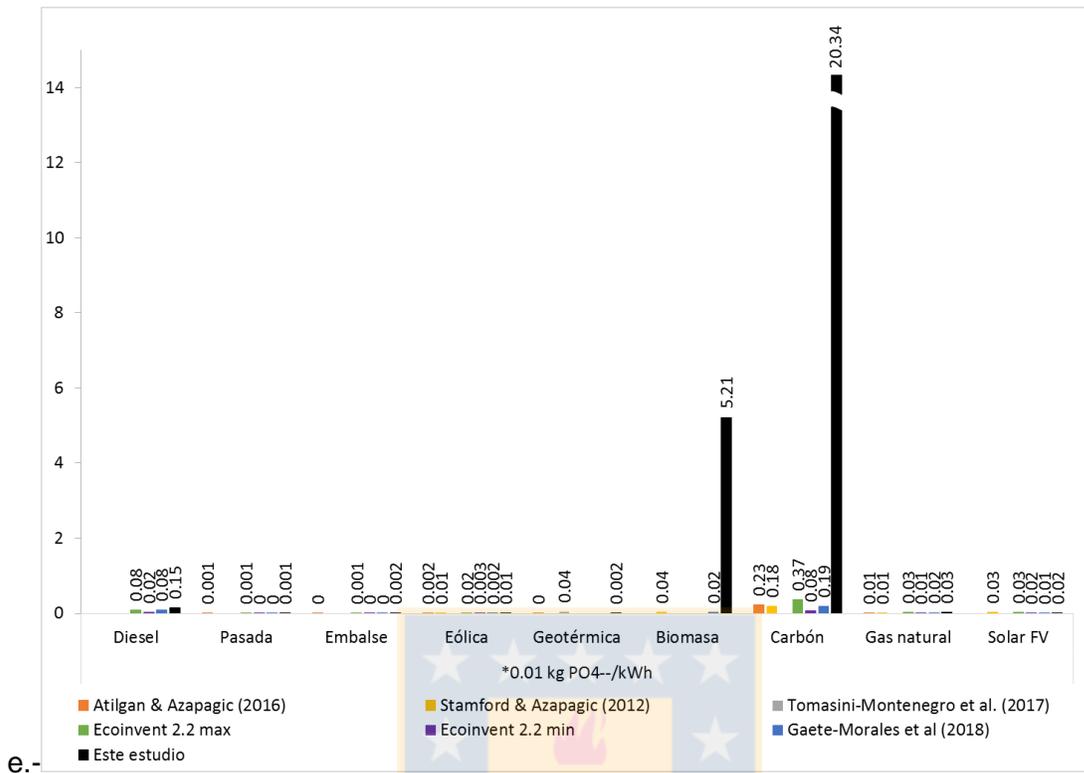
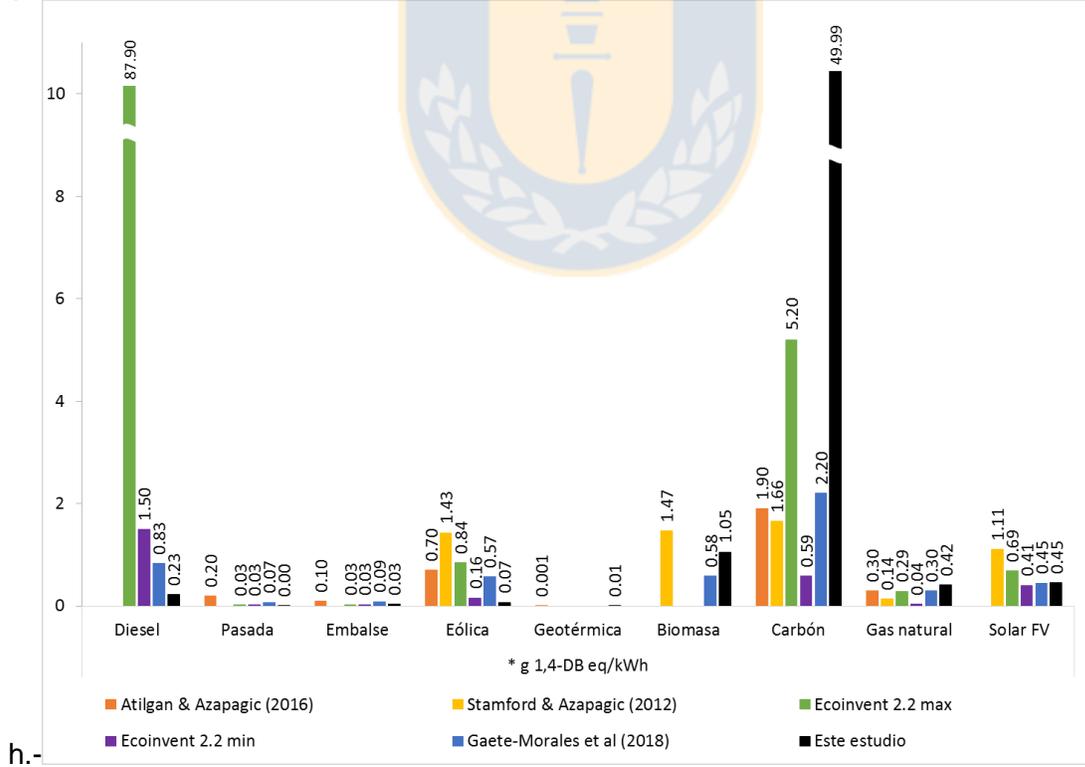
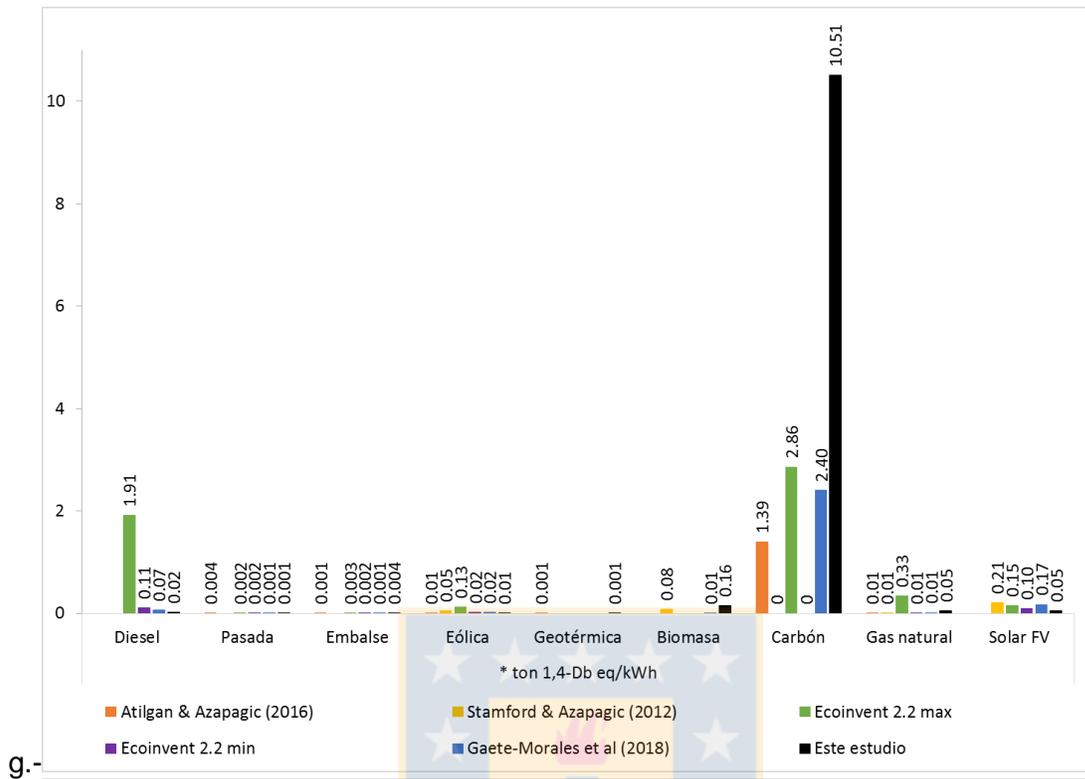


Gráfico B.10: Comparación de indicadores ambientales con resultados reportados en literatura. a.- agotamiento de la capa de ozono, b.- oxidación fotoquímica, c.- potencial de calentamiento global, d.- potencial de acidificación, e.- potencial de eutrofización, f.- ecotoxicidad en agua fresca, g.- ecotoxicidad marina, h.- ecotoxicidad terrestre. Fuente: elaboración propia.









APÉNDICE C. ANTECEDENTES RELEVANTES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS Y SOCIALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE.

Tabla C.1. Costo de importación de carbón (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. 230

Tabla C.2. Costo de importación de diésel (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. 230

Tabla C.3.- Costo de importación de gas natural licuado (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. 231

Tabla C.4.- Costo de importación de gas natural (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. 231

Tabla C.5.- Cantidad de empleados contratados por tecnología, para la construcción y operación de centrales generadoras en Chile. 232

Tabla C.6.- Marcas y cantidad de turbinas instaladas en el país al año 2015, por tecnología. 233

Tabla C.7: Precios de turbinas por tecnología en Chile 237

Gráfico C.1. Comparación de indicadores económicos de la generación eléctrica en Chile. a.- costo total de capital, b.- costo anualizado total, c.- costo eléctrico nivelado, d.- sensibilidad al precio del combustible. 238

Gráfico C.2. Comparación de indicadores sociales con resultados reportados en literatura. a.- dependencia a la importación, b.- importación de combustibles potencialmente evitados, c.- diversidad de suministro de combustible, d.- provisión de empleo, e.- índice de corrupción, f.- toxicidad humana, g.- agotamiento de recursos abióticos. 240

Tabla C.1.- Costo de importación de carbón (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: Aduanas de Chile.

País de origen	Costos, 2005	CPI, 2005	Costo, 2009	CPI, 2009	Costos, 2015	CPI, 2015
<i>Colombia</i>	\$ 40,972,342	40	\$ 357,122,209	37	\$ 268.476.056	37
<i>EEUU</i>	\$-	-	\$ 23,495,409	75	\$ 156.053.994	76
<i>Australia</i>	\$ 31,976,359	88	\$ 9,294,919	87	\$ 84.384.518	79
<i>Argentina</i>	\$ 1,385,100	28	\$ 7,946,587	29	-	-
<i>NZ</i>	\$ 16,848,615	96	\$ 3,617,659	94	\$ 8.637.222	91
<i>Canadá</i>	\$ 14,426,450	84	\$ 4,407,088	87	\$ 64	83
<i>Indonesia</i>	\$ 15,709,460	22	-	-	\$-	-

Tabla C.2.- Costo de importación de diésel (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: Aduanas de Chile.

País de origen	Costos, 2005	CPI, 2005	Costo, 2009	CPI, 2009	Costos, 2015	CPI, 2015
<i>Argentina</i>	\$ 9,641,458	28	-	-	-	-
<i>EEUU</i>	\$ 702,481,889	76	\$ 1,335,834,763	75	\$ 1.803.812.063	76
<i>Corea del sur</i>	\$ 154,144,608	50	\$ 651,961,454	55	\$ 19.058.556	50
<i>Venezuela</i>	\$ 19,486,229	23	-	-	-	-
<i>Canadá</i>	\$ 21,560,051	84	\$ 49,420,216	87	-	-
<i>Japón</i>	-	-	\$ 265,093,958	77	\$ 193.755.259	77
<i>Brasil</i>	-	-	\$ 26,514	37	-	-
<i>Alemania</i>	-	-	\$ 10,846	80	\$ 2.823	81
<i>España</i>	-	-	\$ 29,054	61	-	-
<i>Panamá</i>	-	-	-	-	\$ 6.016	39
<i>Ecuador</i>	-	-	-	-	\$ 15.574	32
<i>China</i>	-	-	-	-	\$ 2.275.317	37
<i>Rep. Dominicana</i>	-	-	-	-	\$ 8.499	33

Tabla C.3.- Costo de importación de gas natural licuado (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: Aduanas de Chile.

<i>País de origen</i>	<i>Costos, 2005</i>	<i>CPI, 2005</i>	<i>Costo, 2009</i>	<i>CPI, 2009</i>	<i>Costos, 2015</i>	<i>CPI, 2015</i>
<i>Guinea Ecuatorial</i>	-	-	\$ 99,113,982	18	\$41.203.160	17
<i>Trinidad y Tobago</i>	-	-	\$ 45,456,123	36	\$638.336.094	39 ^a
<i>Qatar</i>	-	-	\$ 26,999,423	70	-	-
<i>Noruega</i>	-	-	-	-	\$18.427.527	88

^a Dado que durante el año 2015 Guinea Ecuatorial no registró CPI, se consideró el del año 2017 por ser el más próximo.

Tabla C.4.- Costo de importación de gas natural (USD/ton, CIF) e índice de percepción de la corrupción para los años 2005, 2009 y 2015. Fuente: Aduanas de Chile.

<i>País de origen</i>	<i>Costos, 2005</i>	<i>CPI, 2005</i>	<i>Costo, 2009</i>	<i>CPI, 2009</i>	<i>Costo, 2015</i>	<i>CPI, 2015</i>
<i>Argentina</i>	\$519,547,880	28	\$497,343,167	29	\$1.638.933	28



Tabla C.5.- Cantidad de empleados contratados por tecnología, para la construcción y operación de centrales generadoras en Chile. Fuente: Servicio de Evaluación Ambiental, SEA.

Tecnología eléctrica	N° de proyectos considerados	Etapa de construcción			Etapa de operación	
		Promedio de trabajadores (unidad)	Tiempo de duración empleo (meses)	Promedio de trabajadores (unidad)	Tiempo de duración empleo (años)	Generación eléctrica promedio anual por planta (GWh/año)
<i>Pasada</i>	9	206.7	21.5	7.4	63.8	138
<i>Embalse</i>	6	910.0	67.7	31.7	100	3,275
<i>Solar FV</i>	9	170	25.2	10.4	27.2	241.5
<i>Eólica</i>	9	93.1	24.4	7.7	24.4	299.9
<i>Geotérmica</i>	1	560	30	30	40	340
<i>Biomasa</i>	6	270.0	19.5	19.8	20.0	150.5
<i>Carbón</i>	8	255	32	32	35.7	1,547.7
<i>Gas natural</i>	7	447.8	32.4	38.4	26.4	1,547.0
<i>Diésel</i>	8	70.9	13.3	17.4	25.0	97.7

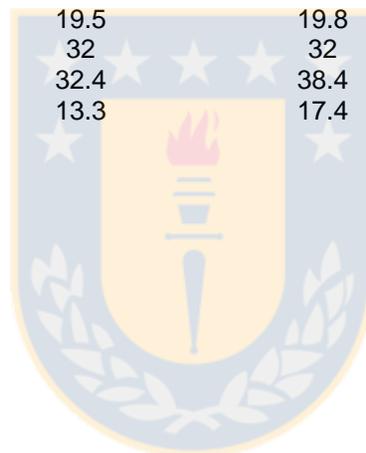


Tabla C.6.- Marcas y cantidad de turbinas instaladas en el país al año 2015, por tecnología. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Tecnología	Equipo	Fabricante	País de origen	Estado	N° de equipos
<i>Embalse</i>	Turbina	Siemens	Alemania	Instalada al 2015	2
<i>Embalse</i>	Turbina	Alstom	Francia	Instalada al 2015	5
<i>Embalse</i>	Turbina	Hitachi	Japón	Instalada al 2015	5
<i>Embalse</i>	Turbina	Kvaerner Turbine AB	Noruega	Instalada al 2015	2
<i>Embalse</i>	Turbina	Neyrpic	Francia	Instalada al 2015	1
<i>Embalse</i>	Turbina	Voith	Alemania	Instalada al 2015	7
<i>Embalse</i>	Turbina	Charmilles	Suiza	Instalada al 2015	4
<i>Pasada</i>	Turbina	Westinghouse	EEUU	Instalada al 2015	5
<i>Pasada</i>	Turbina	Ansaldo	Italia	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	LMZ	Rusia	Instalada al 2015	2
<i>Pasada</i>	Turbina	Sulzer	Suiza	Instalada al 2015	4
<i>Pasada</i>	Turbina	S. Morgan Smith	Reino Unido	Instalada al 2015	8
<i>Pasada</i>	Turbina	Escher Wyss	Suiza	Instalada al 2015	4
<i>Pasada</i>	Turbina	Leffel	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Kossler	Alemania	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Hitachi	Japón	Instalada al 2015	2
<i>Pasada</i>	Turbina	Voith	Alemania	Instalada al 2015	4
<i>Pasada</i>	Turbina	Baldwin, modification charmilles	Suiza	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	Andritz	Austria	Instalada al 2015	16
<i>Pasada</i>	Turbina	Vatech	Austria	Instalada al 2015	10
<i>Pasada</i>	Turbina	Kvaerner	Noruega	Instalada al 2015	4
<i>Pasada</i>	Turbina	De Pretto	Italia	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Sulzer-Escher Wyss	Suiza	Instalada al 2015	2
<i>Pasada</i>	Turbina	Metropolitan Vickers	Reino Unido	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	Hydro Vevey	Suiza	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	DongFang electric	China	Instalada al 2015	2
<i>Pasada</i>	Turbina	Global Hydro Energy	Austria	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	Harbin (KUNMING) electric	China	Instalada al 2015	0
<i>Pasada</i>	Turbina	HISA	Brasil	Instalada al 2015	2
<i>Pasada</i>	Turbina	General Electric	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Newport news	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Huazi Science and Technology	China	Instalada al 2015	1

<i>Pasada</i>	Turbina	Neyrpic	Francia	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Garbe Lahmeyer Co	Alemania	Instalada al 2015	2
<i>Pasada</i>	Turbina	Ossberger	Alemania	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	Boving Co	Reino Unido	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	Babcock wilcox	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Pasada</i>	Turbina	WKV	Alemania	Instalada al 2015	3
<i>Pasada</i>	Turbina	WWS Wasserkraft	Alemania	Instalada al 2015	0
<i>Pasada</i>	Turbina	SCOTTA SPA	Italia	Instalada al 2015	5
<i>Pasada</i>	Turbina	Zhejigan Jinlun	China	Instalada al 2015	4
<i>Gas natural</i>	Turbina	Alstom	Francia	Instalada al 2015	3
<i>Gas natural</i>	Turbina	General Electric	EEUU	Instalada al 2015	9
<i>Gas natural</i>	Turbina	Rolls Royce	Reino Unido	Instalada al 2015	2
<i>Gas natural</i>	Turbina	Siemens	Alemania	Instalada al 2015	2
<i>Gas natural</i>	Turbina	Solar Turbines	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Siemens	Alemania	Instalada al 2015	2
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Cummins	EEUU	Instalada al 2015	34
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Caterpillar	EEUU	Instalada al 2015	46
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Hitachi	Japón	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Deutz	Alemania	Instalada al 2015	3
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Wärtsila	Finlandia	Instalada al 2015	7
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Perkins	EEUU	Instalada al 2015	68
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	DEWIND	Alemania	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	EMD	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	F.G. Wilson	Reino Unido	Instalada al 2015	72
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	General Motors	EEUU	Instalada al 2015	4
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Hyundai	Corea del sur	Instalada al 2015	12

<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Mirrlees Blackstone	Reino Unido	Instalada al 2015	17
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Mitsubishi	Japón	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	MTU	Alemania	Instalada al 2015	216
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Westinghouse	EEUU	Instalada al 2015	2
<i>Diesel</i>	Motor combustión interna	Sulzer	Suiza	Instalada al 2015	13
<i>Diesel</i>	Turbina Ciclo abierto	AEG	Alemania	Instalada al 2015	3
<i>Diesel</i>	Turbina Ciclo abierto	Brown Boverly	Suiza	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Turbina Ciclo abierto	Hitachi	Japón	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Turbina Ciclo abierto	General Electric	EEUU	Instalada al 2015	4
<i>Diesel</i>	Turbina Ciclo abierto	Rolls Royce	Reino Unido	Instalada al 2015	1
<i>Diesel</i>	Turbina Ciclo abierto	Pratt & Whitney	EEUU	Instalada al 2015	4
<i>Carbón</i>	Turbina	Ansaldo	Italia	Instalada al 2015	7
<i>Carbón</i>	Turbina	General Electric	EEUU	Instalada al 2015	6
<i>Carbón</i>	Turbina	Franco Tosi	Italia	Instalada al 2015	1
<i>Carbón</i>	Turbina	Mitsubishi	Japón	Instalada al 2015	11
<i>Carbón</i>	Turbina	Skoda	República checa	Instalada al 2015	3
<i>Biomasa</i>	Turbina	Alstom	Francia	Instalada al 2015	3
<i>Biomasa</i>	Turbina	ABB	Suiza	Instalada al 2015	2
<i>Biomasa</i>	Turbina	Engrecrol	Brasil	Instalada al 2015	0
<i>Biomasa</i>	Turbina	Firenze Italia	Italia	Instalada al 2015	1
<i>Biomasa</i>	Turbina	Kuhnle, Kopp, Kausch	Alemania	Instalada al 2015	1
<i>Biomasa</i>	Turbina	MAN Diesel	Alemania	Instalada al 2015	3
<i>Biomasa</i>	Turbina	Shin Nipon Machinery	Japón	Instalada al 2015	2
<i>Biomasa</i>	Turbina	Siemens	Alemania	Instalada al 2015	3
<i>Biomasa</i>	Turbina	TGM Turbinas	Brasil	Instalada al 2015	3
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Jinko	China	Instalada al 2015	8
<i>Solar PV</i>	Panel FV	3sun	Reino Unido	Instalada al 2015	1
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Astroenergy	China	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Fimer	Italia	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Canadian Solar	Canadá	Instalada al 2015	0

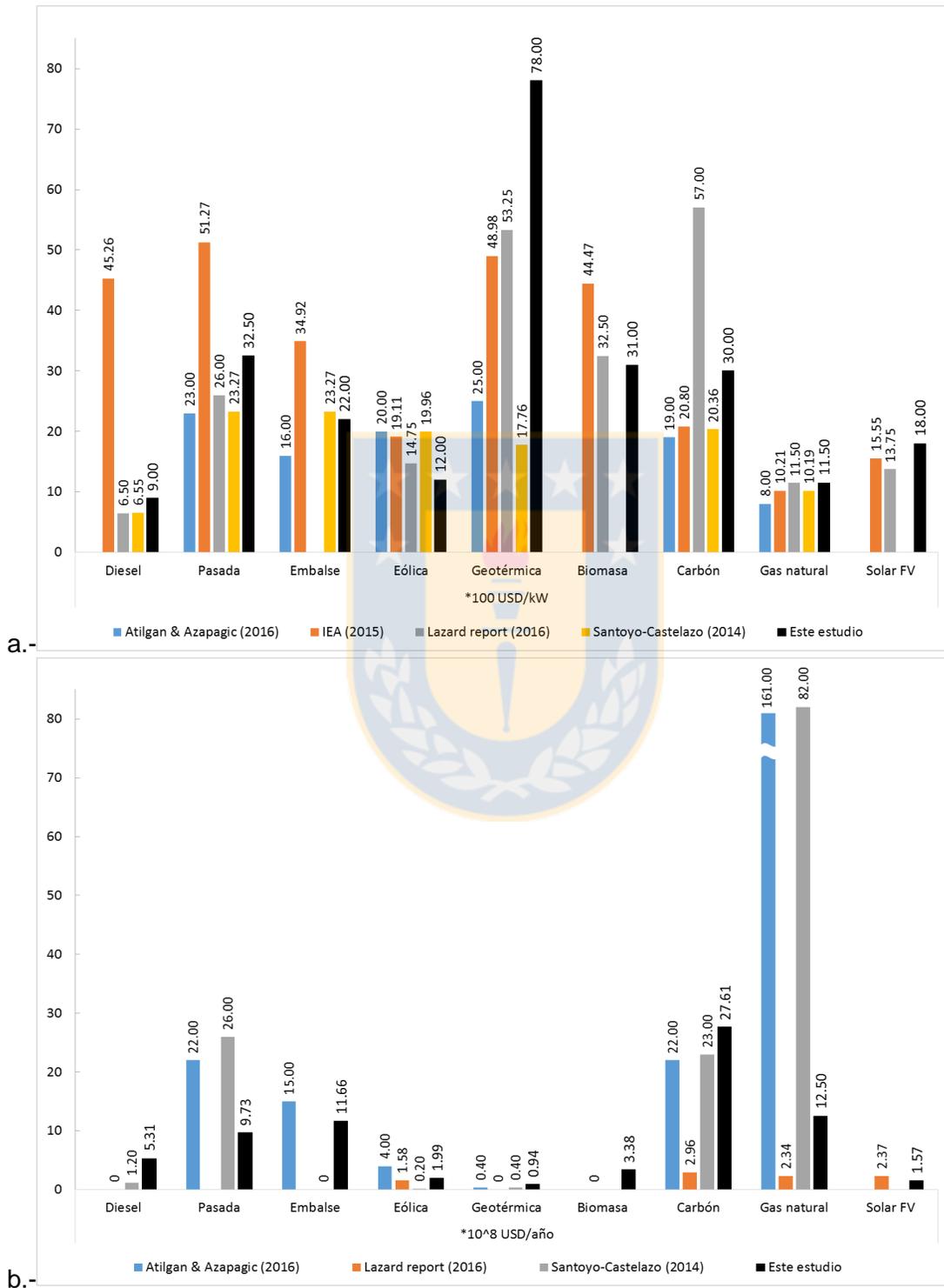
<i>Solar PV</i>	Panel FV	First solar inc.	EEUU	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Hanwha solar	Corea del sur	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Jasolar	China	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	SunEdison	EEUU	Instalada al 2015	2
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Miasole	EEUU	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Inventux	Alemania	Instalada al 2015	0
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Sunpower	EEUU	Instalada al 2015	1
<i>Solar PV</i>	Panel FV	Trina Solar	China	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Siemens	Alemania	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Goldwind	China	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Vestas	Dinamarca	Instalada al 2015	7
<i>Eólica</i>	Turbinas	ABB	Suiza	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Acciona windpower	España	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Envision	China	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Gamesa	España	Instalada al 2015	0
<i>Eólica</i>	Turbinas	Huayi	China	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	Laurence Scott	Reino Unido	Instalada al 2015	1
<i>Eólica</i>	Turbinas	LM Glassfiber	Dinamarca	Instalada al 2015	1
<i>Geotérmica</i>	Turbinas	Ormat	EEUU	Instalada al 2015	2

Tabla C.7: Precios de turbinas por tecnología en Chile. Fuente: Comisión Nacional de Energía, CNE (2016a)

<i>Tecnología</i>	<i>Precio Reportado en Chile (USD/unidad)</i>
<i>Carbón</i>	\$26.465
<i>Diésel (motor 2 MW)</i>	\$1.375.000
<i>Diésel ciclo abierto</i>	\$86.809
<i>Gas Natural</i>	\$86.809
<i>Biomasa</i>	\$2.916.322
<i>Hidroeléctrica embalse</i>	\$32.735
<i>Hidroeléctrica pasada</i>	\$7.199
<i>Eólica (47 MW)</i>	\$145.700.000
<i>Panel fotovoltaico (50 MW)</i>	\$23.500.000
<i>Geotérmica (40 MW)</i>	\$5.401.338



Gráfico C.1. Comparación de indicadores económicos de la generación eléctrica en Chile. a.- costo total de capital, b.- costo anualizado total, c.- costo eléctrico nivelado, d.- sensibilidad al precio del combustible. Fuente: Elaboración propia.



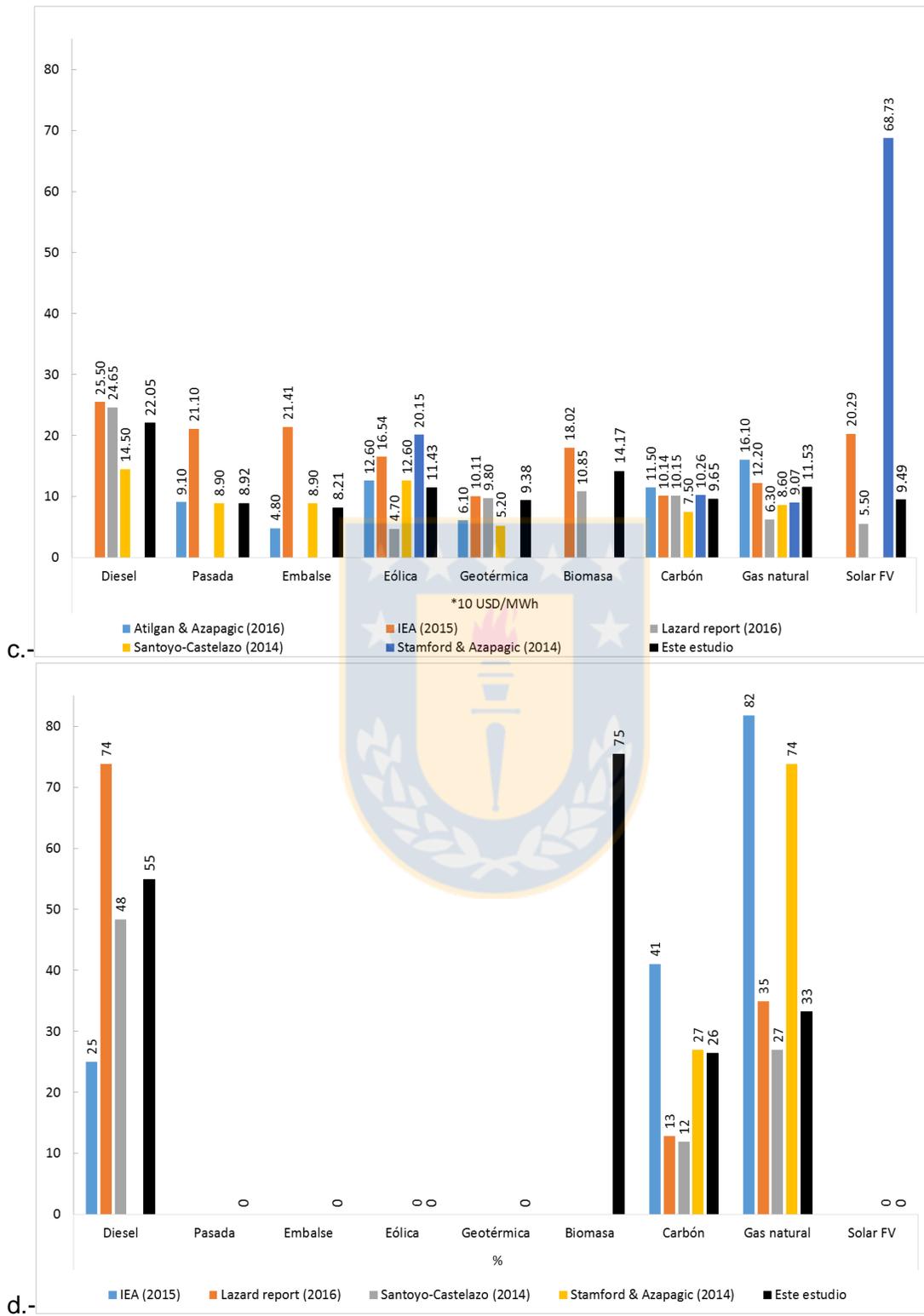
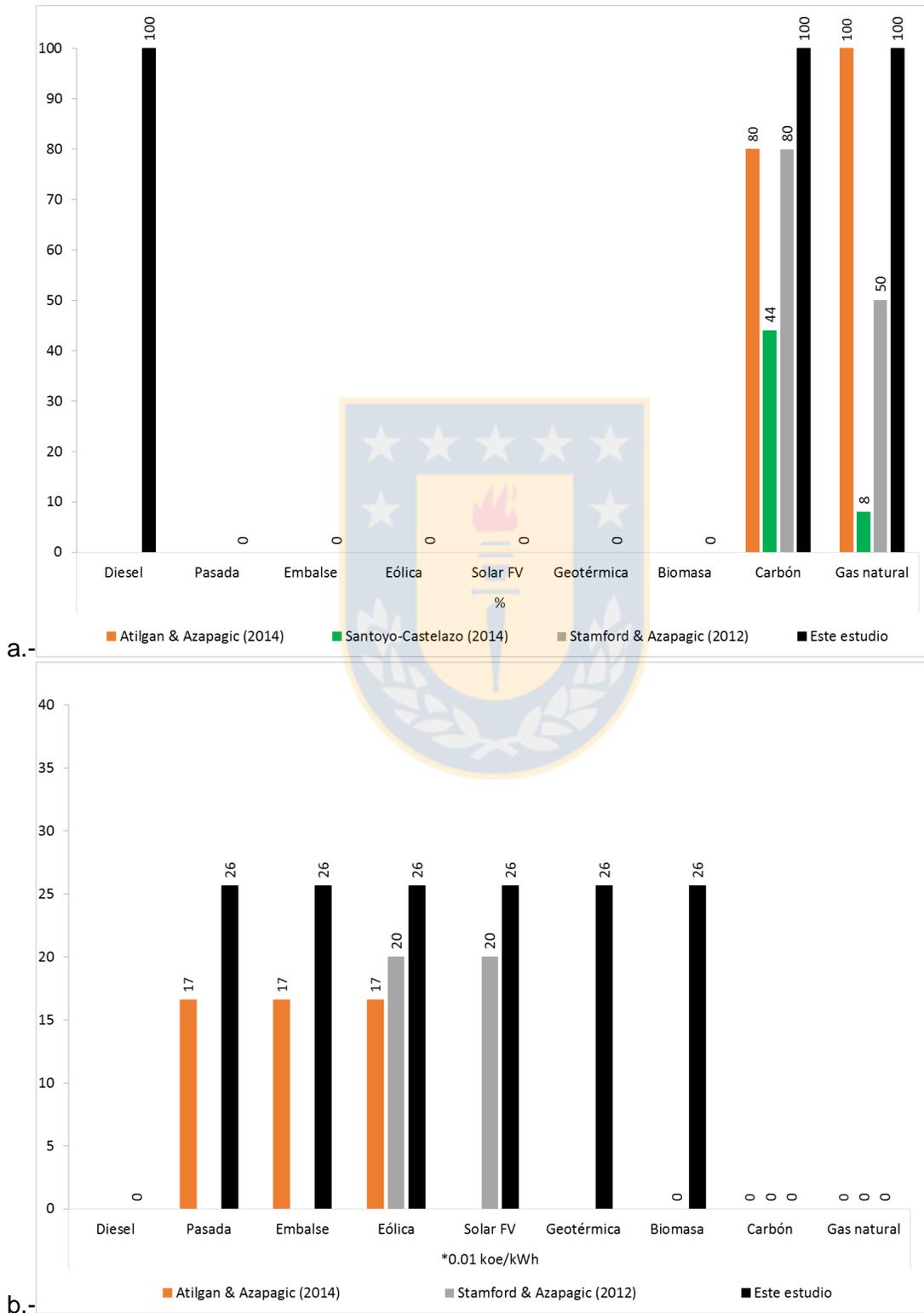
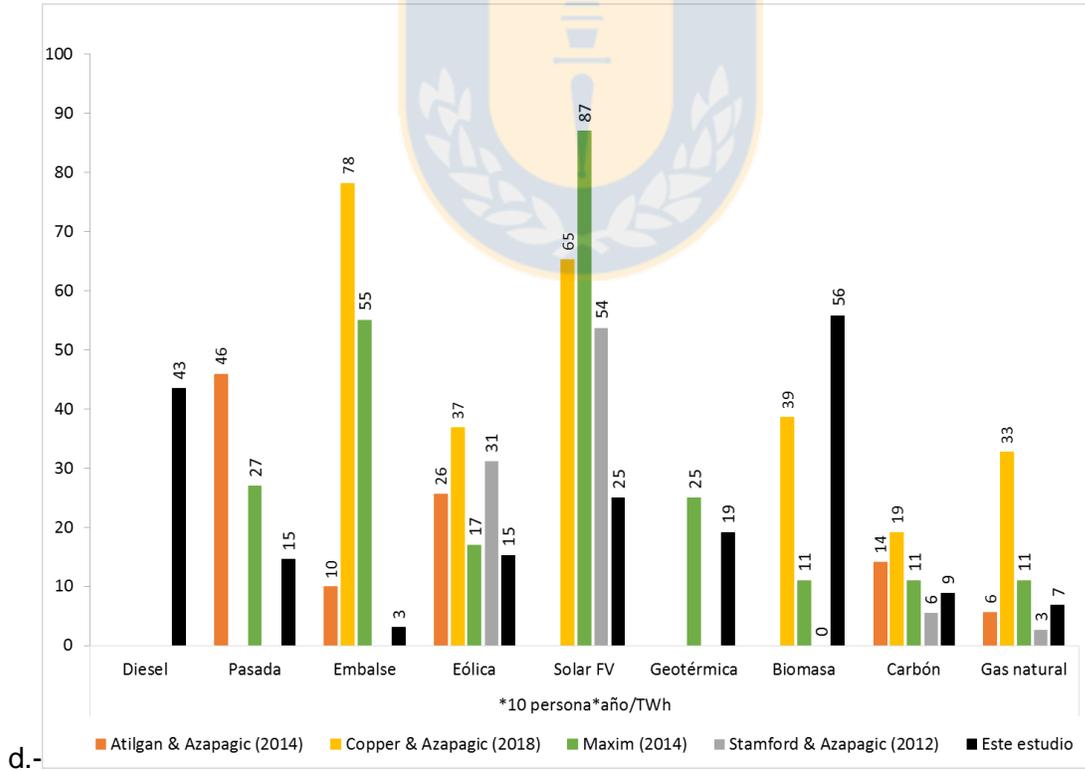
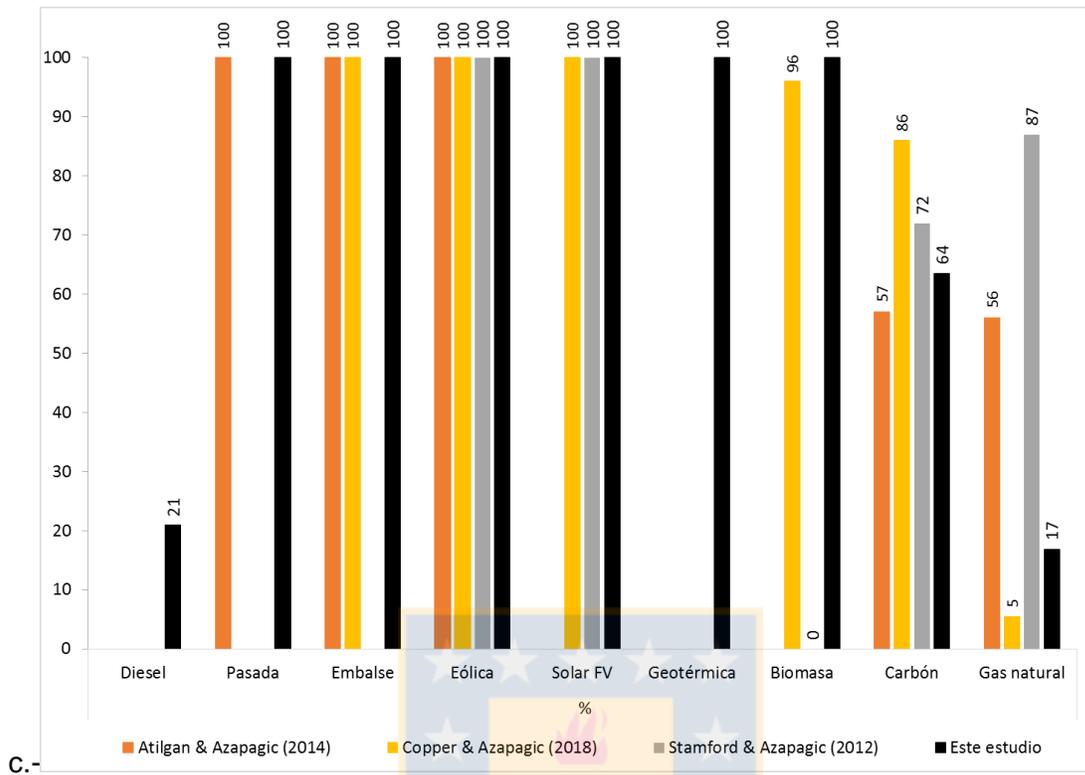
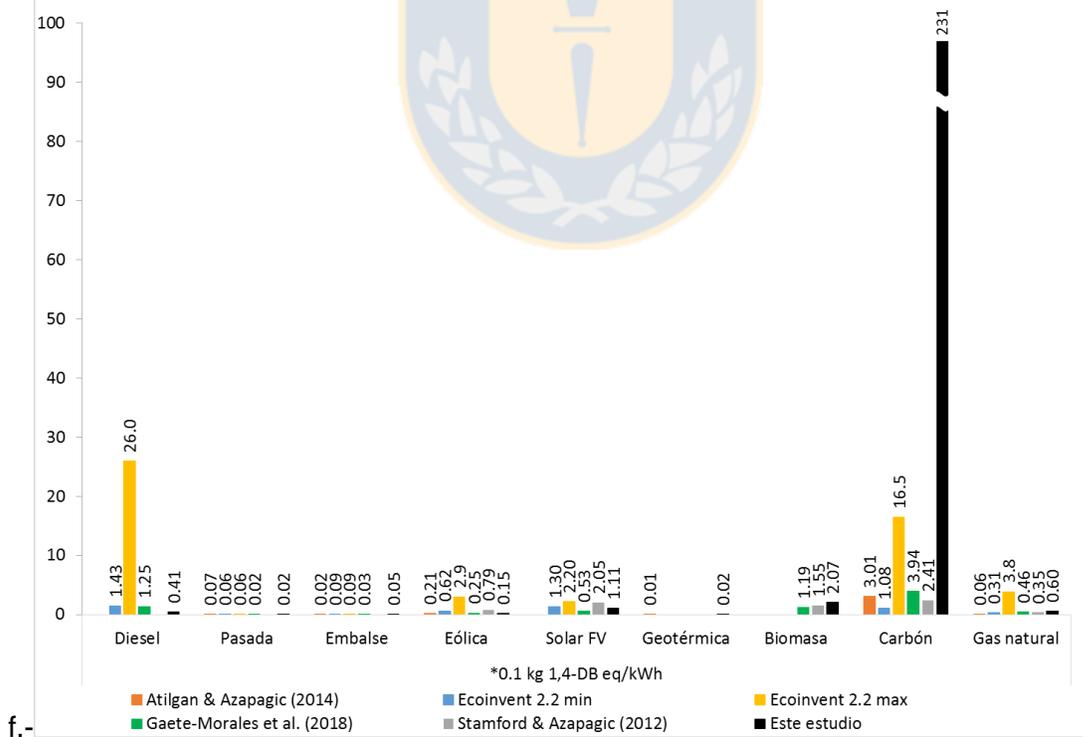
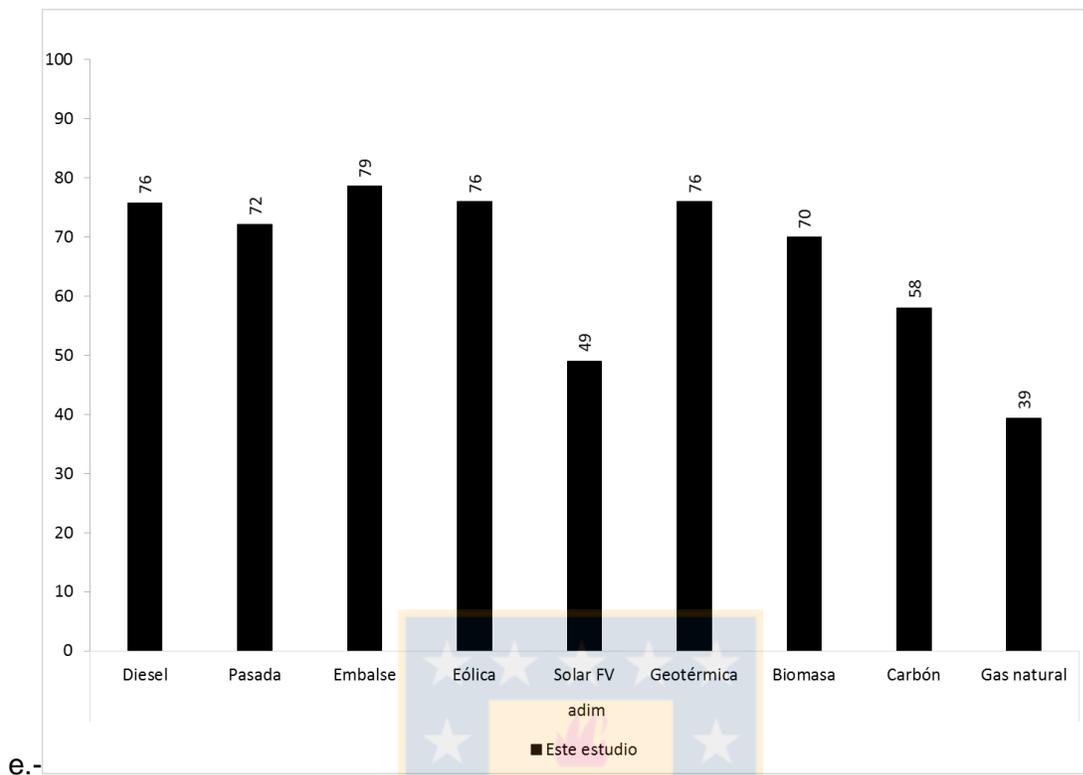
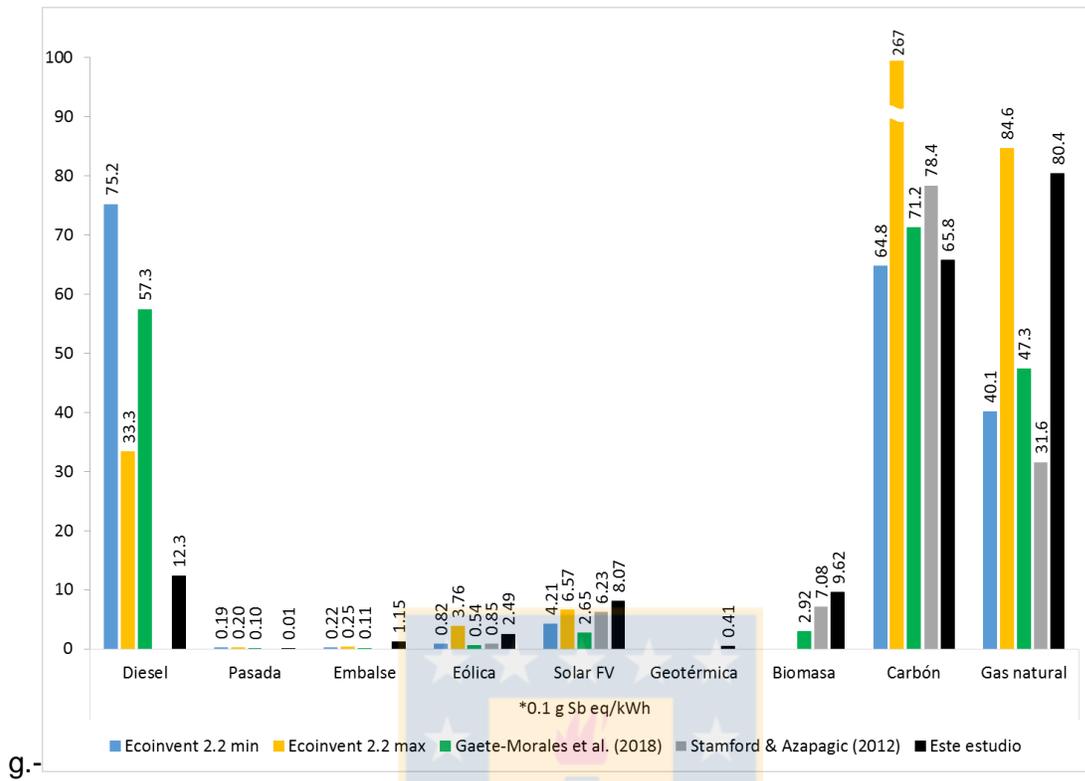


Gráfico C.2. Comparación de indicadores sociales con resultados reportados en literatura. a.- dependencia a la importación, b.- importación de combustibles potencialmente evitados, c.- diversidad de suministro de combustible, d.- provisión de empleo, e.- índice de corrupción, f.- toxicidad humana, g.- agotamiento de recursos abióticos. Fuente: Aduanas de Chile.







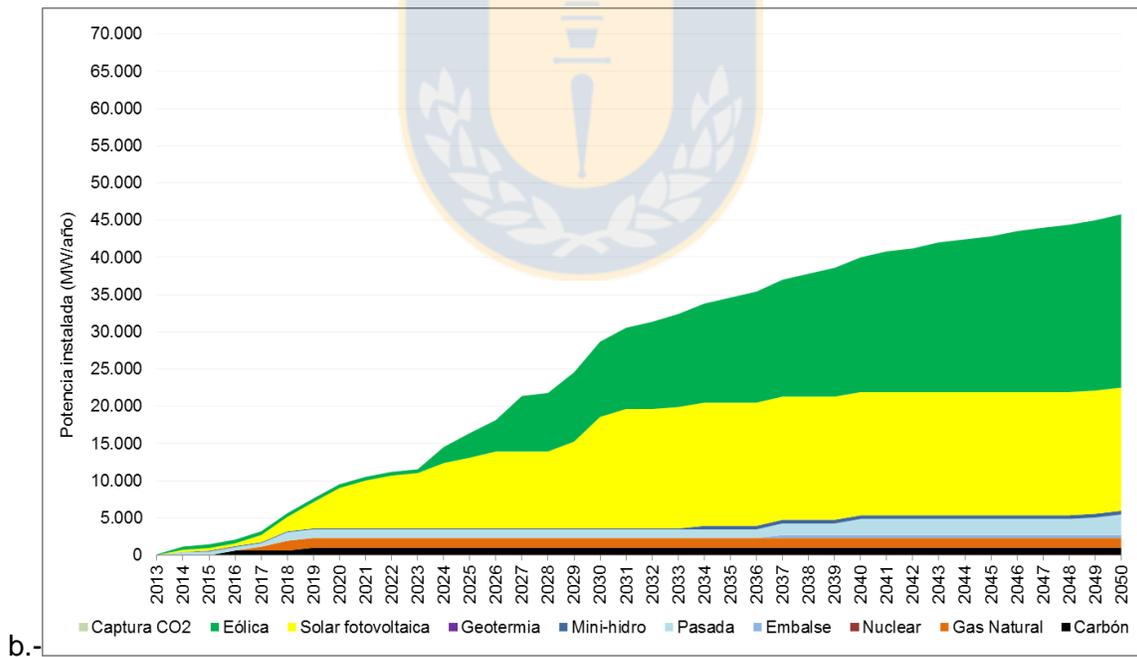
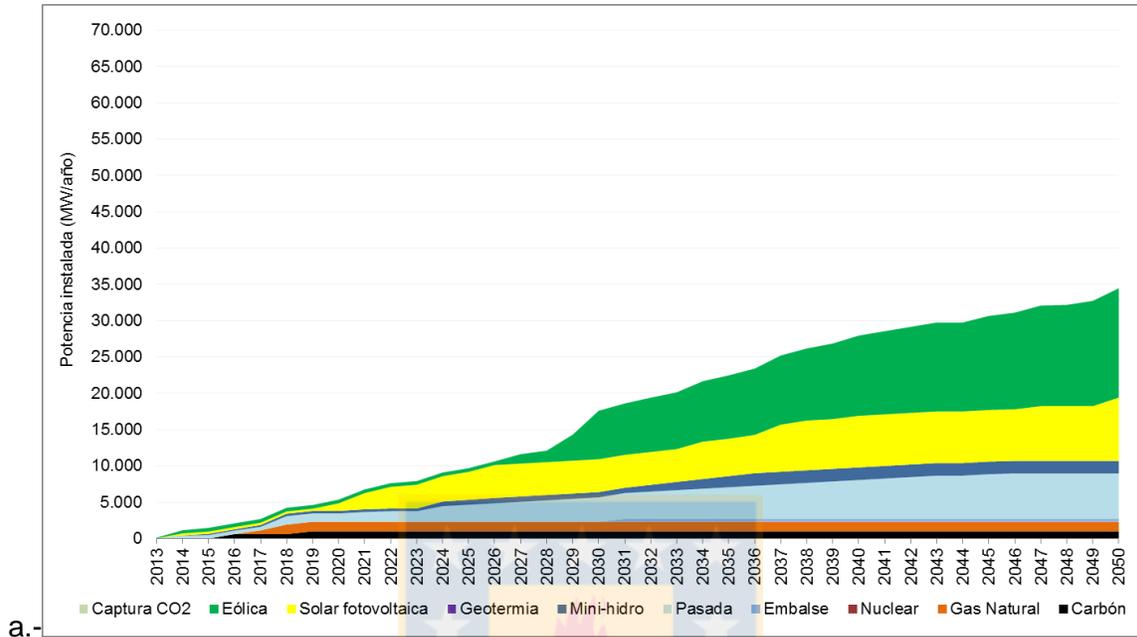


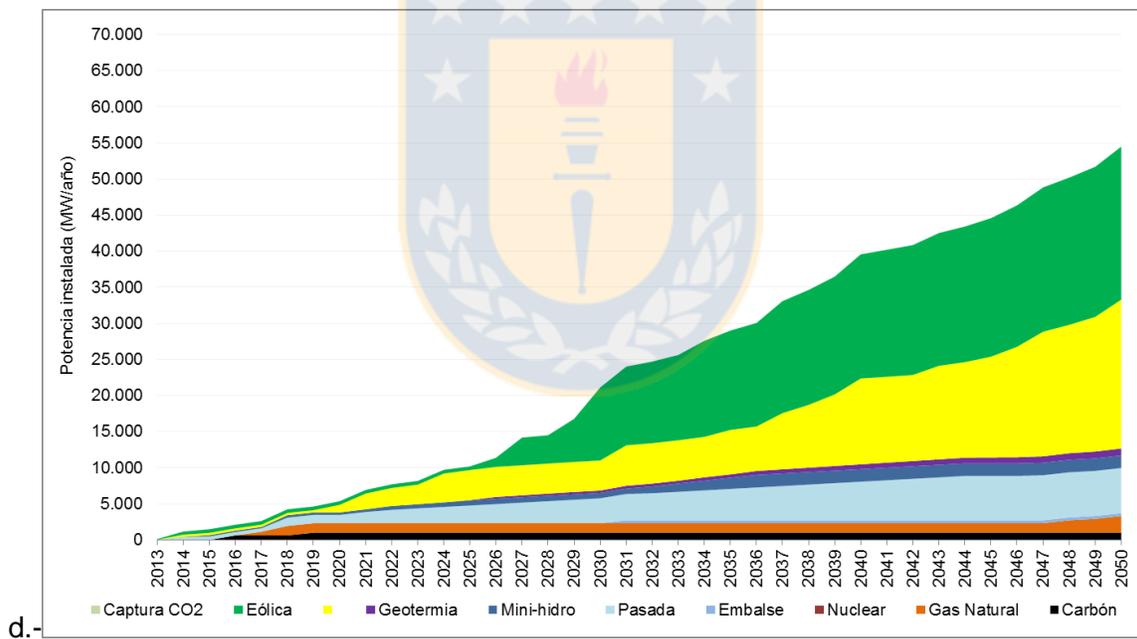
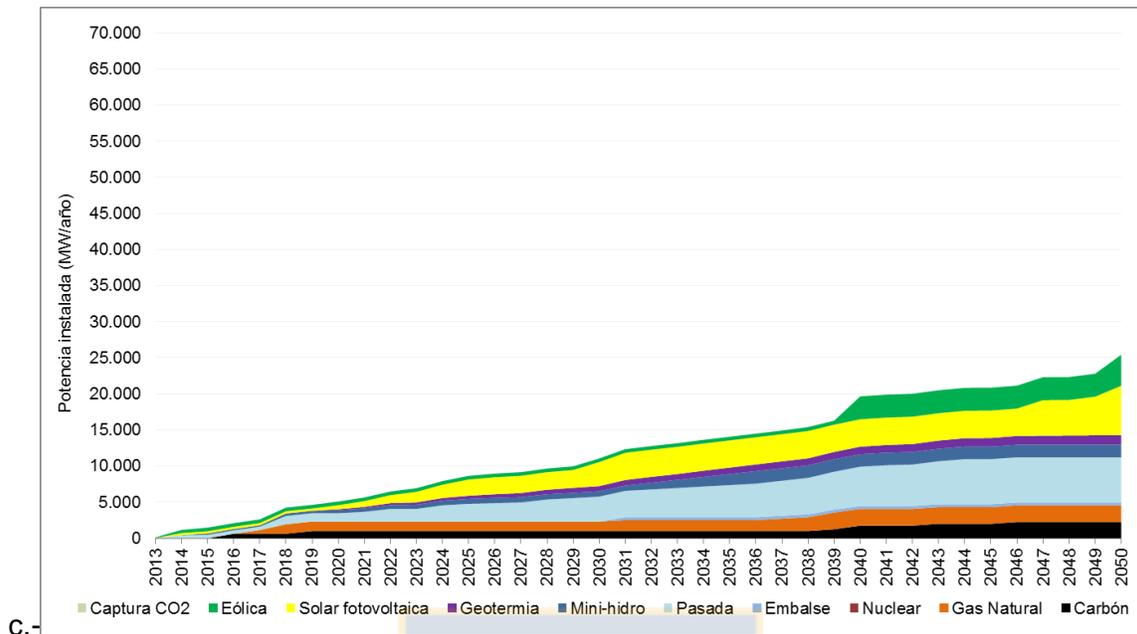
APÉNDICE D. ANTECEDENTES RELEVANTES PARA LA PROYECCIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y SOCIALES DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS FUTUROS AL AÑO 2050.

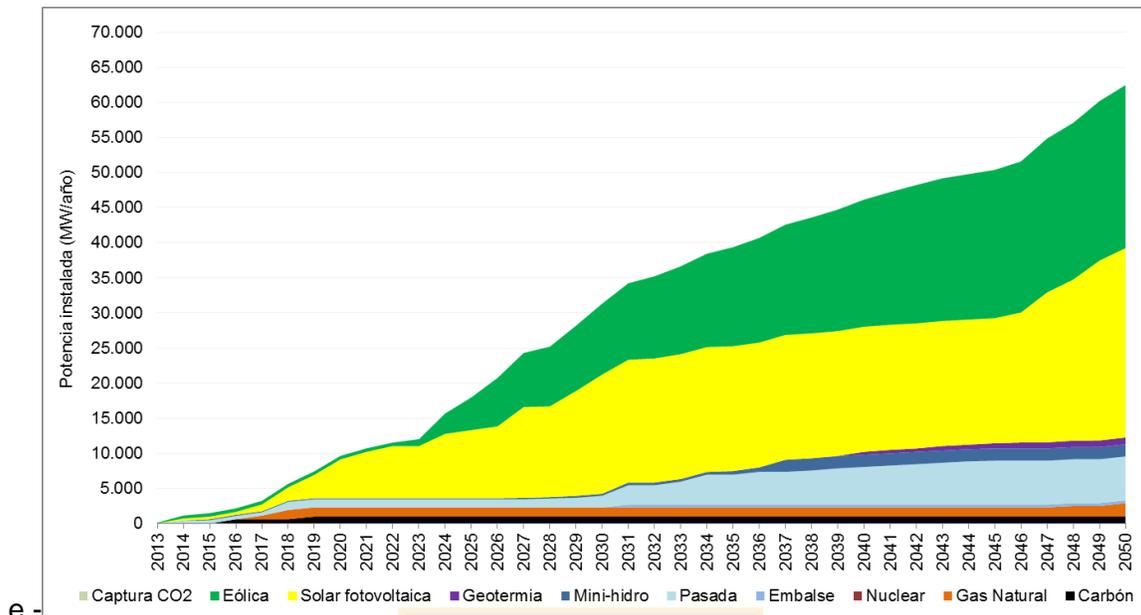
Figura D.1. Escenarios de potencia instalada adicional estimada en el marco de la Hoja de Ruta 2050, para Chile al año 2050. a.- Escenario 1+Eficiencia energética; b.- Escenario 2+ Eficiencia energética; c.- Escenario 3+ Eficiencia energética; d.- Escenario 1+Electrificación; e.- Escenario 2+ Electrificación; f.- Escenario 3+ Electrificación 245



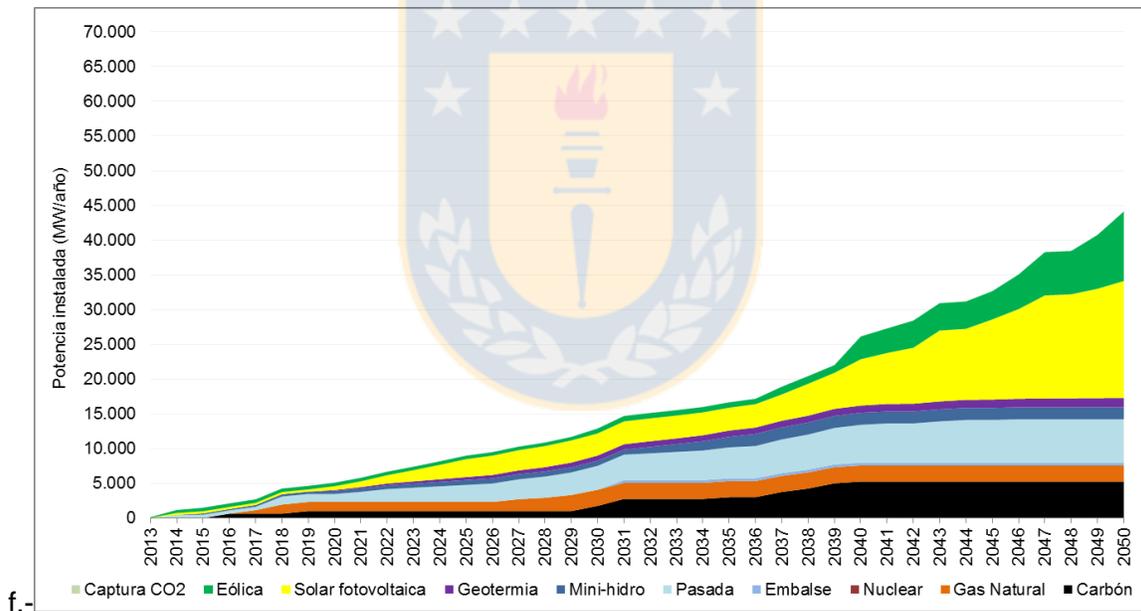
Figura D.1. Escenarios de potencia instalada adicional estimada en el marco de la Hoja de Ruta 2050, para Chile al año 2050. a.- Escenario 1+EE; b.- Escenario 2+EE; c.- Escenario 3+EE; d.- Escenario 1+Elec. ; e.- Escenario 2+Elec.; f.- Escenario 3+Elec. Fuente: Mesa de Trabajo Comité de Expertos Energía 2050.







e.-



f.-

APÉNDICE E. ANTECEDENTES RELEVANTES PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO (AMC) PARA LA EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LA SUSTENTABILIDAD DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS FUTUROS AL AÑO 2050.

Figura E.1. Esquema de gráfico del Análisis Multicriterio aplicado a la evaluación de la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica en Chile. 249

Figura E.2. Esquema gráfico del análisis de sensibilidad para la dimensión ambiental extraído desde el software Web-HYPRE. 250

Figura E.3. Esquema gráfico del análisis de sensibilidad para la dimensión económica extraído desde el software Web-HYPRE. 251

Figura E.4. Esquema gráfico del análisis de sensibilidad para la dimensión social extraído desde el software Web-HYPRE. 252



Figura E.1. Esquema de gráfico del Análisis Multicriterio aplicado a la evaluación de la sustentabilidad de las tecnologías de generación eléctrica en Chile. Fuente: Elaboración propia.

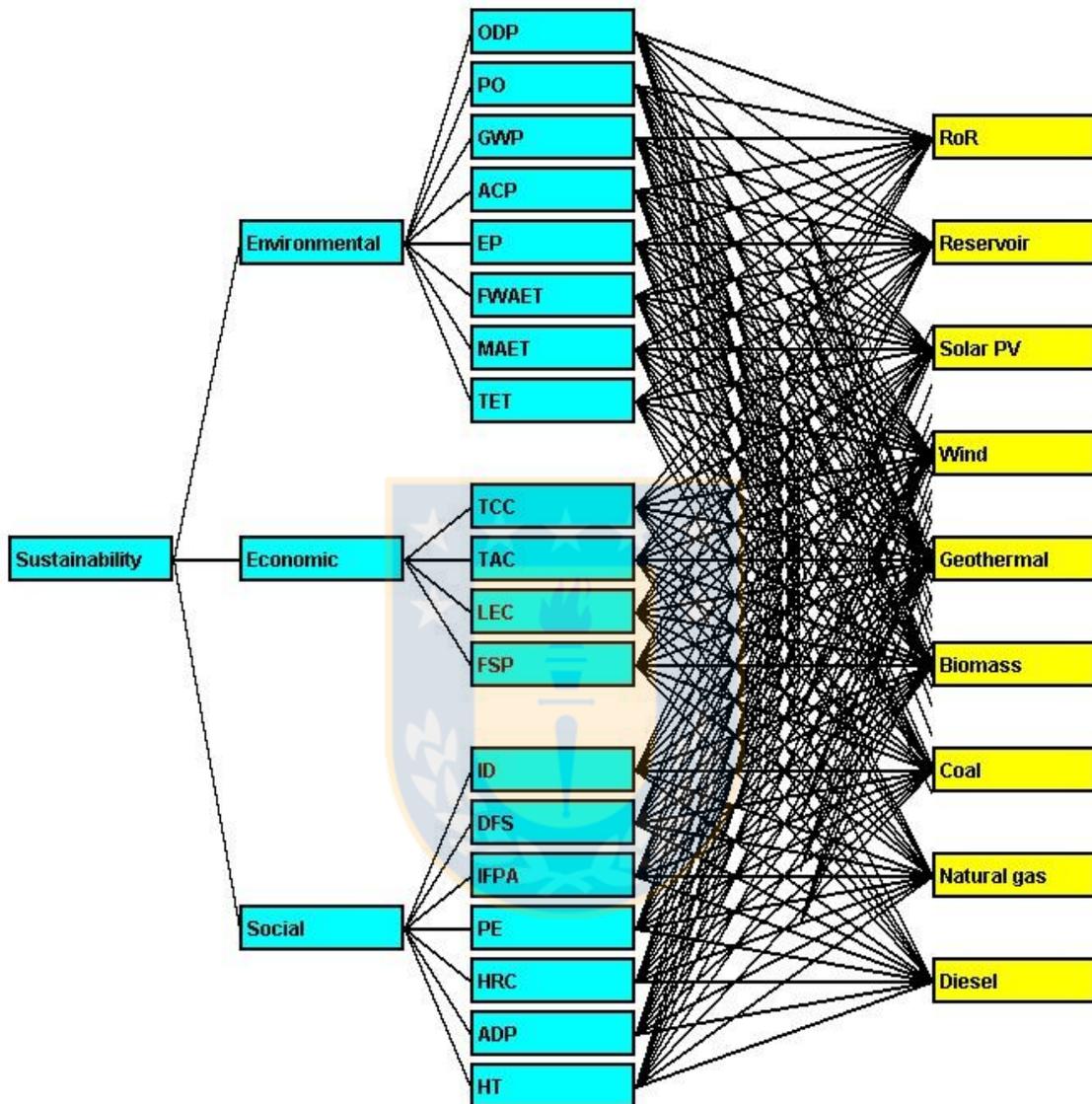


Figura E.2. Esquema gráfico del análisis de sensibilidad para la dimensión ambiental extraído desde el software Web-HYPRE. Fuente: Elaboración propia.

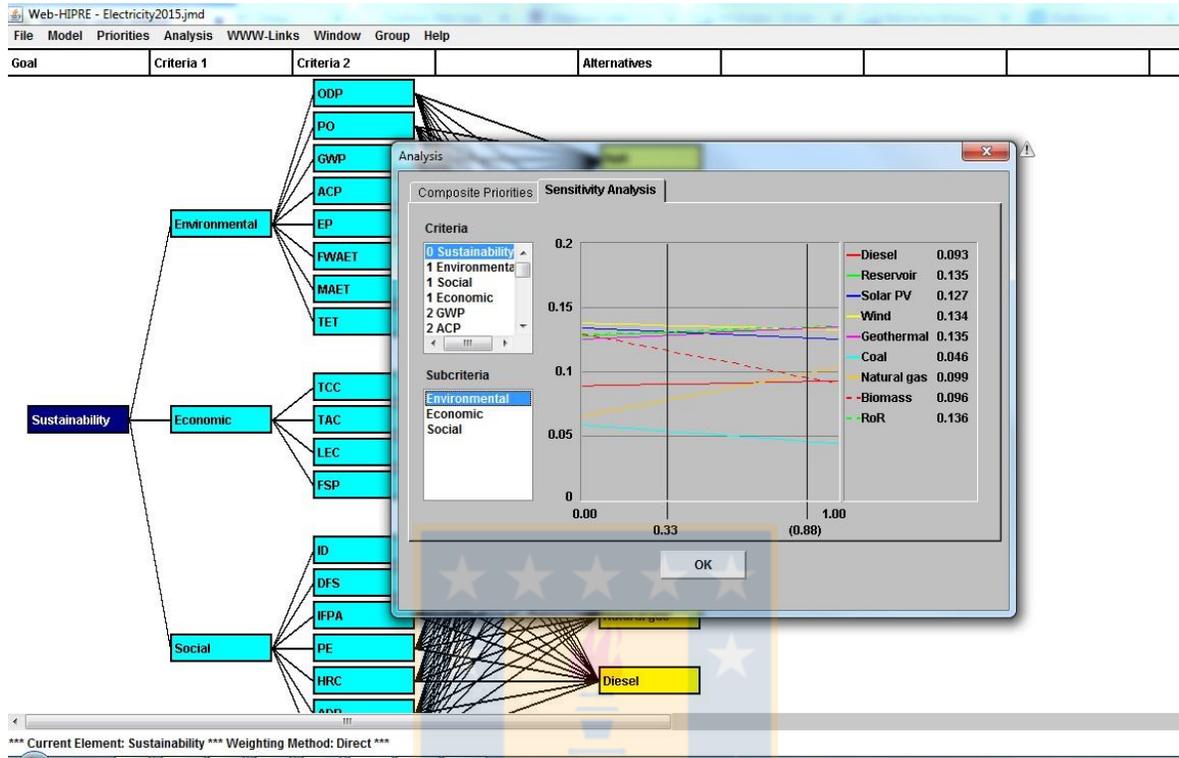


Figura E.3. Esquema gráfico del análisis de sensibilidad para la dimensión económica extraído desde el software Web-HYPRE. Fuente: Elaboración propia.

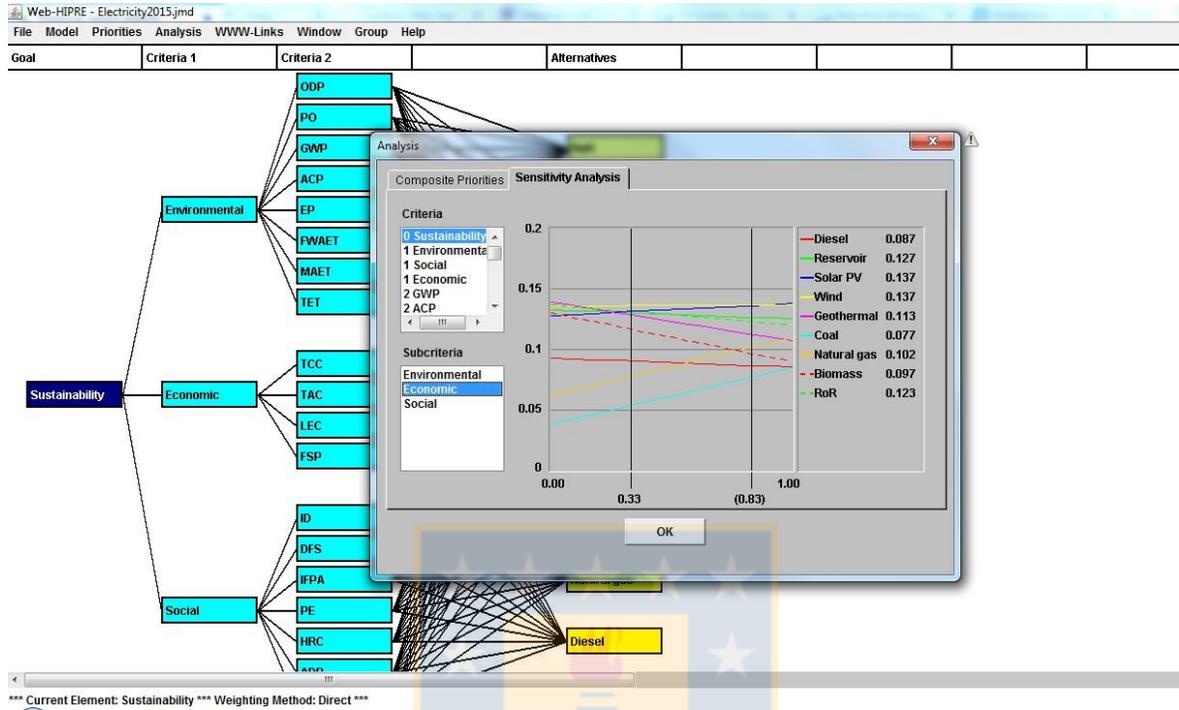
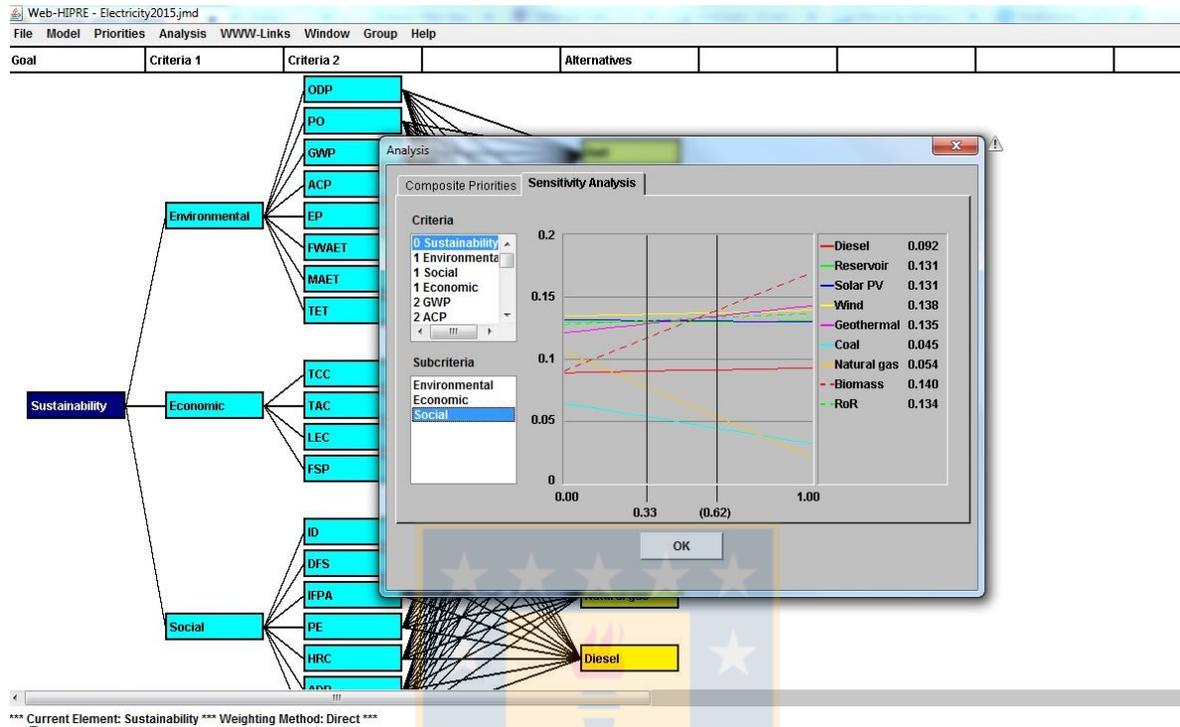


Figura E.4. Esquema gráfico del análisis de sensibilidad para la dimensión social extraído desde el software Web-HYPRE. Fuente: Elaboración propia.



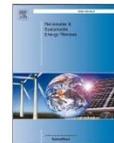
APÉNDICE F. PUBLICACIÓN CIENTÍFICA 1

Renewable and Sustainable Energy Reviews 94 (2018) 154–167



Contents lists available at ScienceDirect

Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser

Environmental impact profile of electricity generation in Chile: A baseline study over two decades



Mabel Vega-Coloma*, Claudio A. Zaror

Department of Chemical Engineering, University of Concepcion, P.O. Box 160 C, Correo 3, Concepción, Chile

ARTICLE INFO

Keywords:
Life cycle impact assessment
Chilean electricity generation

ABSTRACT

Chile is one of the world largest copper producing countries, housing significant mineral reserves, and accounting for over 30% of national electricity consumption. Currently, the total installed electricity generation capacity amounts to over 20 GW and is expected to double within the next two decades. Since electricity generation is a well-known source of environmental impacts throughout its lifecycle, there is a permanent need to evaluate potential environmental burdens of alternative courses of action. Unfortunately, systematic information on the environmental performance of current electricity generation in the country is lacking. Therefore, this paper reports the potential environmental burdens of the Chilean electricity generation system over the last two decades, to account for temporal effects and serve as a baseline to which compare different strategies, following a cradle-to-gate approach based on ISO 14,040–44:2006 standards. The system limits included fuels extraction and transportation processes, and construction materials, as well as electricity generation, considering as a functional unit 1 kWh.

Plant operation, thermal efficiency and infrastructure requirements were modelled based on primary data, whereas fuels extraction, refining, and manufacturing of construction materials were obtained from Ecoinvent databases.

Changes in water availability, commercial constrains in natural gas supply, investment in renewable energy technologies, among others, have led to significant changes in the environmental profile along time. Results obtained here show stricter environmental legislation and more efficient environmental control technologies need to be introduced to promote improvements in environmental performance, with particular focus on human health and ecotoxic effects in coal-fired power plants.

Finally, new electricity generation capacity based on solar, wind, and other renewable sources should be encouraged to reduce the environmental footprint of electricity generation, thus fostering the competitiveness of Chilean exports.

This work provides a sound baseline for the assessment of future development scenarios, constituting an interesting case study for comparative studies.

1. Introduction

Since the early 90's the Chilean economy has experienced significant growth rate, particularly due to the expansion of mining, forestry, manufacturing, agricultural, and marine products. Currently, Chilean exports amount to nearly US\$ 80,000 million, with important contributions to the world market; particularly, in copper, salmon and cellulose products, with Chilean exports meeting 30%, 24%, and 12% of total world demand, respectively.

As environmental and social performance becomes a key factor for competitiveness, scientists, engineers and investors are pressed to include those criteria in decision-making. As a member of the OCDE

countries since 2010, Chile has embraced international agreements to improve environmental and social performance in line with sustainable development goals.

In this respect, electricity usage and its associated primary energy consumption and emissions are important contributors to the life cycle environmental impacts of many products and processes, and also a significant component of the carbon footprint of products, institutions, and geographic regions.

In Chile, most electricity is generated and distributed in two hitherto independent electricity networks, namely the Interconnected Greater Northern Network (SING) and the Interconnected Central Network (SIC), with a total installed capacity of 20,285 MW.

* Corresponding author.

E-mail address: mabvega@udec.cl (M. Vega-Coloma).<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.058>Received 18 October 2017; Received in revised form 29 March 2018; Accepted 25 May 2018
1364-0321/ © 2018 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Historically, the SING network is mostly composed of thermoelectric power plants, whereas the SIC network features a significant share of hydroelectric plants. During the last 20 years, Chilean electricity consumption has doubled in line with economic growth, reaching over 70,000 GWh/year in 2015, with around 75% contribution from the SIC network. This trend is expected to continue, despite great efforts to improve energy efficiency in all economic sectors, that has led to a 50% reduction in electricity intensity during the last two decades, to a present 250 MWh/MM \$US GDP. Moreover, since 1995 the SING and SIC systems have experienced important changes in the mix of primary energy sources, mainly due to economic incentives, climate change effects, as well as restrictions in the availability of natural gas from neighbouring Argentina.

Recently, an Energy 2050 strategic roadmap has been developed with the participation of key public and private stakeholders, with view to meeting long term energy scenarios [1]. This strategy establishes alternative courses of action to improve safety and quality of energy supply, environmental sustainability, and energy efficiency, among other key factors. Given the unique solar, hydro, wind, and geothermal energy potential in Chile, those policies are likely to trigger new investments in electricity generation capacity with a significant impact on the electricity mix. Moreover, the SING and SIC networks will be fully interconnected within the next couple of years and plans to link the Chilean grids with the rest of South American neighbours within the next two decades are already underway, opening the way to interesting environmental and technological challenges.

Unfortunately, very little systematic information on the environmental implications of present and future energy scenarios in Chile are currently available, affecting decision making at both private and public levels. Indeed, most decisions so far have been taken on the basis of information from international experience. Nevertheless, electricity cannot be considered as a homogeneous commodity, since potential environmental and human health impacts associated to specific electricity generation processes are determined by the nature of primary energy sources, site specific conditions, among other factors [2–5].

There is widespread consensus that potential environmental and human health impacts associated to electricity generation extend upstream to the very extraction of natural resources, refining processes and materials transport; involving also power plant construction, and end of life. Therefore, a Life Cycle Assessment (LCA) approach constitutes an appropriate and widely used methodological framework to assess the environmental performance of electricity generation systems [2,6]. As a result, LCA has become instrumental in policy-making in the energy sector, and there is a growing body of literature reporting LCA for electricity production in several contexts [2,6–10]. Previous studies have reported on the environmental performance of electricity networks at country levels [11–18], including the temporal factor [4] and future projections scenario [3,5,10,19–24].

Environmental burdens associated to specific generation technology have been widely reported [25–29], with emphasis on land use [30], greenhouse gases emissions [31,32], and freshwater consumption [33,34]. Those results have been used in the assessment of eco-efficiency of electricity mixes at top European economies, providing targets to less efficient countries [35].

In the Latin American region, life cycle assessment for electricity generation was carried out in Brazil at country level by Coltro et al. [11], and at technology level focussed on hydropower plants [36], coal based power plants [37] and electricity generation from sugarcane bagasse [38]; whereas in Mexico a life cycle assessment was developed for electricity production taking as base the year 2006 [39].

In Chile, just a few examples of LCA application could be found, mainly in context of the quantification of the environmental burdens of primary copper production [40,41].

The lack of systematic studies on the past and present environmental life cycle impact of Chilean electricity production reduces the capacity to make rational policy and investment decisions. Within this

context, the goal of this LCA is to fill such information gaps, providing an environmental life cycle assessment of electricity generation in Chile based on primary data, over the period 1995–2015. Thus, the effect of climate change and technological evolution could be accounted for, providing a basis for the environmental assessment of future scenarios and decision-making of public and private stakeholders. Results from this study are expected to serve as a robust baseline for the assessment of future scenarios in electricity generation.

2. Methodological framework

The ISO 14040:2006 [42] and 14,044:2006 [43] standards were used as the methodological framework to conduct this LCA study.

As mentioned above, this study included all significant inputs and outputs related to electricity generation in the Chilean SING and SIC networks, including major materials and energy inputs, air and water emissions and solid wastes. A hybrid LCA approach to describe the system was followed [44], focussing on cradle-to-gate boundaries for each electricity technology and grids. Hybrid LCA is a combination of the economy wide Input/output (I/O) and Process models. The first uses simplifications such a linear relationship among I/O and the process can only be aggregated into limited number of sectors. On the other hand, the process model assessment typically consists of a detailed inventory of resource inputs and environmental outputs converting this approach in a very data intensive and time-consuming exercise [45,46]. This hybrid LCA approach has been widely used in previous research for electricity production [5,9,10,23] and provide a well proxy of real environmental profile.

2.1. Goal and scope definition

Within the scope of the study, the system function is the generation of electricity and its delivery at point of connection to the electrical distribution system (ie. busbar) at the SING and SIC networks. The functional unit, which enables the system inputs/outputs to be quantified and normalised, is one kilowatt-hour (kWh EE) delivered at the busbar, as suggested by Curran et al. [7] and UNEP [10]. As mentioned above, this study covers the period 1995–2015, and 99.3% of the Chilean electricity generation capacity.

This is a cradle-to-gate LCA study, considering all production steps from raw material extraction to the high voltage electrical current delivered at the busbar. The system boundaries and the main unit processes modelled here are illustrated in Fig. 2, shown in following sections.

2.2. Environmental impact assessment models

There is a wide range of impact assessment models, including mid-point and end-point approaches [46]. In this study, the updated version of CML 2 Baseline 2000 v2.05/World, 1990 [47] environmental impact assessment was used to describe the environmental performance of the electricity Chilean matrix. This includes ten mid-point indicators that account for climate change, natural resources depletion, and emissions to soil, water, and air, among others. Additionally, the Eco-indicator 99 end-point impact assessment model was used for comparison's sake. That model considers three end-point indicators related to damage to human health, ecosystem quality, and resources use, each related to a number of impact sub-categories. Both impact models have been widely reported in LCA applied to electricity generation [3,14,18,35,39].

The software package Simapro v.7.3.3 [48] was used to model the systems and calculate environmental impacts, on the basis of primary data complemented with the Ecoinvent v. 2.2 database.

2.3. The Chilean electricity generation system

The SING network covers the Northern part of Chile, extending

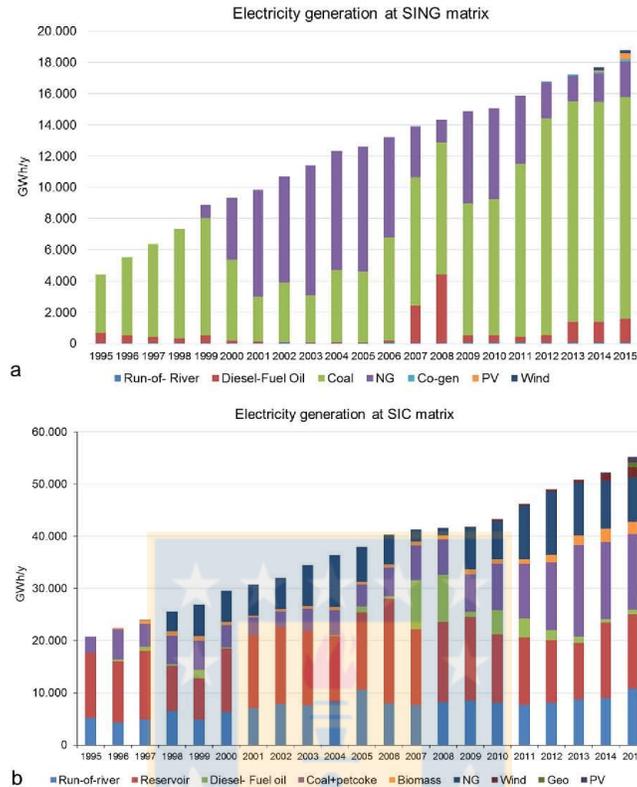


Fig. 1. Electricity Generation 1995 – 2015 as a function of primary energy source. (a) SING Network. (b) SIC Network.

900 km from the city of Arica near the northern border with Peru (Latitude 18°28.476' S) to Taltal (Latitude 25°24.5238' S), accounting for around 23.7% of total national current installed generation capacity, mostly to supply mining and industrial activities. On the other hand, the SIC extends over 2000 km from Taltal to Chiloé (Latitude 43°7.0914' S), serving 90% of Chilean population, and accounting for 75.6% of national installed generation capacity. These two networks account for 99.3% of the country's electricity generation capacity, and no electrical energy is imported from neighbouring countries, or exported from Chile to them. The remaining 0.7% is provided by three small grids located in the extreme South of the country and are not part of this study, since they provide electricity for local, pretty isolated small communities [49].

Present electricity generation installed capacity and the amount of power plant of each technology, at SING and SIC, is summarized in Table 1 [49].

Most wind and photovoltaic power plants have just recently been installed, and still represent a source of uncertainties under the operating conditions of Chilean networks, due to their intermittent availability [23].

The evolution of electricity generation at SING and SIC over the period 1995–2015 is shown in Figs. 1(a) and 1(b), respectively, as a function of primary energy sources.

The expansion of mining and industrial activities has been key drivers to increasing the electricity generation capacity [50]. Unluckily,

Chile lacks sufficient fossil fuels reserves, and is heavily dependent on coal, oil and natural gas imports. Given her geographical position, the energy sector is extremely vulnerable to global political, climatic or economic fluctuations.

Historically, hydroelectric processes had dominated electricity generation at SIC. However, hydropower share decreased significantly as compared with thermoelectric processes. During 1998–2000, Chile experienced one of the most intense droughts in the last century, due to the La Niña phase associated to El Niño Southern Oscillation (ENSO) phenomena [51]. During La Niña phase, the effect of the high pressure Southern Pacific Anticyclone extends to most Central and Southern Chile, leading to drastic reductions in rainfall, extensive drought, and, consequently, electricity shortages. Similar La Niña climatic conditions repeated in 2004, 2007–08, and 2011 [52], with direct impact on water availability for electricity generation. Those events have unveiled the high climatic vulnerability of the SIC network, leading to growing incentives to invest in thermoelectric power plants. Moreover, since 1996 low cost natural gas was pipelined from neighbouring Argentina, acting as an additional driver to huge private investments in thermoelectric generation. As a result, most of growing electricity demand during the first decade of the millennium was met by new natural gas and coal-based plants. However, in 2006 Argentina severely restricted natural gas exports to Chile resulting in shortages and price increases. Thus, natural gas power plants had to momentarily convert to diesel, resulting in lower conversion efficiency, rise in production costs and greater

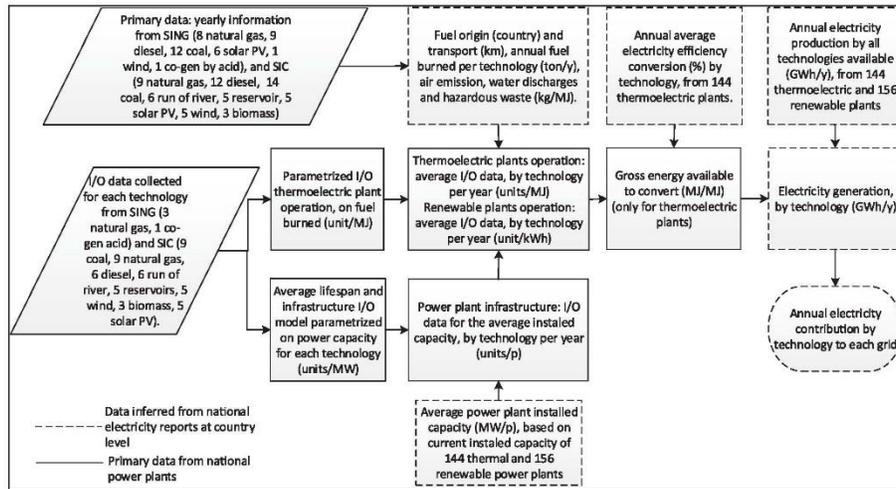


Fig. 2. Flow diagram of the methodological procedure for data acquisition and treatment, associated to electricity generation I/O data, for each technological option.

atmospheric pollution. In recent years, new port infrastructure to receive liquefied natural gas has been built, and currently over 25 MMm³/day regasified natural gas are supplied to SING and SIC power plants.

Techno-economic planning and operation of power plants at both networks is coordinated by two independent Centre for Economic Dispatch Load (CDEC), according to electricity demand models, and economic and reliability criteria.

In recent years, most new investments in electricity generation capacity have been based on renewable sources, driven by reductions in investment costs and local competitive advantages. On the other hand, new investments on coal-based power plants have slowed down due to incipient environmental regulations and social pressures.

2.4. Data treatment and sources

Detailed specifications on each electricity generation process, such as primary energy sources, fuels chemical composition and heating value, conversion efficiency, type of boiler, and environmental control technology, vary widely from site to site. These are a function of the type and age of technology, equipment maintenance, plant location, fuel source, among other factors. Therefore, plant-specific primary data ought to be used whenever possible. In this study, primary data was obtained from electricity generation plants accounting for 56% of total

electricity generation capacity of the Chilean networks. The following scheme indicates the procedure followed to gather and treat the data available for each technology, in order to develop a parameterized I/O model.

The infrastructure stage was modelled based on information collected considering a core of 56 plants, where the infrastructure I/O data features little differences among similar technologies at SING or SIC. On the other hand, the operational data were collected from a group of 96 power plants I/O covering the time period 1995–2015, technology and geographical location. These included all key operational parameter, such as water consumption, land use, solid waste and main air emissions, life span, among others. Those plants account for 65% and 53% of total generation capacity of SING and SIC, respectively.

In addition, data from national electricity reports was collected for electricity generation, type and source of fuel, average calorific values, conversion efficiencies for 144 thermal and 156 renewable energy power plants on a yearly basis for the period 1995–2015. In the case of plants built after 1997, requirements of cement and, steel, gravel and other construction materials were also obtained from primary sources.

Fossil fuels used as primary energy sources (ie. natural gas, diesel, and coal) are mostly imported worldwide. At present, most natural gas is imported as liquefied natural gas from Trinidad and Tobago, whereas a minor amount of natural gas is still pipelined from Argentina. On the other hand; crude oil is imported from Asia, Middle East, Africa, and

Table 1
Electricity Generation Installed Generation Capacity at SING and SIC (2015).

Generation Processes	SING		SIC	
	Number of Plants	Installed capacity (MW)	Number of Plants	Installed capacity (MW)
Hydroelectric (reservoir)	0	0	9	3402
Hydroelectric (run-of-river)	3	16	103	3069
Coal (coal and petcoke)	6	2121	10	2571
Natural Gas (gaseous and liquefied)	2	1469	15	2705
Diesel and fuel oil	8	365	74	2476
Biomass and other cogeneration	1	18	28	471
Solar-Photovoltaic (PV)	6	104	19	444
Wind power	1	90	18	820
Total	27	4183	276	15,958

Table 2
Primary process data collected to build the LCI for each technology considered in this study.

Technology	Primary data for Chilean networks
Coal power plants Infrastructure: data from 9 plants Operation: data from 16 plants in representative years Conversion: yearly data from all operative 16 plants Diesel power plants Infrastructure: data from 6 plants Operation: data from 21 plants in representative years Conversion: yearly data from all operative plants Natural Gas power plants Infrastructure: data from 12 plants Operation: data from all 17 plants in representative years Conversion: yearly data from all 17 operative plants Biomass based power plants ^(a) Primary data from 3 plants Run-of-river plants Primary data from 6 plants Reservoir plants ^(b) Primary data from 5 plants Wind power plants ^(c) Primary data from 6 plants Solar-PV power plant ^(d) Primary data from 11 plants Co-generation from acid plant ^(e) Primary data from 1 plant	<ul style="list-style-type: none"> • Fuel supply: Transport distance from supplier country to Chilean port facilities Annual amount of imported coal per country of origin Amount and transport distance of local biomass^(a). • Infrastructure: Electricity consumption Building material transport Tap and process water consumption Diesel consumption Cement, gravel and steel consumption Land use Period of construction and lifespan Waste water Domiciliary and hazardous waste Explosives consumption^(b) Workers and building materials transport^(b) Construction machinery and other requirements^(b) Amount of construction and demolition waste^(b) Urban and hazardous waste^(b) Air emissions^(b), such: CO; MP₁₀; MP_{2.5}; NO_x; SO_x; VOC - Gasoline^(c) and LPG^(c) Amount of wind turbines, nacelle and steel tower^(c) Amount silicon grade PV panel and glass cover^(d) Domiciliary waste production^(e). • Fuels burned: Calorific value of fuels (for coal based on its country of origin) Biomass consumption^(a) Tap and process water consumption Limestone and ammonia consumption Diesel for support consumption Sand and oils consumption^(a) Air emissions: As; Benzene; VOC; SO₂^(a); CO₂; Hg; CO^(a); CO₂ (biogenic)^(a); MP₁₀(a,s); MP_{2.5}; NH₃; Pb; Toluene; NO_x^(a); Heat waste. Water discharges such: oil; Al; As; Ba; Cd; CN; Cl; Cu; Cr VI; Cr total; Sn; F;P; total hydrocarbons; Fe; Phenol index; Mn; Hg; Mo; Ni; NPK; Pb; Se; TSS; PO₄⁻²; SO₄⁻²; Zn; heat waste. Hazardous waste such: emulsion paint remains, fluorescent lamps Inert waste, solvent mixtures, batteries, used mineral oil. • Energy conversion: Electricity generation Fuel consumption Water use on electricity production^(b) Residual oils production^{(b)(d)} Electricity generation and consumption^(c) Tap water consumption^(d) Workers transport^(d) Domiciliary waste^(e) Waste water production^(d) Sulfuric acid production^(e) Amount of sulphur^(e) Amount of demineralized water consumption^(e) Amount of limestone^(e) Amount of diesel^(e) Amount of water treatment sludge^(e) Domiciliary waste production^(e) Air emission^(e); SO₂.

South America; and most refined diesel comes from North America. Coal is supplied from Colombia, North America, Australia and other Asian countries. Boilers, turbines and other key production infrastructure are also imported, mainly from European countries, USA, Canada, Japan, China, Brazil, and India. Specific data for overseas processes, such as primary fuels extraction and refining, as well as

equipment manufacturing, are difficult to obtain from direct sources. In order to overcome this constraint, average European values obtained from Ecoinvent v2.2 databases were used to fill data gaps.

A summary of primary data sources for the eight electricity generation processes included in this study is shown in Table 2 below.

Some key features for electricity generation plants based on primary data are reported in Table 3 below. Shown average distance for fuel transport and energy conversion efficiencies correspond to 2015 operation data.

2.5. Electricity generation system boundaries

Fig. 3 shows a simplified overview of system boundaries corresponding to the generation technologies present in the Chilean electricity generation system. Upstream processes such as primary fuel extraction and processing (whenever relevant), and transport of materials and fuels to the power plant facility, as well as plant construction, power plant operation and decommissioning, are included within the system boundaries. It must be said at the outset that transmission, distribution and use of electricity are beyond the scope of this LCA.

All coal-based power plants are located near port facilities on the coastal regions, since most coal supplies come from overseas, and cooling sea water is readily available.

Reservoir-based hydroelectric plants feature installed power capacities over 300 MW, whereas run-of-river systems are mostly designed for capacities below 100 MW. Large reservoirs are built in the Andean region, where water comes directly from melting snow and glaciers from highlands. In contrast, run-of-river plants are mostly sited in lower lands on the Central Valley.

Photovoltaic plants are mostly located in the northern region where the Horizontal Global Radiation (GHR) per square meter in the Atacama Desert amounts to 2500 kWh/year/m² [53]. Wind power plants are sited along the Chilean territory where suitable wind fields are found.

Biomass power plants are mostly associated to the forestry industry located in Central-Southern Chile. Although these power plants produce steam and electricity, all infrastructure-related environmental burdens were allocated to electricity. Since 2012, a novel co-generation power plant associated to sulfuric acid production started operation at SING. This plant produces sulfuric acid from imported solid sulphur, where the heat released by exothermal catalytic chemical reactions is used to produce steam for electricity generation

2.6. Calculation of annual environmental profile of SING and SIC electricity grids

Calculation of annual environmental profile of electricity networks were carried out following procedures suggested by Curran et al. [7], considering specific annual data for each process identified within system boundaries, in order to provide results to support this procedure. Moreover, the “minimum” list of environmental flows for energy supply systems proposed in that report, has been fully covered by primary data in this study, and applied to each technology through the use of the parameterized I/O model.

It must be mentioned that the use of a parametrized I/O model to represent quantitatively the time evolution of environmental performance of electricity generation at country level has not been previously reported in the literature.

3. Results and discussion

3.1. Mid-point impact assessment of electricity production in Chile

The yearly evolution of CML 2000 environmental impact indicators associated to the generation of 1 kWh at SING, and 1 kWh at SIC are compared for each impact category in Fig. 3(a)-(j). As a reference, the national average obtained from the theoretical combined production of

Table 3
Key features of Chilean electricity generation plants (2015).

Key feature	Grid	Diesel	Coal	Natural gas	Reservoir	Run of river	Solar PV	Wind power	Biomass
Average Installed capacity (MW/plant)	SING	49	302	528	–	5	19.8	90	–
	SIC	28	285	170	368	26	23.3	47	15.8
Land transformation (ha/plant)	SING	2.1	10.6	1.8	–	0.3	52.8	1732	–
	SIC	1.2	11.2	1.2	645	1.4	62.2	935	45
Cement (ton/plant)	SING	306	4625	4039	–	47	683	8000	–
	SIC	206	4365	1301	32,429	229	803	6700	878
Steel (ton/plant)	SING	516	2086	15,267	–	15	–	5700	–
	SIC	295	1968	4916	3078	74	–	3660	1275
Average conversion efficiency (%)	SING	28.1	30.9	31.6	–	–	–	–	–
	SIC	35.2	34.3	40.9	–	–	–	–	–
Average distance of fuel imports (km)	SING	11,789	8866	8884	–	–	–	–	–
	SIC	–	–	–	–	–	–	–	–
Countries of origin	SING	USA	Colombia	Trinidad & Tobago	–	–	–	–	–
	SIC	Japan	USA	Equatorial Guinea	–	–	–	–	–
		Korea	Australia	Norway	–	–	–	–	–
			New Zealand		–	–	–	–	–
Lifespan (years/plant)	SING	21	40	25	100	70	27	25	20
	SIC	–	–	–	–	–	–	–	–

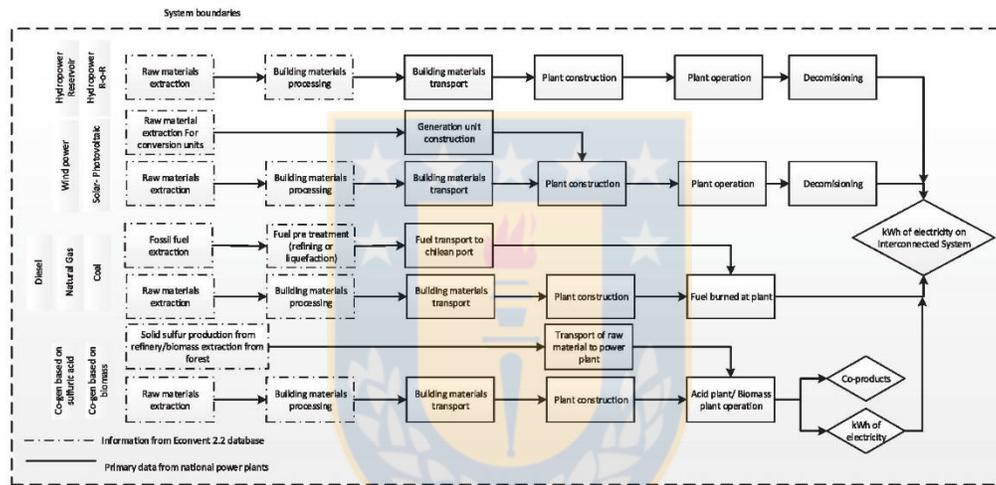


Fig. 3. Generalized system boundaries of the electricity generation in Chile.

SIC and SING is also shown.

It could be seen that in most impact categories the environmental burden associated to the generation of 1 kWh at SING is significantly greater than 1 kWh at SIC, as a direct result of the greater contribution of fossil fuels to the SING network. However, the environmental burden of 1 kWh that could have been obtained if SING and SIC had been interconnected is heavily conditioned by the SIC environmental performance, as a consequence of its greater contribution to electricity generation at national level (over 75%).

Abiotic depletion (AD) is directly related to the extraction of fossil energy sources such as coal, diesel and natural gas. Fluctuations in AD has been rather limited over the 20 years period, apart from a unique deep during 2006–2007 coinciding with the sharp reduction in natural gas consumption at both SING and SIC networks.

Acidification (AC) potential associated to the generation of 1 kWh at both SING and SIC shows wide variations over the last two decades. AC is mainly affected by sulphur and nitrogen oxides emissions to air and water. The decrease of this parameter seems to be directly associated to the increase in natural gas consumption, showing 65% and 50%

reductions between 1997 and 2005 at both networks. Increases in AC between 2006 and 2011 come as a direct consequence of natural gas replacement by diesel. From 2012, new incipient air pollution regulations were implemented in Chile, restricting acid gases emissions that reflected on sharp 60% reduction in AC.

Eutrophication (EP) shows a drastic 71% reduction at SING between 1997 and 2005, caused by the smaller contribution of eutrophication compounds associated to natural gas power plants. Increases in EP potential after 2006 is a direct consequence of sharp reductions in natural gas supply from Argentina.

The global warming potential (GWP) at SING varied within 0.55 and 1.02 kg CO_{2eq}/kWh, whereas at SIC it was in the range 0.20–0.48 kg CO_{2eq}/kWh. The GWP experienced a 45% overall reduction at national level between 1998 and 2006, mainly due the effect of greater conversion efficiency of natural gas power plants. Increasing GWP trends continue afterwards due to sharp reductions in natural gas supply and greater contribution of coal-based thermolectric plants. At SIC, the GWP is greatly determined by water availability since reservoir and run of river hydroelectric power plants constitute the greater

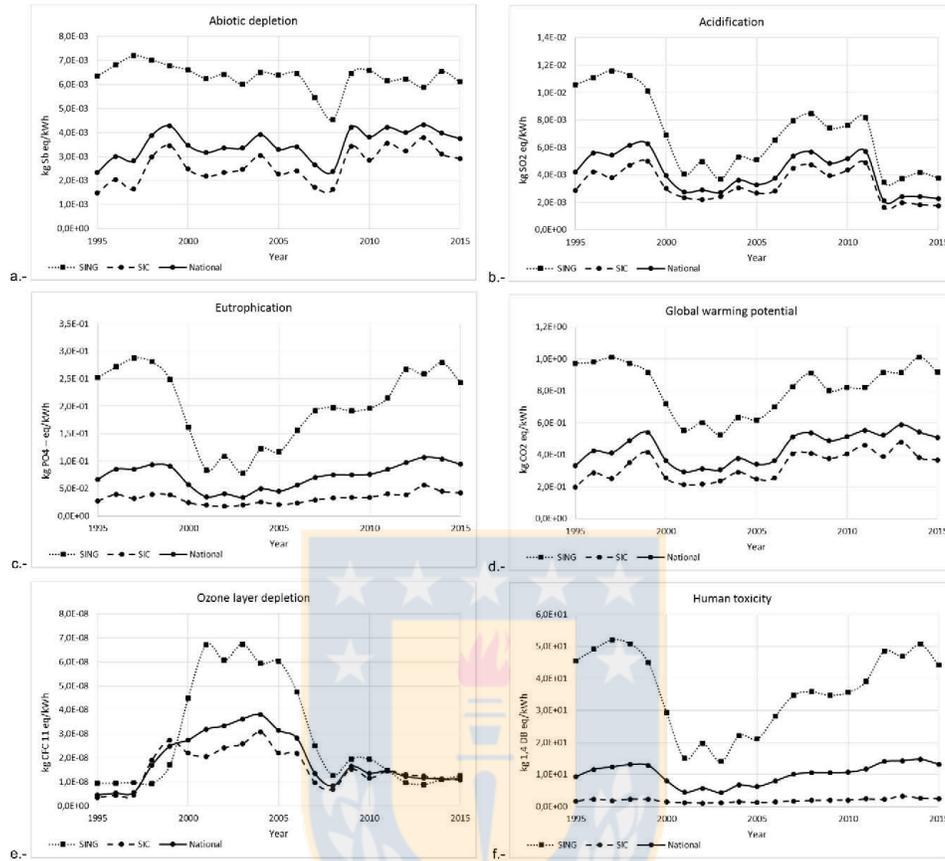


Fig. 4. Life cycle impact assessment for electricity generation in Chile, 1995–2015. CML 2000 impact model. a.- Abiotic depletion (AD). b.- Acidification (AC). c.- Eutrophication (EP). d.- Global Warming Potential (GWP). e.- Ozone layer depletion (ODP). f.- Human Toxicity (HT). g.- Fresh water aquatic ecotoxicity (FWET). h.- Marine ecotoxicity (MET). i.- Terrestrial ecotoxicity (TET). j.- Photochemical oxidation (PO).

electricity generation capacity. Fluctuations in the GWP at SIC follows quite closely the climatic trends associated to the ENSO phenomena. Indeed, El Niño condition is accompanied by increased rainfall in the Southern river basins where most reservoirs are located. On the other hand, La Niña condition features drastic droughts leading to significant reductions in hydroelectric capacity at SIC.

Chilean average carbon footprint for electricity generation over the last 20 years has fluctuated between 0.30 and 0.57 kg CO_{2eq}/kWh, with higher GHG emissions in the SING network because of greater contribution of thermoelectric generation. Those values fall within mean level of GHG emission following Herbert typology [24]. Moreover, those values are somewhat below the 586 kg CO_{2eq}/MWh carbon footprint for Singapore electricity calculated using a cradle-to-gate approach [15], and above the 200 kg CO_{2eq}/MWh reported over the last 3 decades for the hydroelectricity rich Brazilian electricity system [4]. Currently, Chilean exports are affected by growing market pressures to reduce their carbon footprint, that is greatly influenced by electricity consumption in manufacturing processes. This is putting additional pressures to electricity companies to reduce their own

carbon footprint, by increasing conversion efficiency, investing in cleaner technologies based on renewable sources.

Unlike other environmental impact indicators studied here, Ozone layer depletion (ODP) potential at SING and SIC show a drastic 7-fold and 3-fold increase for the period 1998–2006, respectively, most likely related to natural gas consumption for electricity generation.

As far as toxicity categories are concerned, there is a very similar trend shown by human toxicity (HT), freshwater ecotoxicity (FET), marine ecotoxicity (MET), and terrestrial ecotoxicity (TET). Again, introduction of natural gas powered plants led to a 60% toxicity reduction over the 1998–2006 period. After 2007, restrictions in natural gas supply resulted in greater use of diesel and coal as primary energy sources, with significant consequences for all toxicity categories.

Photochemical oxidation (PO) potential shows a very similar trend as acidification potential and presented nearly 80% and 70% reduction for SING and SIC in the period 1997–2005, respectively, due to the increase in natural gas consumption. PO potential increased between 2006 and 2011 as a direct result of natural gas replacement by diesel, whereas the sharp reductions after 2012, could be attributed to the new

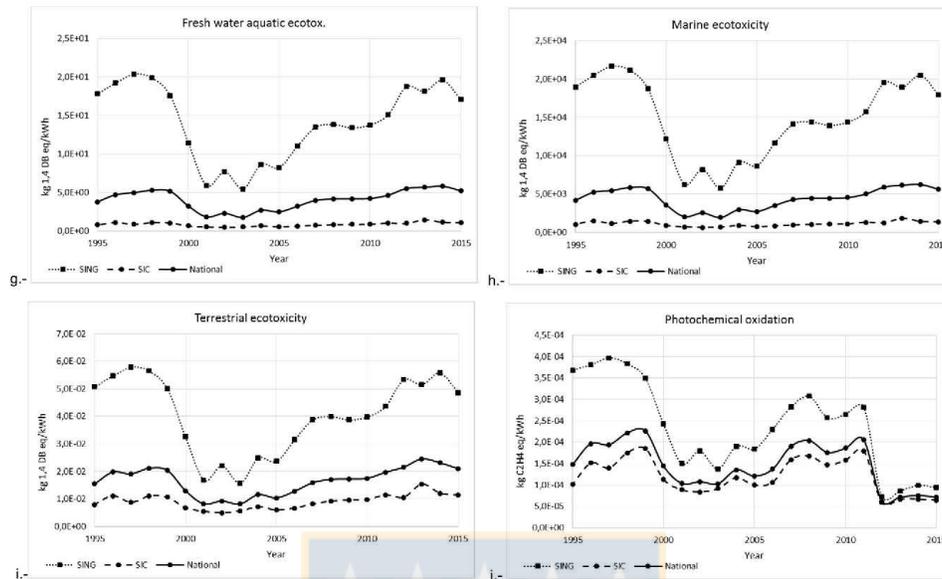


Fig. 4. (continued)

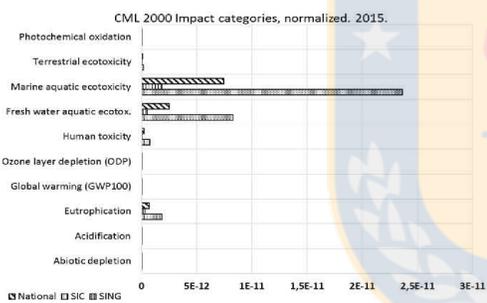


Fig. 5. Comparative normalised CML 2000 impact categories for electricity generation in Chile. Year 2015.

air pollution standards.(Fig. 4)

In order to get a comparative view among the CML baseline 2000 impact categories used here, these were normalised on the basis of World 1995 values. For the sake of space, only results corresponding to the year 2015 are shown here. Fig. 5 compares the normalised values for the 10 impact categories, for the SING, SIC and national average. Clearly, in all cases marine and fresh water aquatic toxicities represent the greatest environmental impacts, followed by eutrophication and human toxicity, whereas the remaining impact categories show negligible comparative effects. Similar qualitative trends were seen in all simulations for the period 1995–2015.

In this respect, coal and diesel based thermoelectric processes at SING and SIC are major contributors to those toxicity effects, as also reported elsewhere [10,25]. In fact, as seen in Section 3.5 below, the coal combustion process at the energy conversion stage accounts for more than 99% of the toxicity contribution to the SING matrix, where the share from coal power plants was over 75% in 2015 (viz. Fig. 1.a).

As mentioned in Section 2.5 above, this situation is likely to be reverted within the next decade as major investments in new solar photovoltaic plants are expected to significantly increase the share of clean electricity at SING grid. Additionally, results reported here indicate that legislation regulating air and water emissions would need to be reinforced in order to minimise negative impacts on human health and water ecosystems.

3.2. End-point impact assessment of electricity production in Chile

Impacts predicted by the Ecoindicator 99 model, expressed as three damage indicators for human health, ecosystems quality and resource use categories, are shown in Fig. 6(a)-(c). For the sake of space, the time evolution of corresponding impact subcategories is not shown here.

As in the case of mid-point indicators, end-point impacts associated to SING electricity generation are much greater than those estimated for the SIC network. Moreover, the time pattern of Ecoindicator 99 indicators follow similar behaviour as CML 2000 model, directly reflecting the changes in the electricity generation matrix as discussed above.

Results show that main contributions to damage to human health come from respiratory inorganics, carcinogens and climate change subcategories, which are closely associated with fossil fuels combustion in thermoelectric plants.

On the other hand, damage to ecosystem quality, measured as the fraction of plants lost per m² per year, is greatly related to ecotoxicity effects, with minor contributions from acidification/eutrophication and land use. The former accounts for air and water emissions in thermoelectric power plants, whereas the latter is directly associated to raw materials and fuels extraction and plant site occupation. Finally, fossil fuels extraction accounts for almost all the resource use impact of Chilean electricity generation.

Normalised Eco-indicator99 impact subcategories showed similar pattern in the period 1995–2015, and Fig. 7 illustrates results corresponding to the year 2015. Respiratory inorganics appears to be the

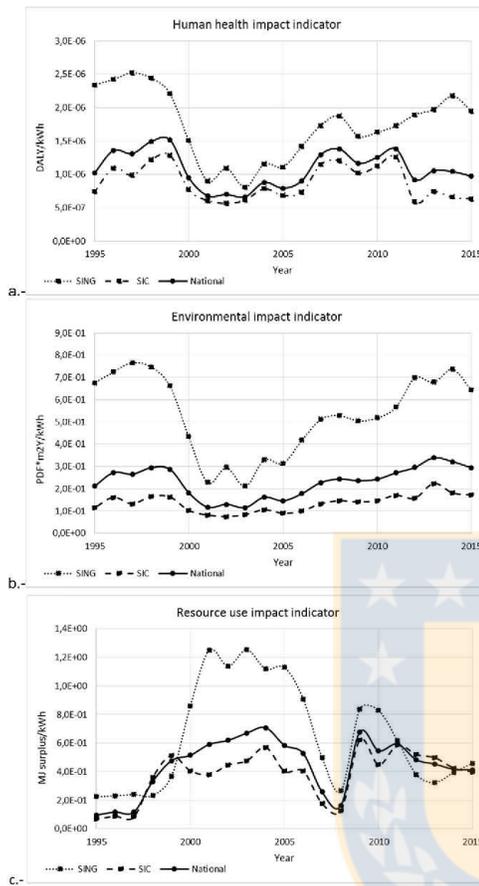


Fig. 6. Electricity grids contribution to single end point impact categories, Eco-indicator 99, of Chilean matrix. a.- Human health impact indicator, b.- Environmental Impact Indicator. c.- Resource use impact indicator.

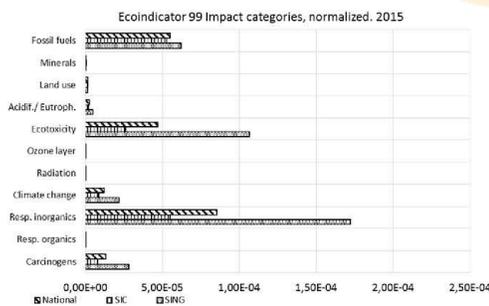


Fig. 7. Comparative normalized life cycle impact assessment for electricity generation in Chile. Eco-indicator99 impact model. Year 2015.

main impact category, followed by ecotoxicity, fossil fuels consumption and, to a lesser extent, carcinogens and climate change.

Results obtained using the Ecoindicator 99 model are coincident with those provided by CML2000, in respect to impacts to human health and ecotoxic effects.

It has to be understood that CML2000 and Ecoindicator 99 models use quite different characterisation factors, as well as normalisation procedures; therefore, direct comparison would not be appropriate and these models ought to be regarded as complementary [4].

3.3. Contribution to impact by technology

The contribution of each generation technology to the environmental burdens of electricity generation at SING, SIC and national average was calculated for the year 2015, using the CML2000 model. Results are illustrated in Figs. 8.a - 8.d for the SING, SIC, and national average, respectively.

It could be seen that coal-based thermoelectric plants are the main contributors to eutrophication, human toxicity, freshwater, marine and terrestrial ecotoxicity impacts in all cases. In addition, coal power plants are also responsible for important effects on abiotic depletion, acidification, and global warming potential. Results agree with literature reports showing that most of environmental impacts associated to electricity generation are due to coal combustion in power plants [18,29].

Over 96% of GWP associated to electricity generation at national level is accounted for by fossil fuel-based plants. Thus, renewable sources make a very small contribution to the carbon footprint of Chilean electricity. This result coincides with other findings reporting that low GHG emissions were associated with offshore wind technologies [31]. On the other hand, hydropower reservoir and run-of-river plants present low impacts at SIC and national grid, coincident with other literature reports [18]. The impact of water reservoirs on CH₄ and CO₂ emissions is still being researched and is not yet clearly quantified, especially in areas characterised by low ambient temperatures and relatively low content of dissolved organic matter in surface water, as in the case of Chilean hydroelectric reservoirs. Current estimates for global methane emissions from hydropower plants is around 70 g CO_{2e}/kWh on average [10], and regional estimates for Brazilian reservoir power plants achieve around of 4.33 g CO_{2e}/kWh including the flooding stage, which would account for most of GHG emissions [36]. Nevertheless, Chilean hydroelectric reservoirs are located in Andean areas, and methane generation is expected to be on the low end.

The contribution to photochemical oxidation at SIC network is dominated by biomass power plants, particularly, by its wastewater treatment plants and their emissions. For ozone layer depletion, natural gas technology appears as the major contributor at SIC and national environmental profiles.

Overall, hydroelectric, wind, and solar photovoltaic plants show negligible contribution to most impact categories.

Finally, it must be mentioned that although the electricity generated by SING represent just the 25% of national production, it accounts for a significant share of human toxicity, freshwater ecotoxicity, marine ecotoxicity and terrestrial ecotoxicity, as well as on eutrophication, on the national electricity mix.

3.4. Contribution to impact by process stage

The environmental impact associated to each process stage is reported in Fig. 9, using the CML2000 model and year 2015.

Clearly, the energy conversion stage, associated to thermoelectric power plants, appears to be responsible for most of human toxicity and ecotoxicity impacts, as well as eutrophication and global warming potential. On the other hand, abiotic, ozone layer depletion and, to a lesser extent, photochemical oxidation and acidification appear to be greatly affected by fuel extraction and refining. Transportation of

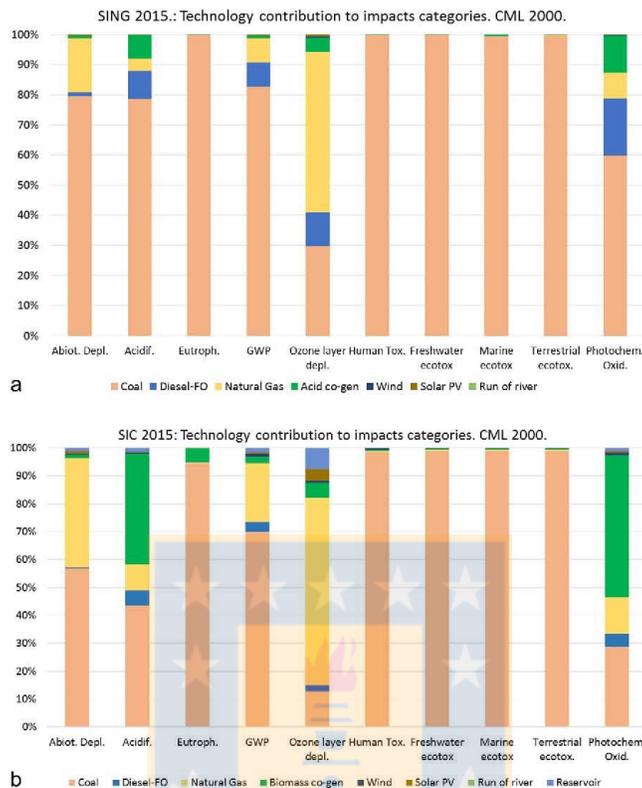


Fig. 8. Life cycle impact contribution by technology of electricity generation in Chile, year 2015. CML 2000 impact model. a.- SING matrix. b.- SIC matrix. c.- National mix. d.- Contribution by matrix to national mix.

materials and imported fuels account for significant contributions to acidification, ozone layer depletion and photochemical oxidation potential. Other authors have also reported that most impacts are mainly caused by the operation of power plants and transportation of imported fuels [18,19].

3.5. Discussion

The environmental burdens of coal-based power plants are determined by process and environmental control technology, among other factors. In Chile, most coal power plants are based on old fashioned conventional pulverized coal-fired boilers (PCF), featuring low conversion energy efficiencies. Nearly 25% of Chilean coal power plants use fluidized-bed combustors (FBC) equipped with efficient air emission controls. These operate at lower temperatures, reducing NOx emissions and most sulphur contained in the coal is chemically trapped within the combustion chamber (viz. above 95%), leading to reductions in SO₂ emissions. Given the low-cost alternatives, and lack of strict emissions regulations, modern integrated gasification combined cycle (IGCC) plants or emerging carbon capture and storage (CCS) technologies are unlikely to be established in Chile within the foreseeable future.

Chile is one of the leading copper producer countries worldwide, and nearly 75% of copper ores are located within the realm of the SING

grid. Copper production accounts for more than 30% of total electricity consumption in Chile; the SING supplying 62% of total copper electricity demand. Currently, all copper companies are aiming at producing “green copper” as a response to market pressures demanding cleaner products. Within this context, the environmental footprint of SING electricity negatively affects the competitiveness of copper exports. This constitutes another economic and political driving force to take actions to drastically improve the environmental performance of electricity companies, particularly, at SING.

At national level, the SIC provides electricity to nearly 90% of Chilean population, including all major cities. Therefore, the lower environmental burden associated to the SIC grid, favors economic activities in that geographical region. For instance, since electricity is an essential component of life cycle assessment for sustainable building certifications and most construction work takes place in major cities, the environmental footprint associated to buildings is much lower in Central-Southern Chile, than in Northern regions served by SING. The same comment applies to all manufacturing activities taking place in those geographical regions. The Chilean case highlights the importance of applying site specific LCA information for electricity generation in countries featuring more than one independent grid.

Chilean air emission and waste water discharge regulations are below international standards and results reported here highlight the need for urgent upgrading of environmental control technologies in

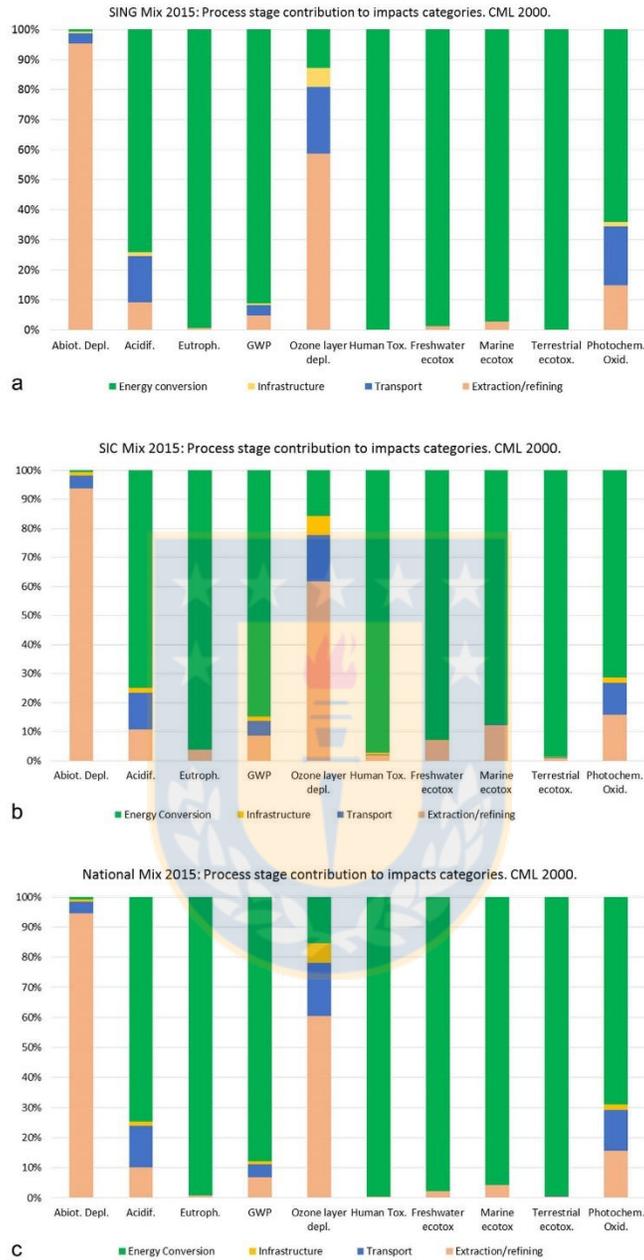


Fig. 9. Life cycle impact contribution by process stage of electricity generation in Chile, year 2015. CML 2000 impact model. a.- SING matrix. b.- SIC matrix. c.- National mix.

this respect, human health effects and ecotoxicity impacts should be taken into consideration in cost-benefits assessments associated to the design of new environmental legislation.

Finally, incentives to foster investments on cleaner electricity generation technologies based on renewable sources must be strengthened to meet new electricity demand. Based on international experiences, new taxation on greenhouse gases emissions could prove to be an effective driving force for the introduction of cleaner options in future energy development scenarios, and certainly help to reduce environmental burdens associated to electricity production in Chile.

Acknowledgment

The authors would like to thank the Energy Doctorate Program at the University of Concepción for providing the institutional support to this research.

Funding

This research did not receive any specific grant from funding agencies in the public, commercial or non-for-profit sectors.

References

[1] Comité Consultivo de Energía 2050, Ministerio de Energía. Hoja de Ruta 2050, 2015. <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Hoja-de-Ruta-2050.pdf> [Accessed on September 2015].

[2] Masanet E, Chang Y, Gopal AR, Larsen P, Morrow WR, Sathre R, et al. Life-cycle assessment of electric power systems. *Annu Rev Environ Resour* 2013;38(1):107–36. <http://dx.doi.org/10.1146/annurev-environ-010710-100408>.

[3] Adamczyk J, Dzikuć M. The analysis of suppositions included in the Polish energetic policy using the LCA technique - Poland case study. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;39:42–50. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.083>.

[4] Laurent A, Espinosa N. Environmental impacts of electricity generation at global, regional and national scales in 1980–2011: what can we learn for future energy planning? *Energy Environ Sci* 2014;8(3):689–701. <http://dx.doi.org/10.1039/C4EE03832K>.

[5] Gibon T, Wood R, Arvesen A, Bergesen JD, Suh S, Hertwich EG. A methodology for integrated, multi-regional life cycle assessment scenarios under large-scale technological change. *Environ Sci Technol* 2015;49(18):11218–26. <http://dx.doi.org/10.1021/acs.est.5b01558>.

[6] Gibon T, Arvesen A, Hertwich EG. Life cycle assessment demonstrates environmental co-benefits and trade-offs of low-carbon electricity supply options. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;76(July 2016):1283–90. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.078>.

[7] Curran MA, Mann M, Norris G. The international workshop on electricity data for life cycle inventories. *J Clean Prod* 2005;13(8):853–62.

[8] Hellweg S, Milà I, Canals L. Emerging approaches, challenges and opportunities in life cycle assessment. *Sci (N.Y.)* 2014;344(6188):1109–13. <http://dx.doi.org/10.1126/science.1248361>.

[9] Hertwich EG, Gibon T, Bouman EA, Arvesen A, Suh S, Heath GA, et al. Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies. *Proc Natl Acad Sci USA* 2014;112(20):6277–82. <http://dx.doi.org/10.1073/pnas.1312753111>.

[10] Report of the International Resource Panel, UNEP. Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production. 2014. United Nations Environment Program, France. ISBN: 978-92-807-3490-4; 2015.

[11] Coltro L, Garcia EEC, Queiroz GDC. Life cycle inventory for electric energy system in Brazil. *Int J Life Cycle Assess* 2003;8(5):290–6. <http://dx.doi.org/10.1007/BF02978921>.

[12] Lee K-M, Lee S-Y, Hur T. Life cycle inventory analysis for electricity in Korea. *Energy* 2004;29(1):87–101. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2003.08.007>.

[13] Di X, Nie Z, Yuan B, Zuo T. Life cycle inventory for electricity generation in China. *Int J Life Cycle Assess* 2007;12(4):217–24. <http://dx.doi.org/10.1065/lca2007.05.331>.

[14] El-Fadel RH, Hammond GP, Harajli HA, Jones CI, Kabakian VK, Winnett AB. The Lebanese electricity system in the context of sustainable development. *Energy Policy* 2010;38(2):751–61. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.020>.

[15] Tan RBH, Wijaya D, Khoo HH. Life cycle inventory analysis of fuels and electricity generation in Singapore. *Energy* 2010;35(12):4910–6. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.08.036>.

[16] Ou X, Xiaoyu Y, Zhang X. Life-cycle energy consumption and greenhouse gas emissions for electricity generation and supply in China. *Appl Energy* 2011;88(1):289–97. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.05.010>.

[17] Rubio Rodríguez MA, Feito Cepón M, De Ruyck J, Ocaña Guevara VS, Verma VK. Life cycle modeling of energy matrix scenarios, Belgian power and partial heat mixes as case study. *Appl Energy* 2013;107:329–37. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.052>.

[18] Brizmohun R, Ramjeawon T, Azapagic A. Life cycle assessment of electricity generation in Mauritius. *J Clean Prod* 2015;106:565–75. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.11.033>.

[19] Koskela S, Seppälä J, Lipp A, Hiltunen M, Pöld E, Talve S. Estonian electricity supply scenarios for 2020 and their environmental performance. *Energy Policy* 2007;35(7):3571–82. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.001>.

[20] Foidart F, Oliver-Solá J, Gasol CM, Gabarrell X, Rieradevall J. How important are current energy mix choices on future sustainability? Case study: Belgium and Spain—projections towards 2020–2030. *Energy Policy* 2010;38(9):5028–37. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.028>.

[21] Dale AT, De Lucena AFP, Marriott J, Cesar Borba BSM, Schaeffer R, Bilec MM. Modeling future life-cycle greenhouse gas emissions and environmental impacts of electricity supplies in Brazil. [2013]. *Energies* 2013;6(7):3182–208. <http://dx.doi.org/10.3390/en6073182>.

[22] Ginkaya Z, Özdemir A, Özkan A, Banar M. Environmental performance of electricity generation based on resources: a life cycle assessment case study in Turkey. *Sustainability* 2016;8(12):1097. <http://dx.doi.org/10.3390/su8111097>.

[23] Berrill P, Arvesen A, Scholz Y, Gils HC, Hertwich EG. Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. *Environ Res Lett* 2016;11(1):14012. <http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/11/1/014012>.

[24] Herbert AS, Azzaro-Pantel C, Le Boulch D. A typology for world electricity mix: application for inventories in Consequential LCA (CLCA). *Sustain Prod Consum* 2016;8(September):93–107. <http://dx.doi.org/10.1016/j.spc.2016.09.002>.

[25] Babbitt CW, Lindner AS. A life cycle inventory of coal used for electricity production in Florida. *J Clean Prod* 2005;13(9):903–12. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2004.04.007>.

[26] Demarty M, Bastien J. GHG emissions from hydroelectric reservoirs in tropical and equatorial regions: review of 20 years of CH₄ emission measurements. *Energy Policy* 2011;39(7):4197–206. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.033>.

[27] Perillon C, Alkadee D, Descombes G, Lacour S. Life cycle assessment applied to electricity generation from renewable biomass. *Energy Procedia* 2012;18:165–76. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.05.028>.

[28] Turconi R, Tonini D, Nielsen CPB, Simonsen CG, Astrup T. Environmental impacts of future low-carbon electricity systems: Detailed life cycle assessment of a Danish case study. *Appl Energy* 2014;132(3):66–73. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.078>.

[29] Atılgan B, Azapagic A. Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey. *J Clean Prod* 2015;106:555–64. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.046>.

[30] Pfenklic V, Kim HC. Land use and electricity generation: a life-cycle analysis. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13(6–7):1465–74. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.017>.

[31] Amponsah NY, Troldborg M, Kington B, Alders I, Hough RL. Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: a review of lifecycle considerations. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;39:461–75. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.087>.

[32] Li S, Lu XX. Uncertainties of carbon emission from hydroelectric reservoirs. *Nat Hazards* 2012;62:1343. <http://dx.doi.org/10.1007/s11069-012-0127-3>.

[33] Pfister S, Saner D, Koehler A. The environmental relevance of freshwater consumption in global power production. *Int J Life Cycle Assess* 2011;16:580. <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-011-0284-8>.

[34] Meldrum J, Nettles-Anderson S, Heath G, Macknick J. Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. *Environ Res Lett* 2013;8:015031. <http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/8/1/015031>.

[35] Ewertowska A, Galán-Martín A, Guillén-Gosálbez G, Gavalald J, Jiménez L. Assessment of the environmental efficiency of the electricity mix of the top European economies via data envelopment analysis. *J Clean Prod* 2015;116. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.11.100>.

[36] Miranda F, Anderi da Silva G. Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study. *J Clean Prod* 2010;18:44–54. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2009.09.006>.

[37] Restrepo Á, Bazzo E, Miyake R. A life cycle assessment of the Brazilian coal used for electric power generation. *J Clean Prod* 2015;92:179–86. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.065>.

[38] Lopes Silva DA, Delai I, Delgado Montes ML, Roberto Omerto A. Life cycle assessment of the sugarcane bagasse electricity generation in Brazil. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;32:532–47. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.056>.

[39] Santoyo-Castelazo E, Gujba H, Azapagic A. Life cycle assessment of electricity generation in Mexico. *Energy* 2011;36(3):1488–99. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.01.018>.

[40] Vega M, Zaror CA. Life cycle inventory of electricity generation and distribution in Chile. Universidad de Concepción. Copyright N°241.457; 2014.

[41] Moreno-Leiva S, Díaz-Ferrán G, Haas J, Telsnig T, Díaz-Alvarado FA, Behnke Palma, et al. Towards solar power supply for copper production in Chile: assessment of global warming potential using a life-cycle approach. *J Clean Prod* 2017;164:242–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.038>.

[42] ISO 14.040 - Environmental Management- Life Cycle Assessment - Principles and Framework - International Standard ISO 14.040; 2006.

[43] ISO 14.044 - Environmental Management- Life Cycle Assessment - Requirements and guidelines. International Standard ISO 14.044; 2006.

[44] Suh S, Lenzen M, Treloar GJ, Hondo H, Horvath A, Huppes G, et al. System boundary selection in life-cycle inventories using hybrid approaches. *Environ Sci Technol* 2004;38(3):657–64. <http://dx.doi.org/10.1021/es0263745>.

[45] Jazayeri S, Kralovic P, Honarvar A, Naini A, Rozhon J, Shabaneh R, et al. Comparative life cycle assessment (LCA) of base load electricity generation in

- Ontario October; 2008.
- [46] Finnveden G, Hauschild MZ, Ekvall T, Guinée J, Heijungs R, Hellweg S, et al. Recent developments in life cycle assessment. *J Environ Manag* 2009;91(1):1–21. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2009.06.018>.
- [47] Guinée JB, Gorée M, Heijungs R, Huppes G, Kleijn R, Koning, et al. Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards. I: LCA in perspective. Ila: Guide. Iib: Operational annex. III: Scientific background. Kluwer Academic Publishers, ISBN 1-4020-0228-9, Dordrecht, 692 pp; 2002.
- [48] PRé Consultants. SimaPro 7.3.3. Pré Consultants, Amersfoort, The Netherlands; 2009.
- [49] de Energía Comisión Nacional. CNE. Capacidad instalada de generación año. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/Capacidad_Instalada_Generaci%C3%b3n.xlsx [Accessed on August and September 2016]; 2015.
- [50] Silva C, Nasirov S. Chile: paving the way for sustainable energy planning. *Energy Sources, Part B: Econ Plan Policy* 2017;12(1):56–62. <http://dx.doi.org/10.1080/15567249.2014.977464>.
- [51] Watts D, Durán P, Flores Y. How does El Niño Southern Oscillation impact the wind resource in Chile? A techno-economical assessment of the influence of El Niño and La Niña on the wind power. *Renew Energy* 2017;103:128–42. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.031>.
- [52] NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration. U.S. Department of Commerce. Cold and warm episodes by season: El Niño Southern Oscillation (ENSO); 2016. http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml [accessed on 07/11/2017].
- [53] Bustos C, Watts D, Ayala M. Financial risk reduction in photovoltaic projects through ocean-atmospheric oscillations modelling. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;74:548–68. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.034>. [ISSN 1364-0321].



APÉNDICE G. PUBLICACIÓN CIENTÍFICA 2

M. I. Vega & C. A. Zaror, Int. J. of Energy Prod. & Mgmt., Vol. 3, No. 2 (2018) 110–121

THE EFFECT OF SOLAR ENERGY ON THE ENVIRONMENTAL PROFILE OF ELECTRICITY GENERATION IN CHILE: A MIDTERM SCENARIO

MABEL I. VEGA¹ & CLAUDIO A. ZAROR²

Department of Chemical Engineering, University of Concepcion-Chile

ABSTRACT

The Atacama Desert in Northern Chile features the highest solar radiation on continental soil worldwide, ranging within 2,500–3,400 kWh/m²/year, with UV-B radiation levels 65% above average European. This desert covers an extension over 105,000 km² receiving more than 4,000 hours of sunshine yearly, and hosts large reserves of copper, lithium, molybdenum and other metallic and non-metallic minerals. Thus, the Chilean mining industry accounts for more than 30% of the total electricity consumption in the country. During the last 3 years major investments on solar photovoltaic (PV) plants have taken place at the Atacama Desert, driven by the drastic drop in the cost of PV technology, and incentives provided by the new Energy 2050 Roadmap set by the Chilean government, with view to fostering the introduction of renewable energy sources in the electricity market. The Chilean electricity system is composed of two connected grids, namely the Greater Northern Network (SING) and the Central Network (SIC), with a total installed capacity of nearly 21 GW. The SING network is mostly composed of thermoelectric power plants, whereas the SIC network features a significant share of hydroelectric plants, leading to different carbon footprint, namely 0.9 and 0.3 ton CO_{2,eq}/MWh, at SING and SIC, respectively. At the end of 2017, those grids were connected to meet the current 80 TWh/year national demand. Massive introduction of PV electricity generation plants at the Atacama Desert is foreseen in the near future, to reach a projected share around 25% by 2050. Within this framework, this paper presents novel results on the effect of solar energy on the environmental profile of electricity in Chile in a midterm scenario, using a life cycle assessment approach, under conditions of drastic reductions in water availability due to climate change. Results show that PV systems make a significant contribution to environmental impacts associated to electricity generation in the national mix by 2050, mainly in ozone layer depletion, abiotic depletion, global warming, acidification, and photochemical oxidation potentials impact categories, mainly from upstream transport and cell manufacturing. The extent of those impacts could increase significantly if the PV lifespan decreases due to cells degradation as a result of harsh environmental conditions, highlighting the need for reliable data on this key parameter. *Keywords: Chile, electricity generation, life cycle assessment, solar PV technologies.*

1 INTRODUCTION

Due to its outstanding solar potential, Chile has become a booming solar photovoltaic (PV) technology market, featuring an increase in PV electricity generation from less than 3 GWh/y to over 3,000 GWh/y in the last 4 years [1]. This trend is significantly higher than the five-fold increase in penetration velocity observed worldwide in the same period [2]. The share of PV generation in the Chilean matrix is expected to rise to nearly 25% within the next two decades, driven by the availability of high solar radiation, as well as the drastic reductions in investment costs, public incentives and appropriate electricity market conditions [3–6]. Interestingly, the Energy 2050 strategic roadmap established strategies to improve safety and quality of energy supply, environmental sustainability, and energy efficiency, among other key issues, fostering the introduction of renewable energy sources based on the unique solar, hydro, wind, and geothermal energy potential in Chile [6].

¹ <https://orcid.org/0000-0003-1599-6747>

² <https://orcid.org/0000-0001-9548-763X>

© 2018 WIT Press, www.witpress.com

ISSN: 2056-3272 (paper format), ISSN: 2056-3280 (online), <http://www.witpress.com/journals>

DOI: 10.2495/IEQ-V3-N2-110-121

So far, most investments on PV and wind power plants have taken place at the Atacama Desert in Northern Chile, featuring the highest solar radiation on continental soil worldwide, ranging within 2,500–3,400 kWh m⁻² y⁻¹, with UV-B radiation levels 65% above average European radiation [3]. The Atacama Desert covers an extension over 105,000 km², receiving more than 4,000 hours of sunshine yearly.

Additionally, the Atacama Desert hosts large reserves of copper, lithium, molybdenum and other metallic and non-metallic minerals, and mining activities account for over 30% of total electricity consumption in Chile. Since electricity is an important input in mineral extraction and processing, e.g. 2–4 MWh/ton copper cathode, environmental burdens associated to electricity generation directly influence the environmental attributes of mineral products, and, as a consequence, their environmental competitiveness in an increasingly demanding market. Thus, mining operations are expected to benefit from those cleaner energy sources through direct electricity purchase from generators located nearby [7]. However, there is still some controversy on the environmental attributes of such *cleaner* energy sources, particularly in cases where impacts may occur in different parts of the life cycle. Indeed, PV electricity conversion processes features negligible environmental impacts since no fuels are used in electricity generation operations, except for panel maintenance. On the other hand, extraction and purification of raw materials are energy intensive processes, as well as photoelectric cell manufacturing, panel assembling, and end-of-life processes, leading to potential toxic exposure, water and air pollution, and resource depletion.

During the last decade, numerous PV life cycle assessment (LCA) have been conducted, in order to account for upstream and downstream environmental effects, with particular emphasis on energy related indicators and global warming potential, showing a wide dispersion in environmental impact results [8–16]. The environmental burdens associated to PV electricity generation depend on the type of PV technology, conversion efficiency, operating lifetime, capacity factor, solar radiation, panel manufacturing and end-of-life. The core of a PV plant is the solar cell converting the sun light into electricity by means of the PV effect, produced when radiation reaches a semiconductor unit presenting a potential gap. Currently, most operating PV systems are based on polycrystalline silicon, although some incipient penetration of cadmium-telluride (CdTe) and copper-indium-gallium-selenide (CIGS) has been recently observed [2].

Recently, there is growing concern that high radiation exposure, extreme weather conditions, and abrasive effect of sand dust could be a source of reduction in the efficiency and lifespan of solar PV panel, although the extent of those effects under real operating conditions are still under study [8]. In particular, the lifespan of electricity generation PV plants is a critical parameter to estimate the energy payback time, and annualized environmental loads for LCA purposes [9–11, 17]. Within this context, this paper reports a LCA study of PV electricity generation and its contribution to the environmental attributes of electricity generation in Chile under different mid-term scenarios, using primary data.

2 METHODOLOGY

The present work was developed following the ISO 14040:2006 [18] and ISO 14044:2006 [19] standards as the methodological framework to conduct this LCA study.

2.1 Goal and scope definition

The goal of this study was to assess the effect of the solar PV contribution to the environmental profile of electricity generation in Chile, projected to the year 2050. The electricity future

112 M. I. Vega & C. A. Zaror, *Int. J. of Energy Prod. & Mgmt.*, Vol. 3, No. 2 (2018)

scenario was chosen from the Energy 2050 Roadmap, considering a 25% contribution from solar PV power plants by 2050 [6].

The system function is the generation of electricity and its delivery at point of connection to the electrical distribution system at the combined SING–SIC networks. The functional unit, which enables the system inputs/outputs to be quantified and normalized, is one kilowatt-hour (kWh electric) delivered at the busbar. This is a cradle-to-gate LCA study, and the system limits include all production steps from raw material extraction and purification, transport, equipment manufacturing and assembly, plant construction, maintenance and operation, and end-of-life. Electricity transmission and distribution are not included here.

2.2 Environmental Impact Assessment Models

There is a wide range of impact assessment models, involving mid-point and end-point approaches [12, 16]. In this study, two models were used to cover mid and end point effects, namely, the updated version of CML 2 Baseline 2000 v2.05/World, 1990 [20], and the Eco-indicator 99 Europe EI 99 H/A end-point impact assessment model. The former includes ten mid-point indicators that account for climate change, natural resources depletion, and environmental and toxicological impacts derived from emissions to soil, water, and air, among others. The latter considers three end-point indicators related to damage to human health, ecosystem quality, and resources usage, each related to a number of impact subcategories [21]. The software package Simapro™ v.7.3.3 was used to model systems and calculate environmental impacts, on the basis of primary data complemented with the Ecoinvent database [22].

2.3 Chilean Electricity Generation System

The Chilean electricity generation system features a total installed capacity over 21 GW. The national network is composed of two grids that have recently connected, namely:

- The Northern grid (SING) extending 900 km from the city of Arica near the northern border with Peru (Latitude 18°28.476 S) to Taltal (Latitude 25°24.5238 S), accounting for around 24% of total national current installed generation capacity, mostly to supply mining and industrial activities.
- The Central-Southern grid (SIC) covering over 2,000 km length from Taltal to Chiloe (Latitude 43°7.0914 S), serving 90% of Chilean population, and accounting for 76% of national installed generation capacity. No electrical energy is imported from neighboring countries or exported from Chile to them.

The SING is mostly composed of thermoelectric power plants, whereas the SIC features a significant share of hydroelectric plants, leading to different carbon footprint, namely 0.9 and 0.3 ton CO_{2eq}/MWh, at SING and SIC, respectively. At the end of 2017, those grids were connected to meet the current nearly 80 TWh/year national demand.

2.4 Electricity generation mid-term scenario 2017–2050

Figure 1 illustrates the expected time evolution of the electricity generation mix in Chile, as defined by the Energy 2050 Roadmap [6], identifying contributing generation technologies. A significant increase in renewable energy sources could be observed, reaching nearly 90%

contribution by 2050. This scenario was used as the basis for the estimation of the environmental burdens associated to electricity generation over the period 2017–2050. According to this scenario, PV power generation is expected to meet additional electricity demand over the next seven years, whereas wind power technology is likely to make a greater contribution to meeting new electricity demand afterwards.

2.5 Input/Output (I/O) data process from electricity generation in Chile

The environmental profile of electricity generation in Chile for the period 1995–2010 was previously reported by the authors, including coal and natural gas power plants, wind power, biomass and hydroelectric generation [23, 24]. Those inventories have been used in the present study, complemented with PV electricity generation data.

The I/O data shown in Table 1, below, corresponds to values from a representative PV plant recently installed at SING, with 53 MW nominal generation capacity, based on polycrystalline silicon photoelectric cells. This inventory was used to estimate the environmental impacts of PV electricity generation, parametrized to 1 kWh electricity.

Table 1: I/O process information for electricity generation from solar PV power plants.

<i>I/O requirement</i>	<i>Unit</i>	<i>Amount</i>
<i>Infrastructure stage. One 53MW PV power plant.</i>		
Process water	m ³ /plant	7.89 10 ³
Tap water	m ³ /plant	8.85 10 ³
Fuel consumption (diesel)	kg/plant	40.83 10 ³
Cement	m ³ /plant	1.83 10 ³
Gravel	t/plant	212 10 ³
Photovoltaic cell	m ² /plant	504 10 ³
Land occupation	km ² /plant	36
Land transformation	km ² y/plant	1.44
Glass	t/plant	3.49 10 ³
Transport, lorry	tkm/t	3.79 10 ⁹
Transport, transoceanic	tkm/t	8.81 10 ⁷
Recycling glass	t/plant	3.49 10 ³
Recycling non ferrous	t/plant	6.31 10 ³
Disposal inert material	t/plant	2.14 10 ⁵
<i>Electricity generation. Functional unit 1kWh</i>		
Process water	m ³ /kWh	4.81 10 ⁻⁸
Solar energy	kWh/kWh	6.25
Infrastructure	p/kWh	2.9 10 ⁻¹¹
Tap water	t/kWh	2.71 10 ⁻⁷
Transport bus	pkm/kWh	8.77 10 ⁻⁴
Water, completely softened	ton/kWh	2.95 10 ⁻⁶
Lubricating oil	kg/kWh	4.59 10 ⁻⁶

3 RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Environmental profile of PV electricity generation

In this study, the environmental profile was estimated on the basis of inventories obtained from PV plants installed in Chile, as shown in Table 1, above.

All PV plants currently installed in the country have declared a 25–27 years timespan; however, the harsh environmental conditions existing at the Atacama Desert have raised concern about possible reductions in conversion efficiency over time, leading to a decrease in operating lifespans. Therefore, environmental profiles were estimated for four lifespan scenarios, namely, 25, 20, 15 and 10 years, to assess the effect of lifespan reductions on environmental attributes of PV electricity generation.

Table 2 shows CML2000 mid-point and Ecoindicator 99 end-point environmental impacts associated to the generation of 1 kWh as a function of lifespan. Significant increases in all impact categories could be observed as the PV plant lifespan decreases. Indeed, in all cases there is an inverse linear relationship between the plant lifespan and the environmental impact, with over 150% increase in impacts when lifespan decreases from 25 to 10 years. These results clearly highlight the need for more reliable data on PV plant lifespan. Since large scale PV plants are relatively new in Chile, the first one started operations at the end of 2012, further studies on the evolution of PV electricity conversion efficiency should provide greater clarity about this issue.

Table 2: Environmental profile associated to the PV generation of 1 kWh, as a function of lifespan for PV power plants in Chile.

Impact category	Unit	Plant Lifespan			
		25 years	20 years	15 years	10 years
<i>CML 2000 mid-point impact categories</i>					
Abiotic depletion potential (ADP)	kg Sb eq	$8 \cdot 10^{-4}$	$10 \cdot 10^{-4}$	$13 \cdot 10^{-4}$	$20 \cdot 10^{-4}$
Acidification (AC)	kg SO ₂ eq	$4 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$7 \cdot 10^{-4}$	$10 \cdot 10^{-4}$
Eutrophication (EPH)	kg PO ₄ eq ⁻	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
Global warming (GWP)	kg CO ₂ eq	$1 \cdot 10^{-1}$	$1 \cdot 10^{-1}$	$2 \cdot 10^{-1}$	$3 \cdot 10^{-1}$
Ozone layer depletion (ODP)	kg CFC-11	$2 \cdot 10^{-8}$	$2 \cdot 10^{-8}$	$3 \cdot 10^{-8}$	$5 \cdot 10^{-8}$
Human toxicity (HT)	kg 1,4-DB	$3 \cdot 10^{-2}$	$4 \cdot 10^{-2}$	$5 \cdot 10^{-2}$	$8 \cdot 10^{-2}$
Fresh water aquatic ecotox (FAET)	kg 1,4-DB	$2 \cdot 10^{-2}$	$2 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^{-2}$	$4 \cdot 10^{-2}$
Marine aquatic ecotoxicity (MAET)	kg 1,4-DB	29	36	48	73
Terrestrial ecotoxicity (TET)	kg 1,4-DB	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	$4 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-4}$
Photochemical oxidation (PO)	kg C ₂ H ₂ eq	$1 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-5}$
<i>Ecoindicator 99, end-point impact categories</i>					
Human Health	DALY	$2 \cdot 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-7}$	$5 \cdot 10^{-7}$	$9 \cdot 10^{-7}$
Ecosystem Quality	PDF/m ² y	$7 \cdot 10^{-2}$	$9 \cdot 10^{-2}$	$2 \cdot 10^{-1}$	$3 \cdot 10^{-1}$
Resources	MJ surplus	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$

Note: 1,4-DB: 1,4 dichlorobenzene equivalent; DALY: Disability-adjusted life years; PDF: Potentially disappeared fraction.

The GWP obtained here fall within the range of PV values reported in the literature ranging from 0.01 to 0.30 kgCO_{2eq}/kWh [2, 9, 12, 15]. Most studies show that transport of plant components from manufacturers to plant sites play a significant contribution to all environmental impacts categories. In the case of Chilean PV plants, the environmental burden associated to transport is quite significant since most manufacturers are located in China, involving a maritime distance of nearly 30,000 km.

Additionally, manufacturing of PV equipment involves energy intensive processes, particularly in raw materials extraction and purification. Indeed, industrial production of silicon takes place by carbothermic reduction of silicon dioxide (quartz) in submerged-arc electric furnaces, featuring typical electricity consumption in the range 11–13 MWh/ton metallurgical grade silicon [25]. Molten multi-crystalline silicon is cast into ingots, and then into very thin wafers that are assembled into complete cells.

Transport is held responsible for 60–90% of impacts in most categories, whereas PV cells manufacturing accounts for 10–20% impacts, and end-of-life generates 10–25% of human and ecotoxicity impacts (results not shown here due to space constraints).

In order to compare different impact categories associated to 1 kWh PV electricity generation, normalization of environmental impact indicators was conducted. Normalized mid-point and end-point impacts are presented in Figs 2 and 3, respectively. As seen in Fig. 2, marine aquatic ecotoxicity (MAET) clearly dominates mid-point impacts, with minor contributions from fresh water aquatic ecotoxicity (FWAET) and abiotic depletion potential (ADP). On the other hand, as observed in Fig. 3, normalization of Ecoindicator-99 end-point categories show that the largest impact occurs on natural resources, followed by effects on human health; on the other hand, according to this model, impacts on ecosystem quality ranks much lower.

3.2 Environmental profile of Chilean electricity mix scenario 2017–2050

As seen in Fig. 1 below, electricity consumption is expected to grow by 150% over the next 3 decades. The electricity development strategy aims at reducing the share of fossil fuels contribution from its current 58% to less than 10% by 2050.

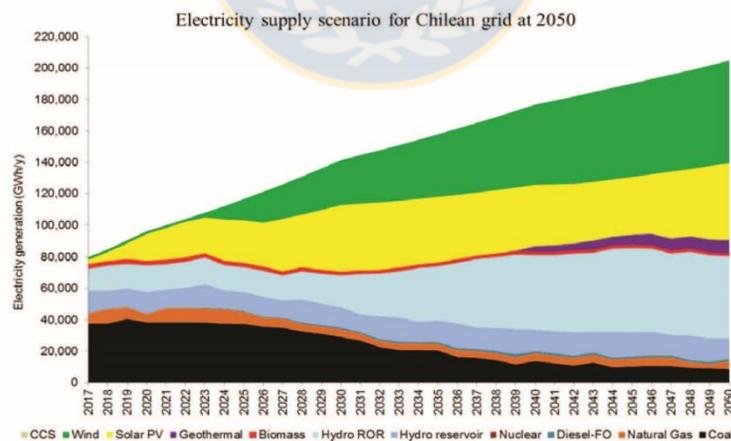


Figure 1: Projected electricity generation mid-term scenarios in Chile. 2017–2050 [6].

116 *M. I. Vega & C. A. Zaror, Int. J. of Energy Prod. & Mgmt., Vol. 3, No. 2 (2018)*

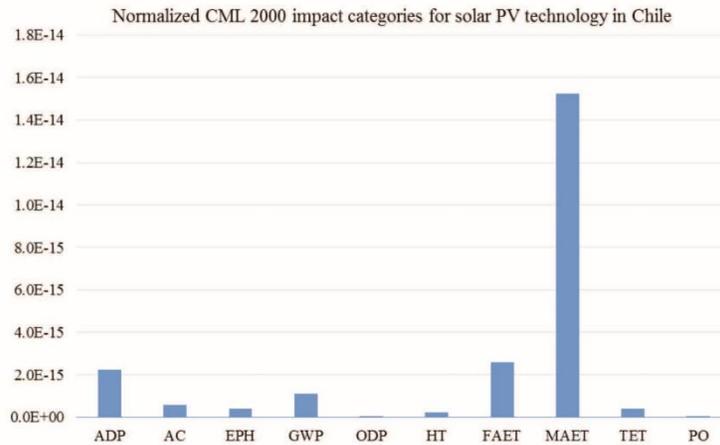


Figure 2: Normalized CML 2000/World 1990 mid-point environmental impact to produce 1 kWh electricity from PV power plants in Chile.

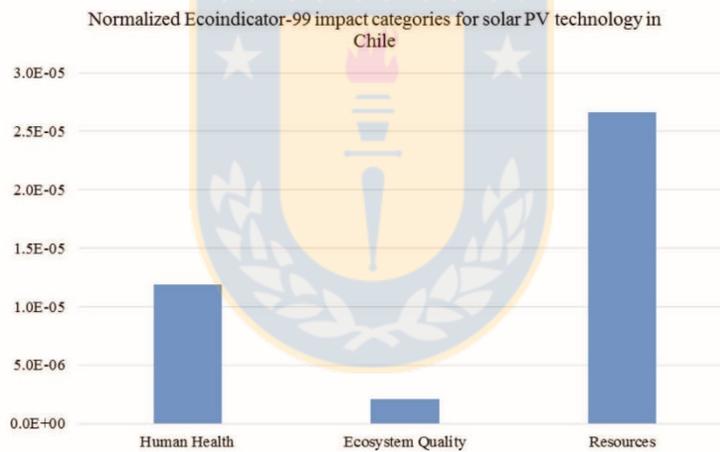


Figure 3: Normalized Ecoindicator-99 Europe EI 99 H/A end-point environmental impact to generate 1 kWh electricity from PV power plants in Chile.

Electricity generation from coal- and natural gas-based thermoelectric plants steadily decreases from 2025, and new electricity demand is met by renewable sources.

Environmental attributes associated to the generation of 1 kWh electricity by the SING-SIC mix are shown in Table 3 below, for the period 2020–2050, using the CML 2000 and Ecoindicator 99 impact models.

As seen in Table 3, all mid-point as well as end point impact categories experience significant reductions as a result of changes in the Chilean electricity matrix. Indeed, around 90%

Table 3: Environmental attributes of 1 kWh of electricity generated by the SING-SIC network. 2020–2050.

Impact category	Unit	Year			
		2020	2030	2040	2050
<i>CML 2000 mid-point impact categories</i>					
Abiotic depletion potential (ADP)	kg Sb eq	$30 \cdot 10^{-4}$	$20 \cdot 10^{-4}$	$10 \cdot 10^{-4}$	$7 \cdot 10^{-4}$
Acidification (AC)	kg SO ₂ eq	$20 \cdot 10^{-4}$	$10 \cdot 10^{-4}$	$7 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$
Eutrophication (EPH)	kg PO ₄ eq ⁻	$10 \cdot 10^{-2}$	$6 \cdot 10^{-2}$	$2 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-2}$
Global warming (GWP)	kg CO ₂ eq	$5 \cdot 10^{-1}$	$3 \cdot 10^{-1}$	$2 \cdot 10^{-1}$	$1 \cdot 10^{-1}$
Ozone layer depletion (ODP)	kg CFC-11	$9 \cdot 10^{-9}$	$10 \cdot 10^{-9}$	$7 \cdot 10^{-9}$	$7 \cdot 10^{-9}$
Human toxicity (HT)	kg 1,4-DB	20	9	3	2
Fresh water aquatic ecotoxicity (FAET).	kg 1,4-DB	7	3	1	0.7
Marine aquatic ecotoxicity (MAET)	kg 1,4-DB	$70 \cdot 10^2$	$40 \cdot 10^2$	$10 \cdot 10^2$	$8 \cdot 10^2$
Terrestrial ecotoxicity (TET)	kg 1,4-DB	$30 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$
Photochemical oxidation (PO)	kg C ₂ H ₂ eq	$6 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$
<i>Ecoindicator-99 end-point impact categories</i>					
Human Health	DALY	$9 \cdot 10^{-7}$	$5 \cdot 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{-7}$
Ecosystem Quality	PDF m ² y	$30 \cdot 10^{-2}$	$20 \cdot 10^{-2}$	$9 \cdot 10^{-2}$	$6 \cdot 10^{-2}$
Resources	MJ surplus	$3 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$

reductions in human toxicity, ecotoxicity, and eutrophication potentials could be observed between 2020 and 2050. Moreover, global warming potential, acidification and abiotic depletion show 80% reductions for the same period, followed by a 75% decrease in photochemical oxidation potential, and only a 16% reduction ozone layer depletion. End point impacts also show important reductions, with around 80% for human health and ecosystem quality impacts, and 60% in resources depletion.

Figure 4 shows the contribution of generation technologies to each mid-point impact category corresponding to the year 2050 generation scenario. Although coal thermoelectric generation is expected to decrease significantly by 2050, it appears to be the main contributor to marine aquatic ecotoxicity, fresh water aquatic ecotoxicity, terrestrial ecotoxicity and eutrophication. On the other hand, PV generation has a significant contribution to ozone layer depletion (55% contribution), followed by lower effects on abiotic depletion potential (22%), global warming (20%), acidification (19%), and photochemical oxidation (18%).

Figures 5 and 6 show the time evolution of normalized mid-point and end-point impact categories, respectively, over the 2017–2050 period. In all cases, a significant decrease in environmental impacts could be observed, reflecting the drastic reduction in coal-based thermoelectric generation over that period. Marine aquatic ecotoxicity (MAET) is the largest comparative impact associated to the electricity generation in the SING-SIC mix, followed by fresh water aquatic ecotoxicity (FAET), and minor eutrophication effects (EPH). As far as

118 M. I. Vega & C. A. Zaror, *Int. J. of Energy Prod. & Mgmt.*, Vol. 3, No. 2 (2018)

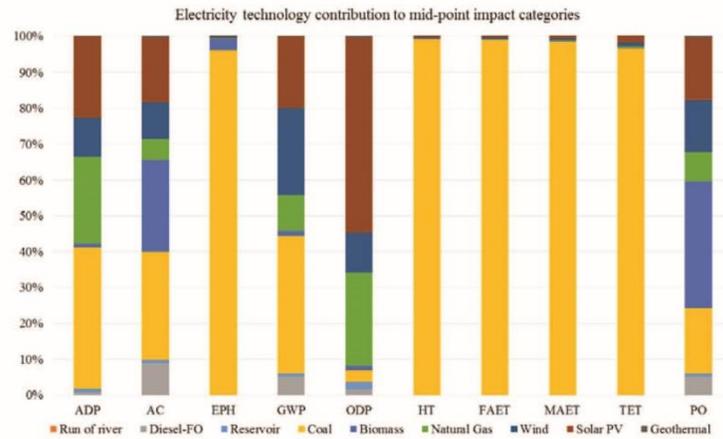


Figure 4: Environmental profile of electricity generation technology 2050. Mid point CML 2.0 impact model.

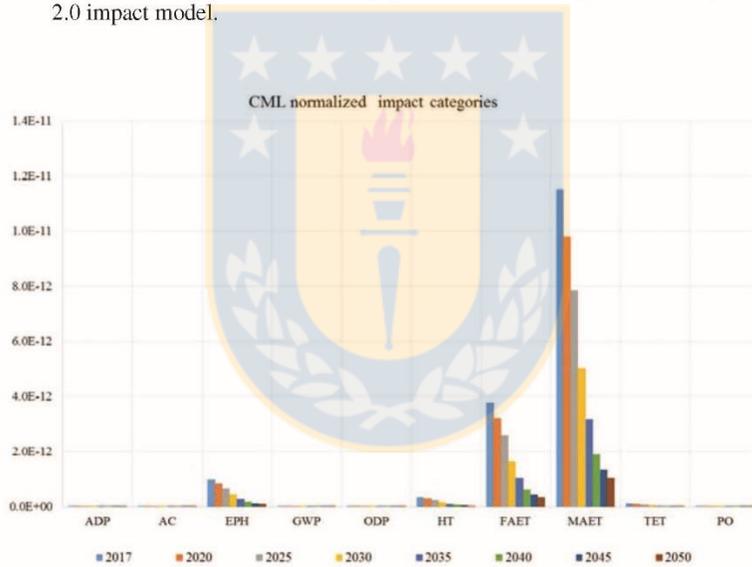


Figure 5: Normalized CML 2000 mid-point environmental impacts for electricity generation in Chile 2017–2050.

end-point impacts are concerned, respiratory organics, ecotoxicity and fossil fuels consumption are the main health and environmental impacts, in that order. Carcinogenic emissions, climate change, and land use appear as minor impact categories. All these impact categories are closely related to coal-based electricity generation.

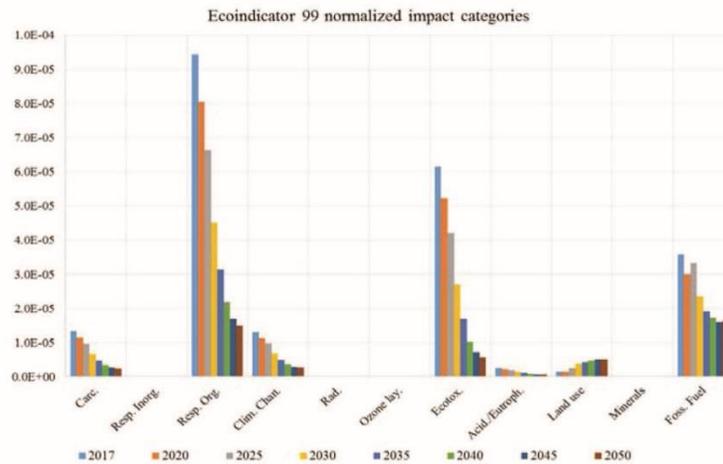


Figure 6: Normalized Ecoindicator-99 end-point environmental impact categories for Chilean electricity 2017–2050.

4 CONCLUSIONS

Chile features one of the fastest rates of PV penetration worldwide, in a context of high profitability despite the lack of subsidies or other financial governmental supports.

Results show that materials transport, PV equipment manufacturing, and lifespan of PV systems have an important effect on all mid-point and end-point environmental impact categories, with significant increases as the electricity generation efficiency decreases due to degradation of PV capacity. This is a key issue that need to be addressed as new evidence on such problem arises from practical experience under the harsh environmental conditions of the Atacama Desert.

Mid-term electricity generation scenario, as dictated by the Energy 2050 Roadmap, aims at minimizing the share of fossil fuels contribution to electricity generation, at the expense of greater penetration of PV, wind and hydroelectric power plants. Sharp reductions shown in all impact categories over the 2020–2050 period are a direct consequence of fossil fuels replacement by renewable sources for electricity generation.

The 25% share of PV electricity generation in the national mix by 2050, contributes with 55% of ozone layer depletion, 22% abiotic depletion, 20% global warming, 19% acidification, and 18% photochemical oxidation potentials associated to the national mix.

Results reported here should be regarded as a first approximation to assessing the environmental attributes of PV electricity generation, with view to decision-making.

REFERENCES

- [1] Chilean Electricity Coordinator. Renewable energies annual report 2017, available at <https://www.coordinador.cl/informe-documento/mercados/balance-ernc/balance-anual/> (accessed 03 January 2018).
- [2] UNEP. Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production. *Report of the International Resource Panel.*

120 M. I. Vega & C. A. Zaror, *Int. J. of Energy Prod. & Mgmt.*, Vol. 3, No. 2 (2018)

- United Nations Environmental Program*, eds. E.G. Hertwich, J. Aloisi de Lardere, A. Arvesen, P. Bayer, J. Bergesen, E. Bouman, T. Gibon, G. Heath, C. Peña, P. Purohit, A. Ramirez, & S. Suh, UNEP: Paris, 2016.
- [3] Bustos, C., Watts, D. & Ayala, M., Financial risk reduction in photovoltaic projects through ocean-atmospheric oscillations modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **74**, pp. 548–568, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.034>
- [4] Mints, P., Demand shift impacts pricing. *Renewable Energy Focus*, **15(4)**, pp. 14–15, 2014. [https://doi.org/10.1016/s1755-0084\(14\)70090-0](https://doi.org/10.1016/s1755-0084(14)70090-0)
- [5] Pillai, U., Drivers of cost reduction in solar photovoltaics, *Energy Economics*, **50**, pp. 286–293, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.015>
- [6] Roadmap 2050, Advisory Committee-Energy 2050. Chilean Ministry of Energy, available at http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/hoja_de_ruta_cc_e2050.pdf, September 2015.
- [7] Moreno-Leiva, S., Díaz-Ferrán, G., Haas, J., Telsnig, T., Díaz-Alvarado, F. A., Palma-Behnke, R. & Eltrop, L., Towards solar power supply for copper production in Chile: assessment of global warming potential using a life-cycle approach. *Journal of Cleaner Production*, **164**, pp. 242–249, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.038>
- [8] De Simon-Martin, M., Diez-Mediavilla, M. & Alonso-Tristan, C., Real energy payback time and carbon footprint of a GCPVS. *Aims Energy*, **5(1)**, pp. 77–95, 2017. <https://doi.org/10.3934/energy.2017.1.77>
- [9] Stoppato, A., Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, **33(2)**, pp. 224–232, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>
- [10] Tsang, M. P., Sonnemann, G. & Bassani, D., A comparative human health, ecotoxicity, and product environmental assessment on the production of organic and silicon solar cells. *Progress in Photovoltaics*, **24**, pp. 645–655, 2015. <https://doi.org/10.1002/pip.2704>
- [11] De Wild-Scholten, M.J., Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **119**, pp. 296–305, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>
- [12] Amponsah, N.Y., Troldborg, M., Kington, B., Aalders, I. & Hough, R.L., Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: a review of lifecycle considerations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **39**, pp. 461–475, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.087>
- [13] Bergesen, J.D., Heath, G.A., Gibon, T. & Suh, S., Thin-film photovoltaic power generation offers decreasing greenhouse gas emissions and increasing environmental co-benefits in the long term. *Environmental Science & Technology*, **48(16)**, pp. 9834–9843, 2014. <https://doi.org/10.1021/es405539z>
- [14] Berrill, P., Arvesen, A., Scholz, Y., Gils, H.C., & Hertwich, E.G., Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. *Environmental Research Letters*, **11(1)**, p. 14012, 2016. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/1/014012>
- [15] Masanet, E., Chang, Y., Gopal, A.R., Larsen, P., Morrow III, W.R., Sathre, R. & Zhai, P., Life-cycle assessment of electric power systems. *Annual Review of Environment and Resources*, **38(38)**, pp. 107–136, 2013. <https://doi.org/10.1146/annurev-envi-010710-100408>
- [16] Gerbinet, S., Belboom, S. & Léonard, A., Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **38**, pp. 747–753, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.043>

- [17] Bhandari, K.P., Collier, J.M., Ellingson, R.J. & Apul, D.S., Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: a systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **47**, pp. 133–141, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- [18] ISO 14.040:2006, Environmental Management- Life Cycle Assessment - Principles and Framework – International Standard ISO 14.040, 2006.
- [19] ISO 14.044: 2006, Environmental Management- Life Cycle Assessment - Requirements and guidelines. International Standard ISO 14.044, 2006.
- [20] Guinée, J.B., Gorrée, M., Heijungs, R., Huppes, G., Kleijn, R., de Koning, A., van Oers, L., Sleeswijk, A.W., Suh, S., Udo de Haes, H.A., de Bruijn, H., van Duin, R. & Huijbregts, M.A.J., *Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 2002.
- [21] PRÉ Consultants. SimaPro 7.3.3. Pré Consultants, Amersfoort, the Netherlands, available at <http://www.pre-sustainability.com/simapro-lca-software>, 2009.
- [22] Ecoinvent 3.4, Ecoinvent, available at <https://www.ecoinvent.org/database/database.html>, 2017.
- [23] Vega, M. & Zaror, C.A., *Life cycle Inventory of electricity generation and distribution in Chile*. Universidad de Concepción, Chile. Copyright N 241.457, 2011.
- [24] Life Cycle Inventory of Electricity Generation in Chile. *Presented at the International Conference on Life Cycle Assessment, CILCA*, Coatzacoalcos, México, 2011.
- [25] Kakalashé, B.S., Norway, T. & Tangstad, M., *Silicon processing: from quartz to crystalline silicon solar cells*. *Southern African Pyrometallurgy*, eds. R.T. Jones, & P. Den Hoed, Southern African Institute of Mining and Metallurgy, Johannesburg, 2011.

