

Evaluación de la Industria de Generación Distribuida como Motor de Empleo y Desarrollo Económico Eficiente y Sustentable en Chile Post COVID-19

Informe Final

28 de Enero de 2021

Informe preparado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería
para el Ministerio de Energía

Equipo de Trabajo

Nicolás Lobos	Ingeniero I+D Vinken Dictuc
Cristián Villalobos	Ingeniero I+D Vinken Dictuc
Daniel Olivares	Investigador Asociado ISCI, Profesor Ingeniería UAI
Matías Negrete	Investigador Asociado ISCI, Profesor Ingeniería UC
Rodrigo Moreno	Investigador Titular ISCI, Profesor Ingeniería UChile
Alejandro Navarro	Investigador Senior Centro de Energía UChile, Profesor Ingeniería UChile

Agradecimientos

El desarrollo del presente estudio fue posible gracias al apoyo técnico del Ministerio de Energía, y el apoyo financiero de ANID PIA/BASAL AFB180003, y los proyectos ANID FONDECYT/11170630, FONDECYT/1181517 y FONDECYT/11180875.

Tabla de Contenidos

1. Introducción	5
2. Objetivos del Estudio	7
3. Visión General de la Metodología	8
3.1. Contexto General del Desarrollo de Sistemas de Energía	8
3.2. Descripción General de la Metodología	10
4. Cuantificación de Impactos en el Sistema Eléctrico	16
4.1. Aspectos Generales de Modelación	16
4.2. Modelo General de Expansión Generación-Transmisión	18
4.3. Representación del Sistema Chileno	20
4.3.1. Red Eléctrica	20
4.3.2. Red Hídrica	20
4.3.3. Proyectos de Generación y Almacenamiento	21
4.3.4. Condiciones Operacionales	22
4.4. Modelamiento de Recursos Energéticos Distribuidos	23
4.5. Escenarios Tecnológicos	27
4.5.1. Integración de Energías Renovables	27
4.5.2. Sensibilidades de Evolución de Costos de Capital	29
4.5.3. Sensibilidades de Evolución de Demanda	30
4.5.4. Desarrollo Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	30
4.6. Métricas Aproximadas de Resiliencia	32
4.7. Resultados	34
4.7.1. Resumen Casos de Estudio	34
4.7.2. Integración de Generación Distribuida	37
Caso Base	37
Forzamiento de Integración de Generación Distribuida en Baja Tensión	41
Ausencia de Inversiones en Barras de Alta y Baja Tensión	43
4.7.3. Integración de Energías Renovables	46
4.7.4. Sensibilidades Sobre Parámetros de Interés	48
Sensibilidades de Evolución de Costos de Capital	48
Sensibilidades de Evolución de Demanda	50
Desarrollo Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	52
4.7.5. Impactos Sobre las Emisiones	54
4.7.6. Impactos Sobre la Resiliencia del Sistema	56
Caso Base	56
Otros Casos	59
4.8. Conclusiones sobre Cuantificación de Impactos en el Sistema Eléctrico	63
5. Cuantificación de Impactos en la Creación de Empleos	65
5.1. Metodologías y Métricas de Evaluación	65

5.1.1. Metodologías de Evaluación	65
5.1.2. Métricas de Evaluación	66
5.2. Consideraciones Prácticas y Limitaciones de la Metodología	69
5.3. Modelo Jobs and Economic Development Impact (JEDI)	71
5.3.1. Información General Requerida por el Modelo	73
5.3.2. Tablas Input-Output	75
5.4. Escenarios de Sensibilidad y Análisis	77
5.5. Resultados	78
5.5.1. Empleo Bruto Generado en Etapa de Construcción	78
5.5.2. Empleo Bruto Generado en Etapa de Operación	81
5.5.3. Sensibilidad en Empleo Bruto Generado en Etapa de Construcción	83
6. Análisis de Impactos Cualitativos	85
6.1. Introducción al Análisis Cualitativo	85
6.2. Observaciones Relevantes del Análisis Cuantitativo	88
6.3. Análisis Cualitativo	91
7. Recomendaciones	93
7.1. Recomendaciones de Política Pública	93
7.2. Recomendaciones Sobre el Modelamiento de Generación Distribuida en la PELP	99
8. Conclusiones	102
Referencias	105
Anexos	107
Anexo A	108

1. Introducción

En la actualidad el mundo enfrenta una pandemia de Covid-19 causada por el virus SARS-CoV-2. Si bien la magnitud de los impactos de largo plazo de la pandemia en la economía mundial aún no son conocidos con precisión, en la edición de junio de 2020 del informe Global Economic Prospects¹, el Banco Mundial prevé que el Covid-19 hundirá la economía mundial en su peor recesión desde la segunda guerra mundial, con una contracción del 5.2% en la actividad económica, y con efectos perjudiciales y de largo plazo sobre la inversión, el capital humano y el comercio internacional y las relaciones de suministro. Para Chile, el mismo informe prevé una contracción del 4.3% en el PIB durante el 2020, mientras que el Banco Central, en su Informe de Política Monetaria de diciembre de 2020, prevé una baja del PIB entre el 5.75 y 6.25% para el mismo año².

Por otro lado, el proceso de descarbonización de la matriz energética y otros esfuerzos orientados a frenar el cambio climático siguen tan vigentes y necesarios como siempre, aún en el contexto actual de pandemia y crisis económica. Lo anterior ha motivado recientemente iniciativas de múltiples sectores de la sociedad abogando por una reactivación económica sustentable, donde la posibilidad de disponer de recursos renovables descentralizados y las herramientas tecnológicas que ofrece la digitalización, pueden dar un rol protagónico a la industria energética nacional en dicha reactivación.

Uno de los elementos fundamentales para analizar y conducir el devenir de la industria energética corresponde a los procesos de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que lleva a cabo el Ministerio de Energía (MEN) cuatrienalmente. Por ello, es clave revisar los principios, objetivos, alcances y metodologías de análisis utilizados en dicho proceso, de manera de incorporar de forma eficiente los nuevos recursos y tecnologías disponibles. En particular, respecto a la expansión económica del sistema eléctrico chileno, ésta se ha estudiado históricamente a partir de modelos de optimización matemática centralizados, que producen un sesgo implícito en favor de la expansión en base a generación a gran escala y nueva transmisión. Típicamente el problema de expansión no considera alternativas de desarrollo de la matriz en base a generación y almacenamiento distribuido, y tampoco considera el modelamiento de la infraestructura de distribución, aun cuando ésta da cuenta de en torno al 20% del costo final del suministro eléctrico de usuarios de menor tamaño. Lo anterior dificulta la correcta evaluación de soluciones a partir de recursos distribuidos como alternativa de expansión del sistema, y no permite el diseño de políticas públicas que consideren dichas opciones. Adicionalmente, la comparación de las distintas alternativas de expansión se centra exclusivamente en el análisis de los costos de capital y operación de estas, sin tomar en cuenta otros aspectos (externalidades positivas) tales como; el menor impacto medioambiental, la generación de empleo local, la resiliencia y calidad de servicio del sistema, y la creación de una industria nacional en torno a soluciones de generación distribuida. Este último punto puede ser especialmente relevante en un escenario de crisis económica, mayor desempleo, y migración de población lejos de las grandes urbes, una vez controlada la crisis sanitaria producida por el COVID-19.

En este contexto, el MEN y el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) han establecido un convenio para desarrollar un estudio que explore el potencial de los recursos energéticos distribuidos

¹ Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33748>

² Disponible en:

https://www.bcentral.cl/documents/33528/2688278/ipom_dic_2020.pdf/6e76e065-413b-26b0-c337-57be8222a30?t=1607536891820

como motor de empleo y desarrollo eficiente y sustentable, y al mismo tiempo establezca criterios y metodologías para incorporar el desarrollo de la generación distribuida, y de los recursos energéticos distribuidos en general, en los procesos de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos en Chile. El presente documento corresponde al Informe Final del estudio, en el que se presenta el diseño general y aplicación de la metodología para analizar la industria de recursos energéticos distribuidos, cuyos resultados son utilizados para sustentar recomendaciones metodológicas y de política pública respecto a la integración de recursos energéticos distribuidos en la planificación energética de largo plazo.

2. Objetivos del Estudio

El presente estudio tiene 2 principales objetivos. El primer objetivo, denominado **Objetivo Metodológico**, corresponde al desarrollo de una metodología que permita explorar el potencial de la generación distribuida en contraste a la generación centralizada de gran escala, aportando antecedentes técnicos y económicos que permitan al MEN evaluar la implementación un plan de fomento a la industria de recursos energéticos distribuidos como vehículo para la generación de empleos, y el desarrollo energético eficiente y sustentable. Al mismo tiempo, este objetivo contempla establecer criterios y metodologías para incorporar el desarrollo de los recursos energéticos distribuidos en general, en los procesos de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos en Chile. En específico, el objetivo metodológico considera los siguientes objetivos específicos:

1. Diseñar una metodología general basada en la experiencia internacional sobre metodologías de evaluación multidimensional del impacto de la generación distribuida u otras industrias incipientes en dimensiones económicas, sociales y ambientales.
2. Definir herramientas para el cálculo de indicadores de impacto del desarrollo de recursos energéticos distribuidos, en distintos niveles y zonas geográficas, en dimensiones tales como los costos de suministro eléctrico, el empleo tanto en etapas de instalación como de operación, el impacto ambiental, y la calidad y resiliencia del suministro eléctrico, entre otros, en comparación con la alternativa de suministro centralizada y otras sensibilidades.
3. Definir una metodología de comparación de escenarios de desarrollo futuro en función de los indicadores de impacto definidos en el punto anterior.
4. Aplicar la metodología y obtener resultados que faciliten el diseño de políticas públicas asociadas al desarrollo de la generación distribuida en el Sistema Eléctrico Nacional.

El segundo objetivo, denominado **Objetivo de Política Pública**, consiste en proponer estrategias de fomento a la industria de recursos energéticos distribuidos en Chile en aquellos escenarios donde resulte conveniente desde el punto de vista del desarrollo eficiente y sustentable de la matriz energética en Chile. Para ello, se describen las razones o impedimentos que justificarían o no la implementación de estrategias de política pública cuando, a pesar de la existencia de beneficios de la integración de generación distribuida en el desarrollo del sistema eléctrico, el actual diseño de mercado no fomenta su desarrollo, volviendo necesaria la creación de los incentivos correctos por parte del Estado.

3. Visión General de la Metodología

3.1. Contexto General del Desarrollo de Sistemas de Energía

Los sistemas de energía y potencia están viviendo un período de **profundas transformaciones** motivadas por la necesidad de transitar hacia sistemas más sustentables. Dentro de dichas transformaciones que están ocurriendo se incluyen la integración a gran escala de energías renovables, muchas de naturaleza variable como la eólica y solar, el desarrollo e implementación de tecnologías de información que mejoran la operación, resiliencia y eficiencia de los sistemas eléctricos, el desarrollo de estructuras de mercado más sofisticadas y **el desarrollo de recursos energéticos distribuidos**, los cuales se definen como proveedores de servicios eléctricos a nivel del sistema de distribución (Pérez-Arriaga & Knittle, 2016). Dentro de los recursos energéticos distribuidos se incluyen por ejemplo la generación distribuida renovable, la respuesta de demanda, el almacenamiento distribuido, microturbinas, la microgeneración, y cargas flexibles coordinadas.

Todas estas transformaciones generan las condiciones necesarias para transitar desde sistemas caracterizados por una estructura jerárquica y roles bien definidos, como se ilustra en la Figura 3.1 (a), hacia una estructura mucho más horizontal y descentralizada, ilustrada en la Figura 3.1 (b), con multiplicidad de roles y donde el uso de tecnologías de información y recursos energéticos distribuidos son elementos diferenciadores.

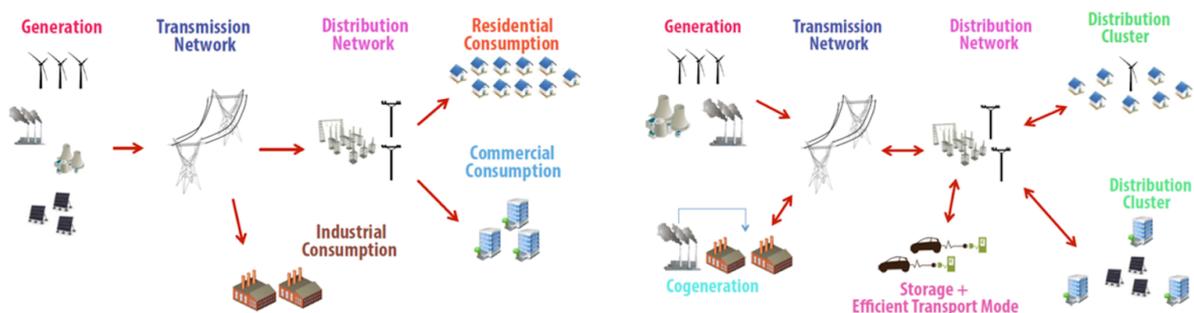


Figura 3.1. (a) Organización Tradicional Sistemas de Potencia (izquierda)
(b) Organización Futura Sistemas de Potencia (derecha). Elaboración propia.

La forma en cómo evolucionarán finalmente los sistemas de energía y potencia dependerá de una **combinación de factores**, entre ellos el social, medioambiental, técnico y económico, siendo este último uno de los más relevantes. En específico, los costos de desarrollo de los sistemas eléctricos tradicionales enfrentan hoy en día importantes fuentes de incertidumbres asociadas a la factibilidad técnico-socio-ambiental de construir corredores de transmisión o instalar grandes plantas de generación en localidades específicas, las que son mayormente evitadas en el caso de una expansión del sistema en base a recursos energéticos distribuidos. En un escenario donde posibles economías de escala de proyectos centralizados se reduzcan, o incluso desaparezcan, respecto a soluciones descentralizadas, es esperable una evolución natural de los sistemas de energía y potencia hacia sistemas más descentralizados. Lo anterior puede ser reforzado por el potencial valor más allá de lo netamente eléctrico de los recursos energéticos distribuidos, asociado con servicios de red, modularidad de inversiones, riesgos financieros, seguridad de suministro, e impactos ambientales y sociales positivos. Tomando en consideración las proyecciones de costos de recursos energéticos distribuidos presentados

en la Figura 3.2, lo cual representa proyecciones para distintos escenarios de penetración realizadas en Australia para sistemas PV y almacenamiento residencial, un escenario con una alta penetración, solamente como resultado de dimensiones económicas, aparece como un escenario plausible en el largo plazo.

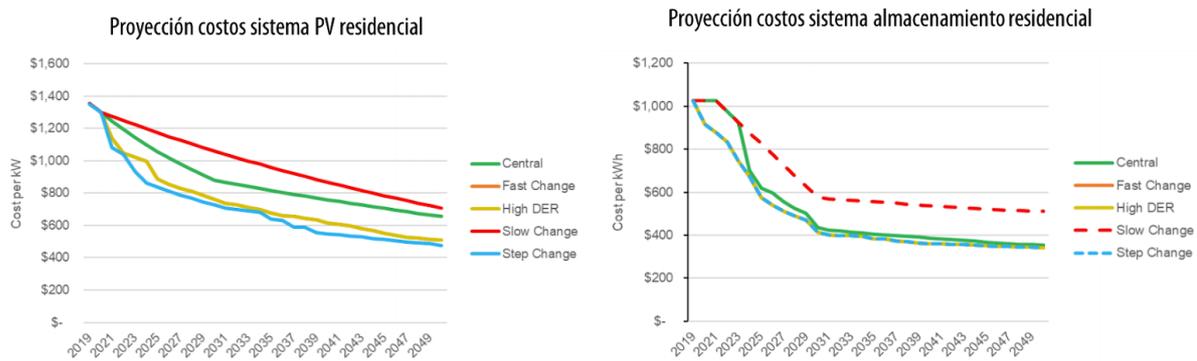


Figura 3.2. Proyecciones costos desarrollo recursos energéticos distribuidos³.

Otros factores relevantes que impactarán la evolución de los sistemas de energía y potencia, en términos de un desarrollo centralizado o distribuido, se relacionan, por un lado, con el **cambio en el rol de los consumidores de energía hacia prosumidores**, donde estos dejan de participar como actores pasivos, y pasan a producir y vender energía al sistema eléctrico de forma descentralizada; y por otro lado, con el **rol que el Estado** pueda tener en la generación de condiciones en términos de regulaciones, diseño de mercado o esquemas de incentivos para el desarrollo en base a elementos distribuidos de energía. Surge entonces la pregunta de **por qué** el Estado debiera impulsar o incentivar un esquema de desarrollo en particular de los sistemas eléctricos, como lo son los recursos energéticos distribuidos.

Con el objetivo de entregar antecedentes técnicos para una decisión de política pública respecto al desarrollo de recursos energéticos distribuidos en este estudio se define una metodología de análisis de impactos cuantitativos y cualitativos, así como también las herramientas que serán utilizadas para su desarrollo. Se identifican 2 alternativas para el desarrollo de la industria de recursos energéticos distribuidos, diferenciados por el rol del Estado; la primera (Alternativa 1) consiste en la evolución de la industria en un contexto donde el Estado genera un marco regulatorio apropiado para que la industria emerja como resultado de la competencia abierta y sin discriminación de tecnologías; es decir, **sin incentivar su desarrollo en una u otra dirección** (equilibrio eficiente entre soluciones centralizadas y descentralizadas). En otras palabras, el Estado no implementa políticas públicas de incentivo específico a los recursos energéticos distribuidos más allá de la eliminación de barreras de entrada. La segunda alternativa (Alternativa 2) consiste en que el Estado **implemente políticas de fomento específicas para los recursos energéticos distribuidos**, justificadas en base a una serie de externalidades positivas de los recursos energéticos distribuidos (que no siempre son o pueden ser incluidas en los análisis económicos). Dichas externalidades positivas son una hipótesis de trabajo de este estudio, la que será validada mediante la aplicación de la metodología propuesta en este informe. Luego, en el entendido que el análisis evidencia externalidades positivas significativas, se justifica que el Estado incentive un camino en particular de desarrollo.

³ Fuente: [Green Energy Market: Projections for distributed energy resources – solar PV and stationary energy battery systems](https://www.greenenergy.org.au/research-and-analysis/green-energy-market-projections-for-distributed-energy-resources-solar-pv-and-stationary-energy-battery-systems)

3.2. Descripción General de la Metodología

Como se mencionó anteriormente, la implementación de la Alternativa 2 requiere una justificación en base a **caracterizar, entender, y cuantificar** el valor que una expansión a través de recursos de energía distribuidos pueda tener para el bienestar social, en contraste con el desarrollo de generación de gran escala centralizada convencional. Para ello se debe reconocer que los recursos distribuidos de energía generan valor en una serie de dimensiones, las cuales pueden ser agrupadas bajo distintos criterios, tal y como se presenta en la Figura 3.3 a continuación.

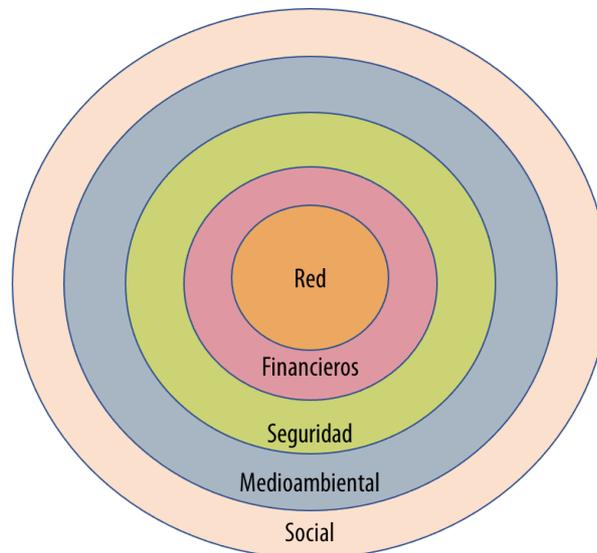


Figura 3.3. Dimensiones de valor de los recursos distribuidos.
Elaboración propia en base a (Hansen et al., 2013).

De manera más específica, las categorías de costos y beneficios en la evaluación de recursos distribuidos incluyen las siguientes:

- Servicios de Red
 - Energía
 - Energía
 - Pérdidas del sistema
 - Capacidad (Factores de coincidencia)
 - Capacidad de generación
 - Capacidad de transmisión y distribución
 - Capacidad instalada de generación distribuida PV
 - Servicios de soporte de la red
 - Suministro de reactivos y control de voltaje
 - Respuesta de regulación y frecuencia
 - Desbalance de generación y energía
 - Reservas de operación sincronizadas y suplementarias
 - Control y despacho del comisionamiento, pronóstico y sistema
- Cobertura de riesgos (Financiera y Seguridad)
 - Riesgos financieros
 - Cobertura frente a precios de combustibles

- Respuesta a precios de mercado
- Riesgos de seguridad
- Confiabilidad y resiliencia
- Medioambiental
 - Emisiones de CO₂
 - Criterios de contaminación del aire (SO₂, NO_x, PM)
 - Agua
 - Tierra
- Social
 - Desarrollo económico (empleo e ingreso de impuestos)
 - Otros aspectos de desarrollo económico, cultural, salud, educación, etc.

Similarmente, es posible ilustrar posibles beneficios y costos a considerar asociados al universo de impactos relevantes de recursos distribuidos de energía.

Tabla 3.1. Universo de impactos relevantes de recursos de energía distribuidos.
Fuente (Woolf et al., 2014).

Ámbito	Beneficios	Costos
Impactos sobre todos los clientes	<ul style="list-style-type: none"> ● Reducción de la carga y costos evitados de energía (Pérdidas evitadas en generación de energía y en líneas, supresión de precios) ● Reducción de la demanda y costos evitados de capacidad (Costos evitados de capacidad de transmisión, distribución y generación, supresión de precios) ● Costos evitados de conformidad (Costos evitados de conformidad de energía renovable, renovación de centrales de generación) ● Servicios complementarios (Regulación, reservas, desbalances)⁴ ● Operación de la red (Reducción de costos financieros y de contabilidad, menores costos de servicio a consumidores) ● Eficiencia de mercado (Reducción del poder de mercado, animación de mercado, empoderamiento de los consumidores) ● Riesgo (Riego de proyectos, riesgo de portafolios, y resiliencia) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Costos de administración del programa (Marketing del programa, administración, evaluación, incentivos a los consumidores) ● Costos del sistema de distribución (Costos de capital de integración, aumento en los costos de servicios complementarios) ● Plataforma del sistema de distribución (Costos transaccionales de la plataforma)
Impactos sobre los participantes	<ul style="list-style-type: none"> ● Beneficios no-energéticos a participantes (Salud y seguridad, confort, impuestos) ● Beneficios de recursos a participantes (Agua, alcantarillado, y otros ahorros de combustible) 	<ul style="list-style-type: none"> ● Costos directos a participantes (Contribución a costos de medida, transacción y O&M) ● Otros impactos a participantes (Aumento en los costos de calefacción y enfriamiento, <i>value</i>

⁴ Esto, cuando la integración considera la coordinación y control de estos sistemas de generación distribuida y almacenamiento, lo que afecta el nivel de servicios que estos sistemas pueden proveer a la red.

		<i>of lost service</i> , disminución del confort)
Impactos sociales	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficios públicos (Desarrollo económico, reducción de la carga tributaria) • Beneficios medioambientales (Emisiones evitadas e impactos reducidos en los recursos naturales) 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos públicos (Impuestos) • Costos medioambientales (Emisiones y otros impactos medioambientales)

Por lo tanto, se hace necesario contar con herramientas y análisis que aborden de manera **multidimensional**, tomando en consideración las dimensiones antes definidas, el contraste de soluciones centralizadas respecto a soluciones descentralizadas y distribuidas. En general, tal como se presenta en la literatura, hay algunas dimensiones donde la comparación es directa, por ejemplo, en el caso de la energía, dimensión que es fuertemente impactada por los costos asociados y existe cierto consenso en el tipo de metodología a aplicar. Sin embargo, en otras dimensiones tales como los servicios de red, la cobertura de riesgos, los impactos medioambientales e impactos sociales, donde existe una mezcla de elementos cuantitativos y cualitativos, las metodologías y formas de cuantificar el impacto son menos unificadas (Hansen et al., 2013).

La evaluación de impactos es altamente dependiente de supuestos y el manejo de información. Por lo tanto, en el presente estudio se revisan de manera crítica diversas metodologías aplicadas en estudios internacionales. De manera general, **algunos elementos** que explican la complejidad al realizar estas evaluaciones incluyen:

- Es importante notar que, como se aprecia en algunos reportes, diferentes costos y beneficios **dependen del nivel de integración (y no penetración) de la generación distribuida en las redes de distribución**. Entendiendo la penetración de generación distribuida como la cantidad de MW de capacidad instalados, mientras que la integración dice relación con el nivel de coordinación y control de estos sistemas de generación distribuida y almacenamiento, lo que afecta el nivel de servicios que estos sistemas pueden proveer a la red, la compensación que estos tienen en términos tarifarios y los plazos de recuperación de la inversión, entre otros.
- Otra complejidad respecto a costos es que diferentes costos y beneficios asociados a la integración de generación distribuida **dependerán de la tecnología en cuestión, así como la asociación a medios de almacenamiento**. También tiene un efecto la localización geográfica en los requerimientos de infraestructura (contexto de integración). Por ejemplo, reducción de emisiones o desplazamiento de estas a ciudades en el caso de generación distribuida en base a combustibles fósiles.
- Dado que beneficios y costos muchas veces no son posibles de asignar de manera directa a distintos agentes del sistema, es crucial **no contabilizar múltiples veces beneficios o costos** que pueden ser observados por distintos actores del sector.
- Es importante **identificar la perspectiva** que se desea considerar en el estudio ya sea una perspectiva de desarrollo privado, estatal o un esquema híbrido.

- La **incertidumbre** respecto de escenarios de penetración de generación distribuida, mecanismos de apoyo, y potenciales costos de adaptación de las redes. Lo cual en el caso del presente estudio se manejará mediante distintas trayectorias de desarrollo del sistema.
- La evaluación de las economías de niveles de penetración cada vez mayores de generación distribuida no es directa. Existen **incertidumbres** considerables respecto a la viabilidad financiera de aplicaciones de generación distribuida individuales y extendidas, así como los costos sociales y beneficios asociados a su masificación, sin considerar los efectos macroeconómicos que tendría un cambio fundamental en la forma en que se provee de energía. Los costos potenciales deben ser comparados de forma sensible con otras alternativas, como el reforzamiento de las redes necesario para la expansión de capacidad de generación centralizada. De esta manera, existen elementos dentro de los impactos sociales, medioambientales y económicos que **no son directamente cuantificables**, debido a su incertidumbre inherente, y por lo tanto, cualquier tipo de estimación cuantitativa requerirá de un análisis de naturaleza más cualitativa basada en posibles escenarios de desarrollo, así como la estimación de supuestos.

En el presente estudio se propone una metodología para **caracterizar, entender, cuantificar y calificar** el valor que elementos distribuidos de energía puedan tener en la evolución de los sistemas eléctricos y energéticos chilenos. La visión general de la metodología propuesta se aprecia en la Figura 3.4 a continuación.

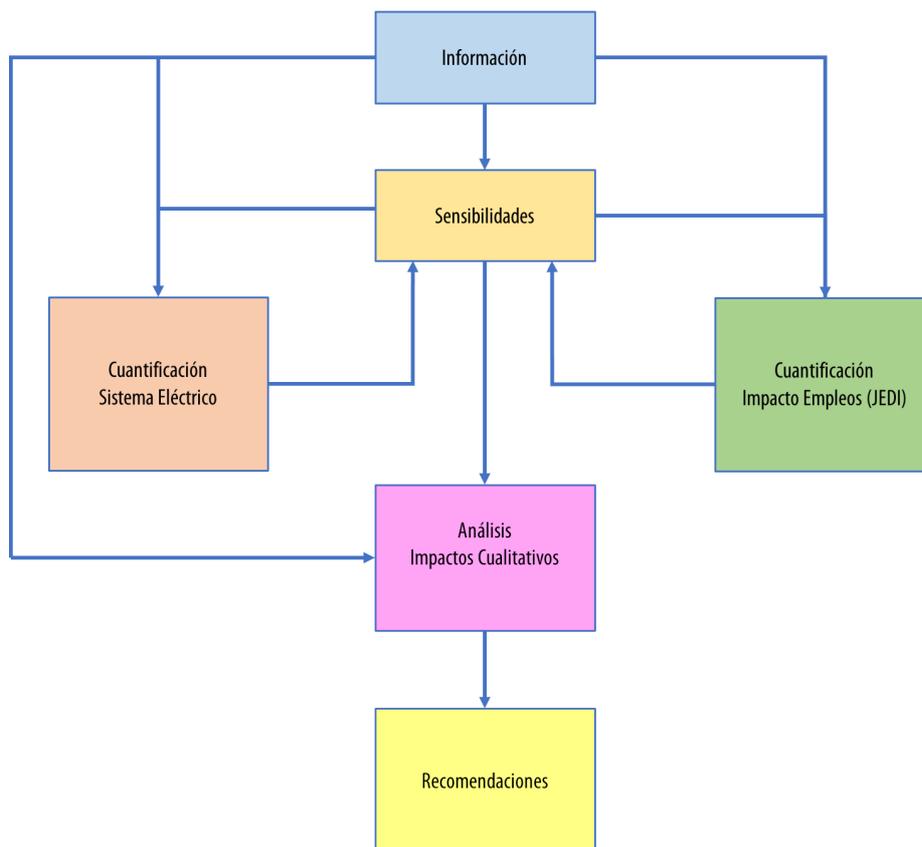


Figura 3.4. Diagrama de la metodología propuesta.

A continuación se presenta una descripción general de las distintas etapas de la metodología:

- **Cuantificación de Impactos en el Sistema Eléctrico:** Resultados asociados a aspectos eléctricos se construyen aplicando modelos de expansión del sistema eléctrico, adaptados para capturar el impacto de tecnologías descentralizadas. En particular, estos corresponden a modelos de expansión de generación y transmisión del sistema chileno con la posibilidad de capturar tecnologías de almacenamiento, para lo cual se modifica la forma de caracterizar los nodos de demanda, de tal forma de permitir elementos distribuidos. Dada la naturaleza del estudio se genera un caso base donde se evalúa la expansión realizada por un planificador centralizado con la opción de optimizar la integración de elementos distribuidos dado un conjunto de restricciones de modelación⁵. Luego, el nivel óptimo de penetración de elementos distribuidos resultante se toma como un caso base a partir del cual se realizan sensibilidades fijando de manera exógena el nivel de penetración. De esta manera, el valor neto (beneficios menos costos) asociado a servicios de red, expansión del sistema de generación, transmisión y otras dimensiones de naturaleza más eléctrica se pueden contrastar con esquemas tradicionales, así como resultados cuantitativos respecto del volumen de emisiones producto de un plan de expansión y operación determinado del sistema. En este módulo es crítica la descripción de supuestos utilizados para caracterizar los costos asociados a los esquemas distribuidos.
- **Cuantificación de Impactos en la Creación de Empleos:** Resultados cuantitativos asociados al impacto en empleos directos, indirectos e inducidos de la generación distribuida se construyen mediante la adaptación al caso chileno de la Metodología Jobs and Economic Development Impact (JEDI), descrita en la sección 5.3 de este informe. En base a los resultados del proceso de proyección de evolución del sistema eléctrico realizado con los modelos de expansión, se contará con la información de entrada sobre el volumen de MWs distribuidos para los distintos escenarios analizados. Esta información se toma como un parámetro de entrada para el Modelo JEDI permitiendo estimar el impacto marginal sobre los empleos asociados a los elementos distribuidos de energía. De igual manera, para poder realizar el contraste con soluciones centralizadas, se hace necesario estimar el impacto en empleos de dicha trayectoria de desarrollo.
- **Levantamiento de Información:** El contraste de soluciones basadas en elementos distribuidos respecto a esquemas centralizados depende altamente de información exógena. En el caso de análisis de naturaleza cuantitativa del sistema eléctrico se requiere, entre otros, costos de desarrollo de distintas tecnologías, necesidades del sistema eléctrico en términos de capacidad instalada, costos de desarrollo de sistemas de transmisión y distribución, y escenarios de penetración de ERV. Similarmente, para la cuantificación de impactos en la formación de empleos, económicos y sociales, se requiere información sobre elementos estructurales de la economía, costos, generación potencial de empleos por tipo de proyecto, etc. Similarmente, aspectos de naturaleza más cualitativa también requieren de información que permita evaluar potenciales impactos de distintos esquemas de desarrollo. Por lo tanto, un elemento central de la metodología propuesta es una caracterización de la información requerida para los análisis y una descripción de las fuentes de dicha información y los supuestos utilizados para aquellos casos en donde no sea posible encontrar de manera directa dicha información.

⁵ Este resulta un supuesto razonable, ya que un equilibrio totalmente competitivo debería alcanzar al mismo resultado.

- **Sensibilización de Resultados:** Los módulos anteriores se utilizarán para generar distintas sensibilidades asociadas a escenario de interés, como por ejemplo, trayectorias de proyección de combustibles, escenarios de riesgos naturales y otros de interés que permitan capturar el valor de elementos distribuidos de energía.
- **Análisis de Impactos Cualitativos:** De forma tal de considerar de manera multidimensional otros potenciales beneficios de la generación distribuida, en aquellas dimensiones más difíciles de cuantificar de manera directa, se realizará un análisis de escenarios en dimensiones de desarrollo tecnológico local, educación, medioambiental, y generación de industria compleja en el país. Y, en base a ello, identificar fuentes de valor adicionales, las cuales no necesariamente se cuantifican de manera directa, que permita visualizar el impacto holístico de los recursos energéticos distribuidos. El desarrollo de estos análisis de impactos cualitativos será realizado en base a la experiencia internacional, reportes y literatura especializada, complementado por estimaciones en base a los resultados de la cuantificación de impactos en el sistema eléctrico y en la creación de empleos.
- **Recomendaciones de Política Pública:** En base a los resultados obtenidos de los análisis se generará una serie de recomendaciones de naturaleza conceptual sobre posibles políticas públicas que podrían implementarse, tales como esquemas de subsidios, programas de capacitación en mano de obra calificada, generación de plataformas para reducir barreras de entrada al desarrollo de proyectos distribuidos, entre otras.

4. Cuantificación de Impactos en el Sistema Eléctrico

4.1. Aspectos Generales de Modelación

Los recursos energéticos distribuidos en los sistemas eléctricos son típicamente considerados en los modelos de planificación energética de largo plazo a partir de modelos de adopción tecnológica que no son parte de la co-optimización de los recursos. En particular, el ejercicio de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) en Chile considera una curva de adopción de generación distribuida⁶, la que es obtenida a partir de la adaptación de modelos de adopción desarrollados por NREL⁷.

Con el objetivo de analizar el potencial de los recursos energéticos distribuidos como parte importante de la solución de suministro eléctrico en el país, el presente estudio realizará modificaciones al modelamiento de dichos recursos en la planificación eléctrica de largo plazo, incorporando detalles que permitan cuantificar de mejor manera su impacto en la inversión en generación y redes, y en los costos de suministro eléctrico. En particular, la metodología propuesta está pensada para capturar el impacto de los recursos energéticos distribuidos en las siguientes dimensiones:

- 1) **Costos de Transmisión Nacional:** Esto se captura de manera directa al incorporar las decisiones de inversión en transmisión en niveles de tensión de 220 kV y 500 kV en el modelo. En particular, se espera que a futuro la mayor integración de generación distribuida produzca una reducción de costos de transmisión nacional, en la medida en que la demanda de consumidores finales es provista por fuentes de generación locales junto a ella.
- 2) **Costos de Transmisión Zonal y Distribución AT:** Para el caso de generación distribuida de potencia instalada superior a 300 kW, se modelará el impacto que ésta tendrá en inversiones en transmisión zonal y distribución en alta tensión.
- 3) **Costos de Distribución BT:** En el caso de generación distribuida residencial, se modelará el impacto que ésta tendrá en la inversión en redes de distribución de baja tensión, dependiendo de su nivel de integración.
- 4) **Costos de Generación:** Los recursos energéticos distribuidos tendrán mayores costos unitarios de generación que las plantas de generación de gran tamaño debido a la pérdida de economías de escala en su construcción y operación. Esto se internaliza en base a los costos diferenciados de inversión para diferentes tecnologías de generación distribuida, según se describe en los supuestos presentados en la sección 4.4.
- 5) **Gestión del almacenamiento distribuido:** El almacenamiento distribuido permitirá el desplazamiento de energía solar y eólica hacia las horas de mayor demanda del sistema, generando economías de escala que optimizarán el uso de las redes de transmisión y distribución. Lo que se modelará en base a la modelación de los sistemas de almacenamiento y una representación horaria del problema de operación del sistema eléctrico, según lo detallado en la sección 4.2.
- 6) **Electromovilidad y electrificación de calefacción:** Una adopción masiva de vehículos eléctricos y/o la electrificación de calefacción actualmente basada en leña, aumentará la demanda en redes de distribución BT, lo que supone la oportunidad de aprovechar de mejor manera los recursos de generación distribuidos, ubicados junto a la demanda eléctrica de consumidores finales y menos afectados por las pérdidas de transmisión y distribución de energía, reduciendo

⁶ Disponible en: [MEN: Planificación Energética de Largo Plazo - Proceso](#)

⁷ Disponible en: [NREL: Distributed Generation Market Demand Model](#)

el uso de redes de mayor tensión. Estas dinámicas serán capturadas en función de las sensibilidades de evolución de la demanda, según se describe en la sección 4.5.3.

- 7) **Resiliencia de redes de distribución:** La integración de generación y almacenamiento distribuido permitiría la reconfiguración de redes de distribución en microrredes de emergencia que permitirían reducir la profundidad y duración de pérdidas de suministro, y mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a catástrofes. Esto se medirá en función de métricas descritas en la sección 4.6.

La metodología utilizada asume que tanto las decisiones de inversión como de operación de recursos energéticos distribuidos serán gestionadas de manera centralizada con el objetivo de reducir los costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico en su totalidad. Lo anterior es claramente una simplificación respecto a lo que podría esperarse de la operación real de dichos recursos, ya que éstos serán operados descentralizadamente considerando también objetivos locales de sus usuarios. A pesar de lo anterior, es esperable que un diseño apropiado y eficiente de incentivos y mercados para recursos energéticos distribuidos, y la implementación de plataformas avanzadas de control y comunicaciones en redes de distribución, permitan alinear los incentivos de los múltiples usuarios/controladores de recursos energéticos distribuidos con los objetivos de reducción de costos globales, y al mismo tiempo reducir los costos de transacción asociados a la gestión de mercados a nivel de distribución. Por otra parte, también se pueden implementar planes de apoyo a la inversión en generación distribuida, que faciliten el financiamiento de dichos proyectos a partir de la provisión de garantías estatales, créditos tributarios, o la implementación y promoción de esquemas de financiamiento colectivo para proyectos de generación y almacenamiento distribuidos.

4.2. Modelo General de Expansión Generación-Transmisión

El modelo base para determinar la expansión óptima de recursos energéticos distribuidos corresponde al modelo de expansión de generación y transmisión NewEn Planning, el que ha sido desarrollado en el Laboratorio de Optimización, Control y Mercados en Energía (OCM-Lab) de la Universidad Católica (OCM-Lab, 2020; Verástegui et al., 2020; Verástegui et al., 2019; Mena et al., 2019). Sin embargo, los modelos específicos desarrollados para incorporar recursos energéticos distribuidos pueden ser incorporados en cualquier modelo de expansión que cuente con modelamiento temporal en base a días representativos con resolución horaria.

A continuación, se listan las principales características del modelo NewEn Planning. Una descripción detallada del modelo matemático, función objetivo y restricciones de inversión y operación, se puede encontrar en (Verástegui et al., 2019; OCM-Lab, 2020):

1. **Función objetivo:** Minimización de costos totales de inversión y operación anuales, descontados a valor presente neto.
2. **Sistema de transmisión:** Modelo de transporte con restricciones de flujo, pérdidas y derrateo por mantenimiento.
3. **Sistemas de almacenamiento térmico:** Ecuación de balance de inventario de energía térmica, con factores de eficiencia de carga y descarga, y factor de descarga natural de energía térmica almacenada.
4. **Sistemas de almacenamiento por baterías:** Ecuación de balance de inventario de energía, con factor de eficiencia de carga, y sin descarga natural.
5. **Red hídrica y embalses:** Representada por un grafo compuesto de nodos y arcos, donde los lagos y/o embalses están representados mediante nodos, mientras que los arcos representan flujos de agua potenciales entre dichos nodos, y por ende, ubicaciones potenciales para centrales hidráulicas de pasada. Sobre cada nodo se establece una ecuación de balance de inventario de volúmen de agua.
6. **Comisionamiento o predespacho de unidades:** Se modela a partir de una relajación de las restricciones de comisionamiento clásicas, donde se reemplaza las variables binarias de encendido/apagado de unidades por variables continuas entre 0 y 1. Además se incluyen restricciones de rampa inter-horaria de unidades que se derivan del politopo de rampa para dos periodos de tiempo (Hua & Baldick, 2016), y fortalecen la relajación continua del problema de comisionamiento. Con lo anterior, es posible dar cuenta aproximada de algunas de las necesidades de flexibilidad del sistema (y sus costos) en el modelo de planificación.
7. **Tecnologías de generación:** El modelo de expansión considera la posibilidad de invertir en tecnologías de generación tipo Solar-CSP con almacenamiento térmico, Solar-PV, almacenamiento por baterías, eólica, hidráulica de pasada, geotérmica, biomasa, gas, diesel, y generación distribuida tipo residencial (net-billing) y de mediana escala (PMGD, PMG). No se consideran alternativas de inversión en base a carbón.
8. **Horizonte de planificación:** 24 años, con 6 periodos de inversión de 4 años; esto es, el modelo permite inversiones en activos de generación y transmisión los años 2020, 2024, 2028, 2032, 2036, y 2040. Bajo esta modelación, el modelo decide el año en que resulta óptimo la entrada en operación de nueva capacidad de generación.
9. **Resolución temporal y cronología:** Cada periodo de inversión de 4 años es representado operacionalmente por 6 días representativos con resolución horaria. Los días representativos

son caracterizados por perfiles diarios de demanda y disponibilidad de recursos renovables no despachables de generación (i.e., eólica, solar, e hidroeléctrica de pasada).

4.3. Representación del Sistema Chileno

En esta sección se presenta la representación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el modelo NewEn Planning. La metodología utilizada para construir la representación del sistema chileno se basa en los trabajos reportados en (Maluenda et al., 2018; Mena et al., 2019; Verástegui et al., 2019; Verástegui et al., 2020).

4.3.1. Red Eléctrica

Se considera un modelo simplificado del SEN compuesto por 20 barras o zonas de carga para las cuales se agrega la demanda y generación eléctrica. La conexión entre estas barras se representa agregando la capacidad de transmisión de las líneas de alto voltaje (≥ 220 kV) existentes entre dichos nodos, lo que resulta en 23 corredores de transmisión. Los datos para estas líneas han sido adaptados de las estadísticas del año 2019 de la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁸. La Figura 4.1 ilustra la representación de barras y líneas del SEN utilizada en el modelo. El costo de expandir la capacidad de transmisión se fija en \$850 USD/MW por kilómetro para el año base (Mena et al., 2019). Se considera además una fracción correspondiente a los costos de operación y mantenimiento fijos por año del 3%. Finalmente, se considera una vida útil de cada línea de 20 años⁹.



Figura 4.1. Representación del SEN.

4.3.2. Red Hídrica

La red hídrica de Chile juega un rol clave en el sistema de potencia, debido a la presencia de un alto número de embalses y centrales de pasada asociadas a una red de lagos, ríos y otros cuerpos y flujos relevantes de agua. Para su modelamiento, se considera una representación en base a nodos, que representan embalses u otros puntos de concentración de agua, y arcos, que representan conexiones entre dichos nodos y potenciales ubicaciones para centrales de pasada. Los datos para construir esta representación están basados en (Maluenda et al., 2018), y considera un total de 23 nodos, 12 de los cuales corresponden a embalses, 19 arcos, y 21 unidades de generación hidráulica. La Figura 4.2 muestra un ejemplo de dos cuencas hidráulicas de Chile modeladas utilizando dicha metodología. Entre otros

⁸ Disponible en: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

⁹ Se asume que cada corredor de transmisión es reemplazado por nueva infraestructura.

aspectos, se modelan el balance en los flujos de agua en cada nodo de la red; se limitan los volúmenes de agua almacenados por las capacidades mínimas y máximas de almacenamiento de los reservorios; y se definen condiciones de borde para el primer y último punto de operación de cada período de inversión (en base al análisis estadístico de la información histórica del uso de agua en cada uno de los reservorios, para años con hidrología normal, seca y húmeda). Finalmente, los niveles de generación de unidades pertenecientes a la red hidro se asocian a los flujos de agua dentro de la red, lo que permite la modelación de generación en cascada de la red.

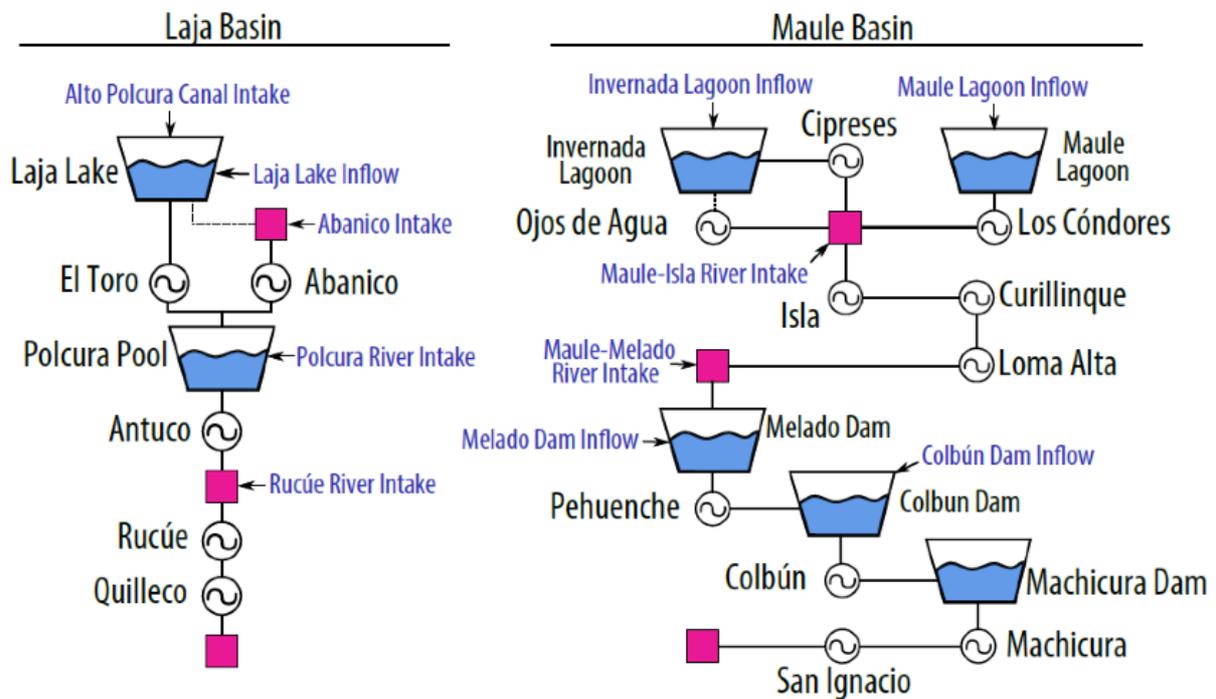


Figura 4.2. Modelación de embalses. Fuente (Maluenda et al. 2018).

4.3.3. Proyectos de Generación y Almacenamiento

Se considera un parque de generación existente de 26.39 GW, cuya composición se describe en la tabla a continuación. Las unidades existentes fueron adaptadas a partir de datos reales del sistema chileno de acuerdo a estadísticas del año 2019 de la CNE, realizando una agregación para unidades pequeñas en base a diésel, centrales de pasada y plantas solares y eólicas en base a su ubicación geográfica y las barras representadas. El portafolio de nuevos proyectos de generación considera unidades de generación renovable y convencional, además de proyectos de almacenamiento por baterías de ion-litio de gran escala de 4 horas de almacenamiento. Los costos variables y fijos de operación y mantenimiento, y costos de inversión por tecnología son derivados a partir de reportes de la CNE (2017), de U.S. Energy Information Administration (2016) y de Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (2018). Finalmente, las características de flexibilidad para las diferentes tecnologías sujetas a comisionamiento fueron obtenidas a partir de (Schroder et al., 2013). El detalle de las unidades existentes y candidatas por barra en la representación del SEN se puede encontrar en (Verástegui et al., 2020).

Tabla 4.1. Parque de generación existente por tecnología considerado (GW).

Tecnología	Capacidad Existente (Legacy)
Carbón	5.28 (20.2%)
CCGT	4.63 (17.7%)
Embalses	3.72 (14.2%)
Solar PV	3.18 (12.2%)
OCGT	2.36 (9.0%)
Hydro-RoR	2.25 (8.6%)
Eólico	2.10 (8.0%)
Serie hidráulica	1.27 (4.8%)
Diesel (ICE)	0.80 (3.1%)
Biocombustible (BST)	0.46 (1.7%)
CSP	0.11 (0.4%)
Geotermia (GST)	0.03 (0.1%)
Total	26.39

4.3.4. Condiciones Operacionales

Las condiciones operacionales utilizadas para representar matemáticamente la operación del sistema eléctrico juegan un rol fundamental en la caracterización de los requerimientos del sistema en un contexto de alta penetración de generación renovable variable, donde los requerimientos de flexibilidad (e.g., rampa), producto de variaciones importantes en la demanda neta, asociados a la demanda, y generación solar y eólica, se vuelven relevantes. Debido a la carga computacional que supone la resolución del esquema de modelación considerado, se debe emplear un conjunto de días representativos, para los cuales es necesario hacer uso de perfiles diarios de carga y de disponibilidad de recursos renovables como la generación solar y eólica. Para la determinación de días representativos se considera el uso de técnicas de hierarchical clustering sobre los 365 días de operación reportados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en 2015, en conjunto con tasas de crecimiento para la demanda reportadas por la CNE. Como resultado, se obtiene un conjunto de seis días representativos por periodo de inversión, y cuya tasa de crecimiento de demanda es proporcional al peso relativo de cada día representativo dentro de cada período de inversión, lo que permite representar la operación del sistema eléctrico manteniendo el problema manejable computacionalmente.

4.4. Modelamiento de Recursos Energéticos Distribuidos

El modelo general de expansión generación-transmisión considera la agregación de la demanda en 20 barras a lo largo del SEN, como se presenta en la sección precedente. El primer paso del modelamiento de recursos energéticos distribuidos es la división de cada barra de demanda agregada en 3 barras, a las que se conectan la demanda en distribución de alta tensión (AT), la generación distribuida no residencial, los sistemas de almacenamiento en AT, la demanda en distribución en baja tensión (BT), la generación distribuida residencial, y el almacenamiento distribuido, tal y como se presenta en la figura a continuación. De esta manera, cada barra de demanda agregada original se divide en una barra Bulk que representa el nivel de transmisión nacional, una barra de distribución AT, correspondiente al conjunto de instalaciones de distribución con voltajes entre 1 kV y 23 kV, y una barra de distribución BT, que representa las instalaciones de distribución de voltajes bajo 1 kV. A las barras AT y BT se asocia la generación distribuida y demanda de consumidores finales del sistema, mientras que a la barra Bulk se conecta la generación centralizada.

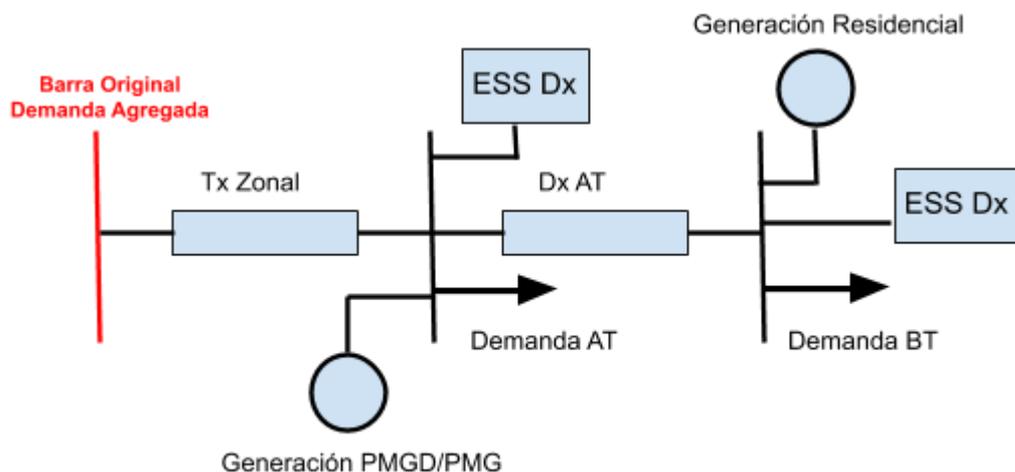


Figura 4.3. Modelamiento de Recursos Energéticos Distribuidos.

En particular, la demanda de energía originalmente asociada a la barra de demanda agregada ha sido dividida entre la demanda no residencial de distribución en AT, asociada comúnmente a locales comerciales, industrias y otros clientes libres del sistema; y la demanda de distribución en BT, comúnmente de carácter residencial y regulada, según puede ser desprendido desde el “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos” (CNE, 2019). Esto, con el fin de representar los flujos en redes de transmisión zonal y distribución en AT y capturar las pérdidas de transmisión asociadas a cada tramo de transmisión y distribución de energía.

Por otro lado, de acuerdo al modelo propuesto, y con el objetivo de abastecer la demanda local en BT, se considera como supuesto que la integración de generación distribuida residencial y el almacenamiento distribuido ubicados en el mismo nodo no incurren en costos de red dentro de los límites de capacidad de alojamiento de las barras de las barras de BT, límites que por construcción del modelo no son sobrepasados. Esto, a diferencia de la generación distribuida PMGD/PMG, para las cuales si se consideran diferentes niveles de costos de integración, según se describe más adelante. La generación distribuida PMGD/PMG y energía almacenada en sistemas de almacenamiento en AT debe ser

transportada a través de la red de distribución AT para servir la demanda en BT, mientras que la generación a gran escala ubicada en la barra de demanda agregada original debe incurrir en costos de transmisión zonal y distribución AT para abastecer la demanda en BT.

Para internalizar dichos fenómenos, los costos asociados a la decisión de inversión en corredores de transmisión entre el gran sistema de transmisión, los sistemas de distribución de AT y BT, y cuyos valores finales se describen en el Anexo A, han sido definidos en función de las siguientes fuentes de información:

- **Costo de Transmisión Zonal (Tx Zonal):** Estimación de costos de líneas y transformadores en transmisión zonal mediante métodos de regresión a partir de costos de inversión en decretos 23T y 6T. Posteriormente, estimación de costos de transmisión zonal en USD/MW para cada uno de los 20 nodos de la representación reducida del SEN.
- **Costo de Distribución en Alta Tensión (Dx AT):** Obtenidos a partir del promedio ponderado por demanda del último cálculo de VAD de las empresas de distribución asociadas a cada nodo de la representación reducida del SEN, en USD/MW en AT.

Finalmente, de acuerdo a información levantada, los costos de conexión de proyectos PMGD/PMG pueden variar fuertemente dependiendo de su cercanía a la subestación primaria, con costos estimados en torno a los \$60 MM CLP/km, de acuerdo a información facilitada por desarrolladores con motivo del desarrollo de este estudio. Por lo anterior, y con el objetivo de no aumentar innecesariamente el número de barras para representar recursos energéticos distribuidos, el modelo contempla alternativas de proyectos PMGD/PMG en 4 niveles de desarrollo para cada una de las tecnologías definidas (i.e., generación solar fotovoltaica, generación eólica, hidráulica mini hidro y Run of River (RoR)), diferenciadas de acuerdo a sus costos de conexión, los que son incorporados directamente en sus costos de inversión por MW. Así, la capacidad de alojamiento de generación distribuida de las barras de AT se divide en 4 segmentos. Los 3 primeros segmentos cuentan con una capacidad igual al 10% de la máxima demanda horaria proyectada en dichas barras, mientras que el cuarto segmento cuenta con una capacidad igual al 70% de la máxima demanda horaria proyectada. Cada uno de estos segmentos considera costos progresivos de conexión. En cuanto a los proyectos de generación distribuida en BT, se consideran sólo proyectos solares fotovoltaicos, con una capacidad de alojamiento en una barra en BT de un 30% de la máxima demanda horaria proyectada en dicha barra¹⁰, en un solo segmento de instalación, para el cual se han desestimado costos de conexión a la red.

En cuanto a los perfiles de generación particulares relacionados a tecnologías de generación solar fotovoltaica, estos han sido diferenciados según si los medios de generación se encuentran conectados a las barras de demanda agregadas del sistema, AT o BT, en función de diferentes tecnologías de seguimiento solar disponibles, Tracker 2 ejes, HTSAT y Fijo Inclinado, respectivamente, a partir de la información pública disponible en el Explorador Solar del MEN¹¹, lo que internaliza las diferencias en las eficiencias y perfiles de generación solar presentes en cada tipo de tecnología (con costos de inversión diferentes).

¹⁰ Por ejemplo, si se proyecta una demanda máxima horaria de 100 MW en una barra en BT, dicha barra tendrá una capacidad de alojamiento de 30 MW de generación distribuida.

¹¹ Disponible en: <http://solar.minenergia.cl/inicio>

Luego, en la tabla a continuación se presenta un resumen de las tecnologías de generación existentes y candidatas en cada tipo de barra de conexión, mientras que la disponibilidad geográfica de los recursos renovables se basa en (MEN, 2014).

Tabla 4.2. Resumen de tecnologías de generación existentes y candidatas consideradas por tipo de barra de conexión.

Tipo de Barra	Tecnologías de Alternativas de Desarrollo ¹²
Bulk	Almacenamiento (4 horas), Solar (tecnología de seguimiento: Tracker 2 ejes), Eólica, Mini hidro y Hydro-RoR, Embalses y Series hidráulicas, OCGT, CCGT, Biocombustible, Geotermia, CSP, ICE y Carbón.
AT	Almacenamiento (4 horas), Solar (tecnología de seguimiento: HTSAT), Eólica, Mini hidro y RoR.
BT	Almacenamiento (4 horas) y Solar (tecnología de seguimiento: Fijo Inclinado)

En base a lo anterior, los costos asociados a cada decisión de inversión, cuyos valores finales se describen en el Anexo A en el caso de las tecnologías de generación candidatas, junto con los costos de inversión adicionales por tramo de instalación en el caso de tecnologías de generación PMGD/PMG, han sido obtenidos a partir de las siguientes fuentes de información:

- **Costo de inversión y operación de generación PMG y PMGD:** Sistemas fotovoltaicos hasta 1.5 MW, de acuerdo a índice de precios de sistemas fotovoltaicos del MEN. Sistemas fotovoltaicos de potencia superior a 1.5 MW, y plantas de generación eólica, de acuerdo a información entregada por desarrolladores.
- **Costo de inversión y operación de generación distribuida residencial:** De acuerdo a índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile, del MEN, de 2019.
- **Costo de inversión y operación de almacenamiento distribuido por baterías:** De acuerdo a reporte NREL "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update"¹³.

Luego, en base a los diferentes supuestos de costos de inversión y operación de tecnologías de generación, almacenamiento y transmisión, y las restricciones operacionales y condiciones de operación de demanda y generación renovable variable en función de días representativos, el modelo de optimización propuesto toma las decisiones de inversión en capacidad de generación, almacenamiento y transmisión (i.e., la capacidad centralizada y distribuida en que se invierte, el período de inversión determinado, y la localización geográfica en términos de las barras del sistema), así como las decisiones

¹² Tecnologías mini hidro y Run of River (RoR) cuentan con factores de planta de generación renovable variable, mientras que embalses y series hidráulicas forman la red hídrica del sistema, descrita en la sección 4.3.2. Tecnologías de generación en base a gas se clasifican como Open Cycle Gas Turbine (OCGT) y Combined Cycle Gas Turbine (CCGT). La generación CSP hace referencia a las tecnologías de generación Concentrated Solar Power. Las tecnologías de generación diésel se clasifican como Internal Combustion Engine (ICE).

¹³ Disponible en: [NREL: Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update](https://www.nrel.gov/storage/battery-storage/2020-update)

de operación del sistema eléctrico (i.e., mix de generación, almacenamiento de energía y flujo por las líneas). Adicionalmente, el estudio también contempla la evaluación de escenarios alternativos de desarrollo, en torno al nivel óptimo de recursos energéticos distribuidos obtenidos en el denominado Caso Base. En particular, a partir de estos ejercicios se espera contar con una aproximación de los costos adicionales que implicaría un nivel de penetración distinto al óptimo para dichos recursos, desde el punto de vista de la planificación y operación del sistema eléctrico (i.e., en términos económicos, según se determina a partir de la función objetivo del problema de optimización, y los supuestos y restricciones del modelo), con el propósito de evaluar el costo e impactos asociados a una política pública o diseño de mercado que sub o sobre incentive el desarrollo de recursos energéticos distribuidos de energía. En la práctica, los escenarios a los que se refiere esta sección serán modelados mediante la fijación de volúmenes de inversión en recursos energéticos distribuidos (variables continuas). En particular, estos han sido definidos según se describe a continuación:

- **Caso Base:**
 - No considera el forzamiento de integración de generación distribuida (no se considera una cota mínima de integración), por lo que su nivel de integración es resultado del resto de los parámetros de interés, dentro de los segmentos de capacidad de alojamiento definidos en barras de AT y BT.
- **Caso 50% Forzado:**
 - Considera el forzamiento de integración de generación distribuida en al menos un 50% de la capacidad de alojamiento de los sistemas en BT¹⁴.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso 100% Forzado:**
 - Considera el forzamiento total de integración de generación distribuida a un 100% de la capacidad de alojamiento de los sistemas en BT.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso 0% Gen. en AT y BT:**
 - Se limita a 0 MW la instalación de generación distribuida en niveles AT y BT.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT:**
 - Se limita a 0 MW la instalación de generación distribuida y almacenamiento en niveles AT y BT.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.

Los costos adicionales obtenidos para cada sensibilidad serán relevantes para la discusión de impactos cualitativos de los recursos energéticos distribuidos, ya que entregarán una referencia de costo económico en el que incurriría el sistema eléctrico para alcanzar los beneficios cualitativos asociados a distintos niveles de penetración.

¹⁴ Recordar que la capacidad de alojamiento de generación distribuida de una barra en BT es de un 30% de la máxima demanda horaria proyectada en dicha barra.

4.5. Escenarios Tecnológicos

En esta sección se describen los escenarios tecnológicos base para el análisis de la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos en Chile.

4.5.1. Integración de Energías Renovables

En primer lugar, se considera el estudio del plan Energía Zero Carbon¹⁵. Este plan contempla el retiro de todas las unidades de generación a carbón al año 2040, y asume que no se instalarán nuevas unidades de generación a carbón que no cuenten con sistema de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes. Este busca, entre otras cosas, contribuir a la meta de carbono neutralidad del país, fijada para el 2050.

Debido a la importante contribución de la generación a carbón en el balance de emisiones del país, y a la urgencia de la crisis climática a nivel global, se ha planteado en varias ocasiones la posibilidad de adelantar estos plazos. Motivado por lo anterior, se definen 2 escenarios correspondientes, por un lado, a un cronograma de descarbonización en línea con la fecha límite original a 2040, y por otro lado, un plan de cierre de centrales más exigente, y que supone el cierre de estas al año 2030. Este segundo escenario, de elaboración propia, asume el mismo orden de cierre de centrales que el plan de descarbonización a 2040, acortando la extensión de operación de estas centrales de forma proporcional a dicho escenario. En particular, el calendario de retiro de centrales para cada uno de estos escenarios está resumido en la tabla a continuación.

Tabla 4.3. Escenarios de retiro de centrales de carbón del SEN¹⁶.

Central a Carbón	Descarbonización 2040	Descarbonización 2030	Capacidad (MW)
Tocopilla U12	Retirada	Retirada	87
Tocopilla U13	Retirada	Retirada	86
Tarapacá CTTAR	Retirada	Retirada	158
Ventanas 1	2021	2020	120
Bocamina 1	2021	2020	130
Tocopilla U14	2022	2021	136
Tocopilla U15	2022	2021	132
Bocamina 2	2023	2021	350
Ventanas 2	2023	2021	220
Mejillones CTM1	2025	2022	160
Mejillones CTM2	2025	2022	174
Norgener NTO 1	2027	2023	140
Guacolda 1	2027	2023	152

¹⁵ Disponible en: <https://energia.gob.cl/iniciativas/energia-zero-carbon>

¹⁶ El cronograma de retiro de unidad para el escenario D40 toma como base el cronograma utilizado por el CEN en su Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón ([Enlace](#)). Adicionalmente, se consideran rectificaciones según el cronograma 2019-2024 publicado por el MEN ([Enlace](#)) y actualizaciones respecto al retiro adelantado de los complejos de Bocamina y Mejillones reportados durante el año 2020 ([Enlace](#)).

Guacolda 2	2028	2024	152
Norgener NTO 2	2029	2024	136
Petropower	2030	2025	75
Guacolda 3	2033	2026	152
Guacolda 4	2034	2027	152
Nueva Ventanas	2034	2027	272
Andina CTA	2035	2027	177
Angamos ANG1	2035	2027	277
Angamos ANG2	2036	2028	281
Hornitos CTH	2036	2028	178
Santa Maria	2037	2028	370
Cochrane CCH1	2038	2029	275
Cochrane CCH2	2038	2029	275
Guacolda 5	2038	2029	152
Campiche	2038	2029	272
IEM 1 Mejillones	2039	2029	375

De forma adicional a los escenarios anteriormente descritos, se incluyen 2 escenarios con restricción de generación 100% renovable al año 2040, donde se combinan los planes de descarbonización presentados en la tabla anterior con una restricción adicional que limita la generación en base a combustibles fósiles (i.e., carbón, gas, diésel) a cero en el periodo final del horizonte de evaluación, permitiendo al modelo de planificación determinar la gradualidad de adopción de esta política energética. Cabe destacar que si bien la operación de un escenario como el descrito resulta razonable desde el punto de vista tecnológico, dados los avances esperados en términos de sistemas de almacenamiento de energía y de la electrónica de potencia requerida frente a una mayor integración de fuentes de generación renovable variable (e.g., solar o eólica), un desarrollo costo-eficiente del sistema eléctrico que resulte en dicho mix de generación será el resultado de una serie de factores, entre los que se destacan la política energética de largo plazo que se impulse y la evolución de los costos de inversión de las actuales y futuras tecnologías de generación, almacenamiento y transmisión. Lo anterior no implica restricciones sobre la capacidad instalada, sino que sobre su uso programado, por lo que el mix terminará siendo 100% renovable en generación (GWh), más no necesariamente en capacidad (GW). Este supuesto resulta razonable para la estimación de impactos en la operación del sistema eléctrico, y simplifica la modelación a nivel de restricciones matemáticas del problema de optimización. Adicionalmente, cabe destacar que el modelo es de régimen permanente y considera un modelo de transporte de los flujos de energía, por lo que consideraciones de estabilidad dinámica no son consideradas. Sin embargo, se espera que en el futuro tanto el almacenamiento de energía como la electrónica de potencia puedan hacerse cargo de dichos desafíos.

De esta forma, se diseñan un total de 4 casos asociados a distintos escenarios de integración de energías renovables, según se describe en la tabla resumen a continuación, donde el **Caso Base** considera un plan de descarbonización al año 2040 y no contempla la restricción de generación 100% renovable al año 2040 antes descrita. Fuera de la definición de un plan de descarbonización determinado y la

consideración o no de la restricción de generación 100% renovable al final del horizonte de planificación, los casos descritos son idénticos al Caso Base.

Tabla 4.4. Escenarios de descarbonización con y sin restricciones para un mix 100% renovable.

Escenario	Plan de Descarbonización	Incluye restricción de generación 100% renovable al año 2040
Caso Base	2040	No
Caso Base + 100% Renovable	2040	Si
Caso Descarbonización 2030	2030	No
Caso Descarbonización 2030 + 100% Renovable	2030	Si

4.5.2. Sensibilidades de Evolución de Costos de Capital

Bajo este conjunto de casos, se busca sensibilizar los resultados del problema de planificación de largo plazo en función de diferentes proyecciones de costo de capital para las tecnologías más relevantes en relación al proyecto, tecnologías de generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías.

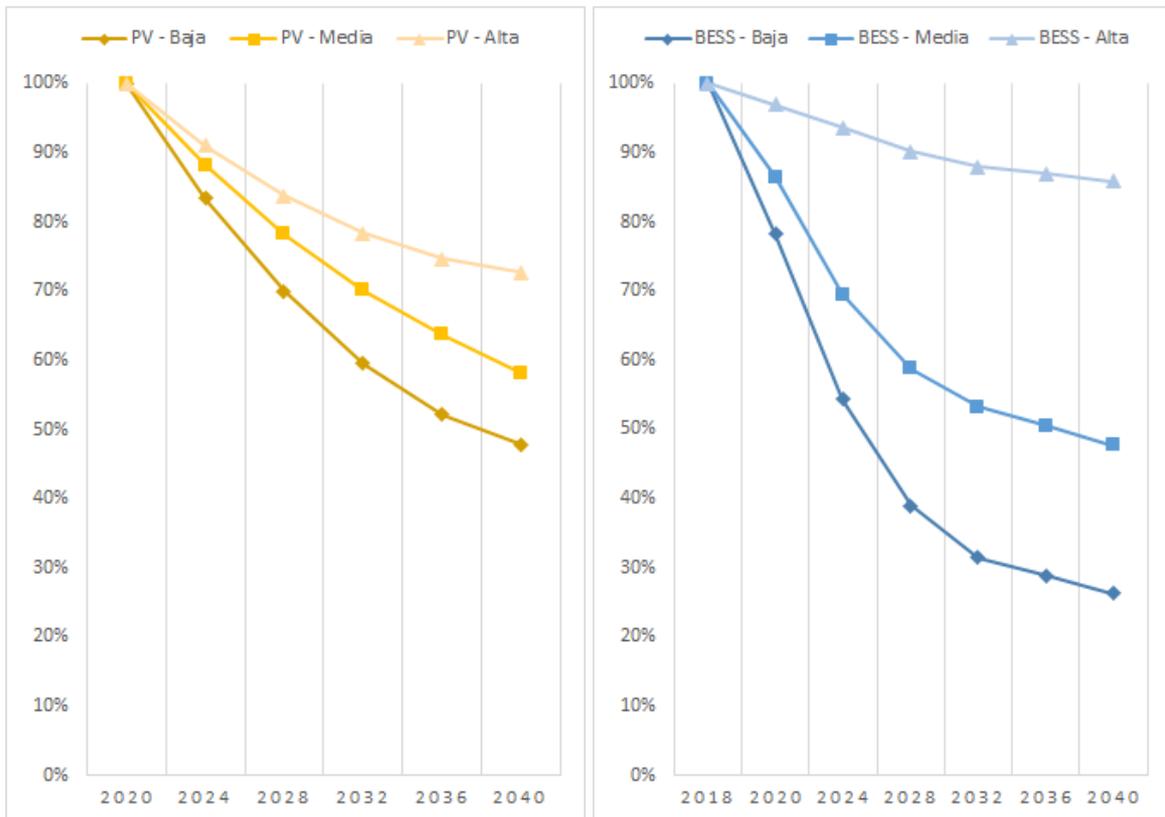


Figura 4.4. Proyecciones de costo de capital de tecnologías de generación solar fotovoltaica (PV) y sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías (BESS).

En primer lugar, se consideran tres trayectorias para la evolución de costos de capital para proyectos de generación solar fotovoltaica, en base a lo presentado en (Mena et al., 2019). Las trayectorias expresan reducciones porcentuales de los costos de capital, las cuales son aplicadas a proyectos PV de gran escala, escala PMGD/PMG, y escala residencial. Adicionalmente, se consideran tres escenarios para la evolución del costo de capital de sistemas de almacenamiento. Para esto, se utilizaron datos del “Annual Technology Baseline” del National Renewable Energy Laboratory U.S. (2019). Es importante mencionar que estas proyecciones son para proyectos de baterías de gran escala (rango de MW), con una capacidad de almacenamiento de cuatro horas, por lo que se fijará ese dimensionamiento para los proyectos futuros. Las proyecciones definidas se presentan en la figura a continuación, donde los costos de capital en el año base de las tecnologías de generación solar (tecnologías de seguimiento en base a tracker 2 ejes, HTSAT y fijo inclinado) y de almacenamiento (4 horas) se describen en el Anexo A. Todas las tecnologías de generación fotovoltaica solar observan la misma curva de evolución de costos.

En base a lo anterior, se definen dos casos adicionales idénticos al Caso Base descrito previamente, excepto en cuanto a la proyección de la evolución de los costos de capital. Mientras que en el Caso Base se asume una trayectoria media de evolución de costos en el caso de ambas tecnologías, en el **Caso Proyección Baja de Costos** se asumen para ambas tecnologías tendencias bajas de evolución de los costos de capital, y en el **Caso Proyección Alta de Costos** tendencias de desarrollo altas en ambas tecnologías.

4.5.3. Sensibilidades de Evolución de Demanda

Un parámetro relevante a sensibilizar es el crecimiento de la demanda, ya que ésta puede ser suministrada localmente por los recursos energéticos distribuidos en AT y BT, cuyos costos de desarrollo y capacidad de evitar o postergar inversiones en el sistema de transmisión nacional, zonal y distribución en alta tensión, vuelven particularmente atractivas estas alternativas de desarrollo. En este contexto, el proyecto contempla la creación de escenarios de sensibilidad en torno a la demanda del sistema, los que son consistentes con fenómenos como un crecimiento acelerado en la penetración de electromovilidad, o la electrificación masiva de la calefacción a leña.

En particular, los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda se basan en la PELP¹⁷, donde el Caso Base diseñado contempla la proyección de demanda media para el sector eléctrico. Adicionalmente, se consideran 2 escenarios independientes, **Caso Proyección Baja de Demanda** y el **Caso Proyección Alta de Demanda**, diferenciados por el nivel de crecimiento de demanda en los distintos nodos de la representación reducida del SEN, los que resultan en un escalamiento de los perfiles de consumo en cada barra. Estos casos de estudio adicionales contemplan los mismos supuestos que el Caso Base, a excepción de la tendencia de crecimiento de la demanda según lo indican sus nombres.

4.5.4. Desarrollo Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre

Adicional a los casos descritos previamente, se incorpora el análisis de un escenario particular de desarrollo del SEN dada la construcción de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, proyecto mediante la cual se espera aumentar la capacidad del sistema para exportar energía renovable desde la zona norte, caracterizada por un alto nivel de recursos de generación renovable solar, hacia las zonas centrales del país, caracterizadas por un mayor consumo eléctrico.

¹⁷ Disponible en: [MEN: Planificación Energética de Largo Plazo - Proceso](#)

En particular, el **Caso Base + HVDC** es idéntico al Caso Base descrito previamente, salvo en que este nuevo escenario contempla el desarrollo predefinido del proyecto de transmisión HVDC, el cual no es considerado en el Caso Base, según las características descritas a continuación:

- **Inversión estimada:** \$1,176 MM USD.
- **Capacidad estimada de transmisión:** Capacidad bipolar nominal 3.000 MW (2 x 1.500 MW)¹⁸.
- **Tramo del proyecto:** Kimal - Lo Aguirre, paralelo al corredor Kimal (Nueva Crucero - Encuentro) - Cardones - Polpaico de 500 kV. Con lo que la línea ha sido modelada en conexión entre las zonas crucero_encuentro y polpaico.
- **Inicio de operaciones:** Año 2029. Por lo que se ha definido en 2028 el período de inversión de ingreso del proyecto.
- **Estimación de las pérdidas de transmisión:** Se estima que según el sistema y la potencia, las pérdidas de sistemas HVDC pueden ser entre un 30% y 50% menores respecto a sistemas en Corriente Alterna¹⁹.

¹⁸ Disponible en: [Coordinador Eléctrico Nacional: Lanzamiento Licitación Internacional Línea HVDC: Características Generales del Proyecto.](#)

¹⁹ Disponible en: [Revista Electroindustria: HVAC V/S HVDC La “Guerra de las Corrientes” llega a Chile.](#)

4.6. Métricas Aproximadas de Resiliencia

Una mayor presencia de recursos energéticos distribuidos permitiría abastecer la demanda localmente en mayor proporción. Luego, si los recursos energéticos distribuidos son acompañados por una inversión en infraestructura de control, monitoreo y protecciones avanzadas en las redes de distribución, sería posible operar dichos recursos y reconfigurar las redes de forma de mejorar la resiliencia del sistema para suministrar usuarios finales (e.g., formación de islas, suministro prioritario de cargas críticas). A pesar de lo anterior, no es posible aún incorporar el potencial beneficio asociado a una mayor resiliencia en modelos centralizados de planificación como el utilizado en este estudio, debido a la dificultad de monetizar las mejoras de confiabilidad y resiliencia para los usuarios por sobre los estándares actuales en distribución, y la gran cantidad de posibles esquemas de control de recursos distribuidos en contingencia, dependiendo de las características particulares de cada sistema de distribución.

En función de lo anterior, en el presente estudio no se realizará la co-optimización de métricas de resiliencia endógenamente en el modelo NewEn Planning, sino que se obtendrá un proxy de resiliencia en las redes de distribución en función de los resultados del modelo. Esto último, a partir de la estimación de la demanda (potencial) suministrable en condiciones de apagón del sistema interconectado o daño severo de sus redes, para los casos de demanda flexible y de demanda ininterrumpible no flexible. No obstante, cabe destacar que resulta esperable que la adopción de recursos descentralizados sea mayor en un contexto de mayores exigencias de resiliencia, lo cual resulta evidente en el caso del almacenamiento de energía distribuido. En específico, se considera el cálculo de los siguientes indicadores:

1. **Proxy de demanda flexible suministrable con daño en redes excepto BT:** Calcular para cada barra BT, cada período de inversión y día representativo, el cociente entre la generación diaria en BT, y la demanda diaria de energía en BT (mínimo valor entre los días representativos para cada periodo de inversión y nodo del sistema).
2. **Proxy de demanda flexible suministrable en apagón a nivel de generación Bulk:** De forma análoga a la métrica previa, calcular para cada barra BT, cada período de inversión y día representativo, el cociente entre la generación diaria en AT y BT, y la demanda diaria de energía en BT (mínimo valor entre los días representativos para cada periodo de inversión y nodo del sistema). Esta métrica asume un apagón a nivel de generación conectada al sistema de transmisión nacional.
3. **Proxy de demanda ininterrumpible suministrable con daño en redes excepto BT:** Dados la generación y el almacenamiento disponibles en BT, calcular para cada barra BT, cada período de inversión y día presentativo, la máxima potencia suministrable por 24 horas continuas asumiendo capacidad de predicción perfecta²⁰ (mínimo valor entre los días representativos para cada periodo de inversión y nodo del sistema, dividido la demanda máxima de la barra en cada día representativo). La máxima potencia suministrable en cada hora es estimada en base a la comparación entre la suma de la potencia generada por medios distribuidos y descarga de sistemas de almacenamiento (descontada la carga de estos sistemas); y la demanda que podría

²⁰ Se asume que el almacenamiento es operado en base a un conocimiento exacto del perfil de demanda de cada día representativo. Por lo tanto, esto representa una cota superior de la energía suministrable en cada condición.

suministrar la capacidad de almacenamiento de energía de forma continua en un período de 16 horas, según se describe en la fórmula a continuación:

$$\max\{P_g + P_{disch} - P_{ch}, E_{cap}/16\}$$

4. **Proxy de demanda ininterrumpible suministrable en apagón a nivel de generación Bulk:** De forma análoga a la métrica previa, dados la generación y el almacenamiento disponibles en BT, calcular para cada barra BT, cada período de inversión y día representativo, la máxima potencia suministrable por 24 horas continuas asumiendo capacidad de predicción perfecta (mínimo valor entre los días representativos para cada periodo de inversión y nodo del sistema, dividido la demanda máxima de la barra en cada día representativo). La máxima potencia suministrable en cada hora es estimada en base a la comparación entre la suma de la potencia generada por medios distribuidos y descarga de sistemas de almacenamiento (descontada la carga de estos sistemas); y la demanda que podría suministrar la capacidad de almacenamiento de energía de forma continua en un período de 16 horas. Esta métrica asume un apagón a nivel de generación conectada al sistema de transmisión nacional.

4.7. Resultados

4.7.1. Resumen Casos de Estudio

Las tablas a continuación presentan el resumen de los escenarios bajo estudio. En particular, se ha decidido estructurar el análisis en tres etapas de comparación según el tipo de impacto que se desea analizar en profundidad, en función de diferentes políticas energéticas y sensibilización de parámetros de interés. En total, se contabilizan 13 casos de estudio: 1 Caso Base; 7 escenarios alternativos que analizan la integración de generación distribuida y la integración de energías renovables; y 5 sensibilidades sobre parámetros de interés, relacionadas a la evolución de costos de capital, evolución de la demanda, y el desarrollo del proyecto de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

En primer lugar, se analiza el **Caso Base** del estudio, este contempla las siguientes consideraciones:

- **Caso Base:**
 - No considera el forzamiento de integración de generación distribuida (no se considera una cota mínima de integración), por lo que su nivel de integración es resultado del resto de los parámetros de interés.
 - Considera un escenario de descarbonización a 2040.
 - No considera una restricción de generación 100% renovable al final del horizonte de evaluación.
 - Considera una proyección media de costos.
 - Considera una proyección media de demanda.
 - No considera el desarrollo de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

En segundo lugar se presenta el análisis del impacto de la **integración de generación distribuida**, el cual considera 4 escenarios de desarrollo del SEN adicionales al Caso Base. En particular, se comparan:

- **Caso Base:**
 - No considera el forzamiento de integración de generación distribuida, por lo que su nivel de integración es resultado del resto de los parámetros de interés, i.e., este es resultado del problema de optimización.
- **Caso 50% Forzado:**
 - Considera el forzamiento de integración de generación distribuida en al menos un 50% de la capacidad de alojamiento de los sistemas en BT²¹.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso 100% Forzado:**
 - Considera el forzamiento total de integración de generación distribuida a un 100% de la capacidad de alojamiento de los sistemas en BT.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso 0% Gen. en AT y BT:**
 - Se limita a 0 MW la instalación de generación distribuida en niveles AT y BT.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT:**

²¹ Recordar que la capacidad de alojamiento de generación distribuida de una barra en BT, sin inversión adicional, se estima en este estudio como un 30% de la máxima demanda horaria proyectada en dicha barra.

- Se limita a 0 MW la instalación de generación distribuida y almacenamiento en niveles AT y BT.
- Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.

Tabla 4.5. Escenarios de integración de generación distribuida.

Nombre Caso	Escenario de Retiro de Centrales a Carbón	Restricción Final 100% Renovable al Año 2040	Escenario de Evolución de Costos de Capital	Escenarios de Evolución de Demanda	Integración de Generación Distribuida
Caso Base	2040	No	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento
Caso 50% Forzado	2040	No	Costos medios	Demanda media	Forzamiento de un 50% de integración
Caso 100% Forzado	2040	No	Costos medios	Demanda media	Forzamiento de un 100% de integración
Caso 0% Gen. en AT y BT	2040	No	Costos medios	Demanda media	Restricción del 0% de integración
Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	2040	No	Costos medios	Demanda media	Restricción del 0% de integración de gen. y alm. distribuido

En tercer lugar, el análisis del impacto de la **integración de energías renovables**, considera 3 escenarios de desarrollo del SEN adicionales al Caso Base. En particular, se comparan:

- **Caso Base:**
 - Considera un escenario de descarbonización a 2040.
 - No considera una restricción de generación 100% al final del horizonte de evaluación.
- **Caso Base + 100% Renovable:**
 - Considera un escenario de descarbonización a 2040.
 - Sí considera una restricción de generación 100% al final del horizonte de evaluación.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso Descarbonización 2030:**
 - Considera un escenario de descarbonización a 2030.
 - No considera una restricción de generación 100% al final del horizonte de evaluación.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso Descarbonización 2030 + 100% Renovable:**
 - Considera un escenario de descarbonización a 2030.
 - Sí considera una restricción de generación 100% al final del horizonte de evaluación.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.

Tabla 4.6. Escenarios de integración de energías renovables.

Nombre Caso	Escenario de Retiro de Centrales a Carbón	Restricción Final 100% Renovable al Año 2040	Escenario de Evolución de Costos de Capital	Escenarios de Evolución de Demanda	Integración de Generación Distribuida
Caso Base	2040	No	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento
Caso Base + 100% Renovable	2040	Si	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento
Caso Descarb. 2030	2030	No	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento
Caso Descarb. 2030 + 100% Renovable	2030	Si	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento

Finalmente, el análisis del impacto de **sensibilidades sobre parámetros de interés**, considera 5 escenarios de desarrollo del SEN adicionales al Caso Base. En particular, para analizar el impacto en el desarrollo del sistema cuando se consideran diferentes escenarios de evolución de costos de capital, se comparan:

- **Caso Base:**
 - Considera una proyección media de costos.
- **Caso Proyección Baja de Costos:**
 - Considera una proyección baja de costos.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso Proyección Alta de Costos:**
 - Considera una proyección alta de costos.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.

Para analizar el impacto en el desarrollo del sistema cuando se consideran diferentes escenarios de evolución de la demanda, se comparan:

- **Caso Base:**
 - Considera una proyección media de demanda.
- **Caso Proyección Baja de Demanda:**
 - Considera una proyección baja de demanda.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.
- **Caso Proyección Alta de Demanda:**
 - Considera una proyección alta de demanda.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.

Por último, para analizar el impacto particular del desarrollo de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, se compara el Caso Base con.

- **Caso Base:**
 - No considera el desarrollo de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.
- **Caso Base + HVDC:**
 - Considera el desarrollo de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre de forma predeterminada.
 - Idéntico al Caso Base en resto de los parámetros de interés.

Tabla 4.7. Escenarios de integración de sensibilidades sobre parámetros de interés.

Nombre Caso	Escenario de Retiro de Centrales a Carbón	Restricción Final 100% Renovable al Año 2040	Escenario de Evolución de Costos de Capital	Escenarios de Evolución de Demanda	Integración de Generación Distribuida	Especial
Caso Base	2040	No	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento	No
Caso Proyección Baja de Costos	2040	No	Costos bajos	Demanda media	Sin forzamiento	No
Caso Proyección Alta de Costos	2040	No	Costos altos	Demanda media	Sin forzamiento	No
Caso Proyección Baja de Demanda	2040	No	Costos medios	Demanda baja	Sin forzamiento	No
Caso Proyección Alta de Demanda	2040	No	Costos medios	Demanda alta	Sin forzamiento	No
Caso Base + HVDC	2040	No	Costos medios	Demanda media	Sin forzamiento	Proyecto HVDC

4.7.2. Integración de Generación Distribuida

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones del caso base y de las sensibilidades relacionadas con el nivel de integración de generación distribuida

Caso Base

A continuación se muestran los resultados correspondientes al Caso Base, el cual considera, entre otros supuestos, un plan de retiro de centrales a carbón al año 2040, proyección media de costos de capital y demanda, y posibilidad de instalación de generación distribuida según los supuestos previamente explicados. En particular, las figuras y tablas a continuación presentan la evolución de la capacidad existente por período de inversión a lo largo del horizonte de planificación a nivel global del sistema, i.e.,

incluye la capacidad de generación distribuida en el sistema, en barras de alta y baja tensión, respectivamente.

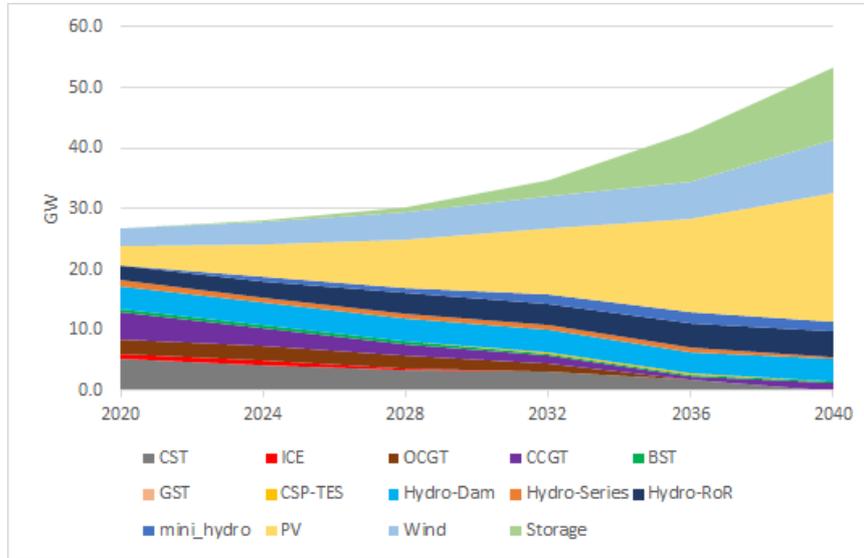


Figura 4.5. Capacidad existente (centralizada y distribuida) de generación en el SEN por tecnología y por periodo de inversión en el Caso Base.

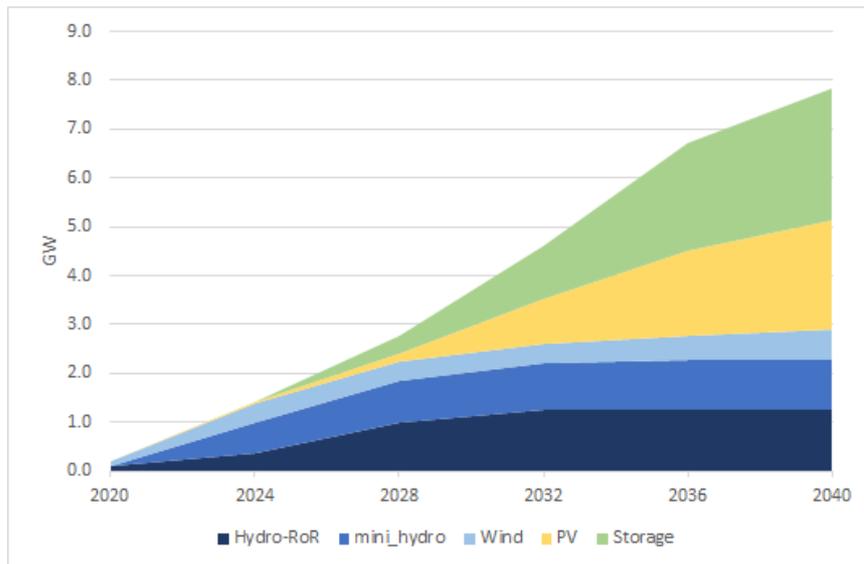


Figura 4.6. Capacidad existente de generación distribuida en AT por periodo de inversión en el Caso Base.

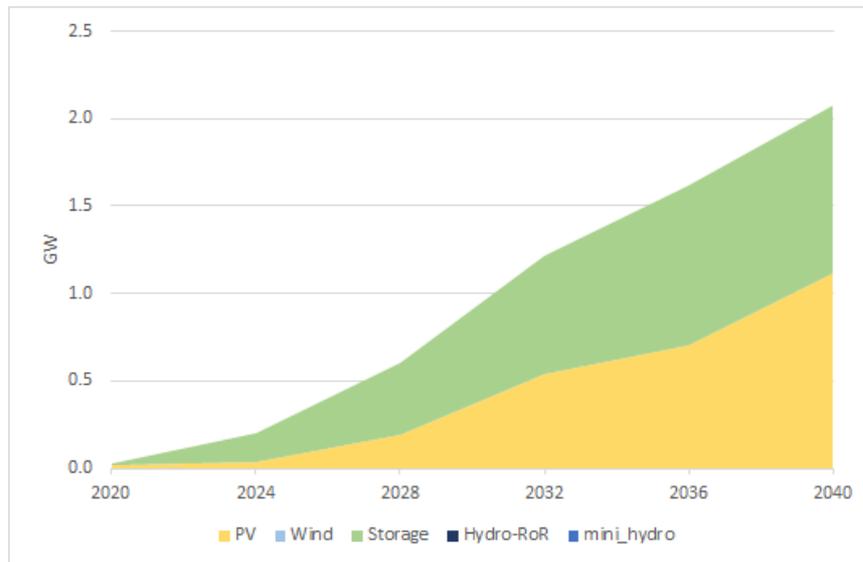


Figura 4.7. Capacidad existente de generación distribuida en BT por periodo de inversión en el Caso Base.

Tabla 4.8. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología y por periodo de inversión en el Caso Base (GW).

Tecnología	2020	2024	2028	2032	2036	2040
Solar	3.32	5.24	7.89	10.92	15.43	21.22
Eólico	2.78	3.83	4.68	5.38	6.29	8.75
Almacenamiento	0.01	0.17	0.77	2.75	8.10	11.94
Hydro-RoR	2.34	2.65	3.28	3.63	4.08	4.08
Mini hidro	0.02	0.66	0.96	1.38	1.79	1.79
Embalses	3.55	3.72	3.72	3.72	3.61	3.61
Serie hidráulica	1.08	0.77	0.77	0.77	0.64	0.42
CCGT	4.63	3.11	1.83	1.18	0.53	1.33
OCGT	2.30	2.30	2.30	1.33	0.02	0.02
Biocombustible	0.46	0.46	0.46	0.44	0.32	0.10
Geotermia	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
ICE	0.80	0.76	0.11	0.00	0.00	0.00
Carbón	5.28	4.20	3.42	3.21	1.72	0.00
Total	26.71	28.00	30.32	34.83	42.67	53.39

Tabla 4.9. Capacidad existente de generación distribuida por periodo de inversión en el Caso Base (GW).

Tecnología	2020	2024	2028	2032	2036	2040
Barras AT						
Solar	0.0	0.0	0.2	0.9	1.7	2.3
Eólico	0.1	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6
Almacenamiento	0.0	0.0	0.3	1.1	2.2	2.7
Hydro-RoR	0.1	0.4	1.0	1.3	1.3	1.3
Mini hidro	0.0	0.6	0.9	1.0	1.0	1.0
Total	0.2	1.4	2.8	4.6	6.7	7.8
Barras BT						
Solar	0.02	0.04	0.19	0.54	0.70	1.12
Almacenamiento	0.01	0.16	0.41	0.68	0.92	0.96
Total	0.03	0.20	0.61	1.22	1.62	2.08

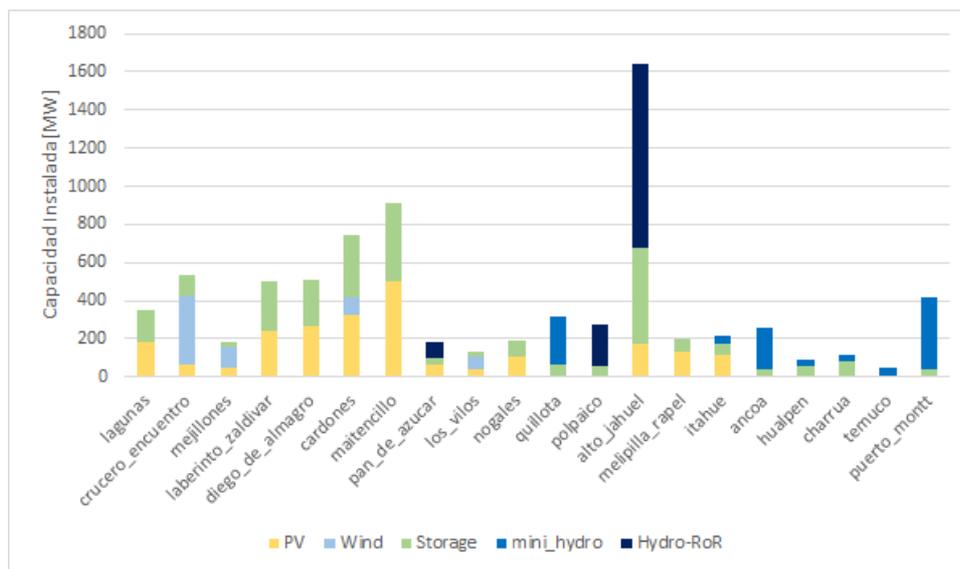


Figura 4.8. Capacidad existente de generación distribuida en cada barra AT al año 2040 en Caso Base.

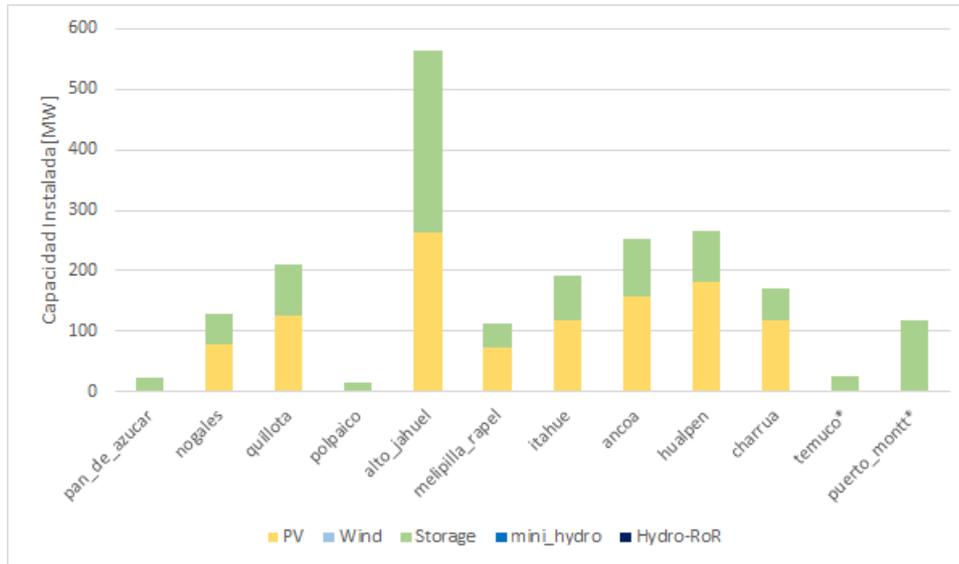


Figura 4.9. Capacidad existente de generación distribuida en cada barra BT al año 2040 en Caso Base.

A partir de los resultados obtenidos, es posible observar una inversión considerable en tecnologías de almacenamiento y generación solar, en todos los niveles de tensión. En específico, se observa que a contar del año 2028 existe un aumento notable en los montos de inversión, en contraste con los primeros períodos del horizonte de planificación, en los cuales estas tecnologías se instalan en menor medida y son complementadas con el desarrollo de tecnologías de generación maduras. Esto, en respuesta al crecimiento proyectado de la demanda, la reducción en los costos de desarrollo de tecnologías en vías de maduración, y el proceso de descarbonización propuesto, entre otros supuestos de modelación.

Al analizar los resultados de generación distribuida, se observa que un gran nivel de instalación en ambos tipos de barras, en especial en las zonas centrales del país, donde la instalación alcanza los límites determinados en el modelo para un conjunto relevante de barras, en respuesta a la mayor eficiencia de estas instalaciones para el abastecimiento de la demanda, producto de menores pérdidas de transmisión a partir del abastecimiento de la demanda de forma local, y las reducciones de costos en el desarrollo de corredores de transmisión a distintos niveles. Además, se observa una consistencia entre la ubicación geográfica de las zonas y la disponibilidad de recursos renovables con el desarrollo de dichas fuentes de generación.

Forzamiento de Integración de Generación Distribuida en Baja Tensión

A continuación se muestran los resultados de las sensibilidades de forzamiento de generación distribuida en BT, en las cuales se fuerza la instalación de capacidad en este tipo de recursos hasta un determinado porcentaje respecto al límite de instalación, correspondiente al 30% de la demanda máxima en el caso de baja tensión.

En particular, las tablas a continuación comparan, al año 2040, la evolución de la capacidad existente de generación por tecnología y nivel de tensión, así como la capacidad existente en los distintos niveles del sistema de transmisión para los distintos escenarios bajo estudio.

Tabla 4.10. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología al año 2040 en escenarios de forzamiento de integración de generación distribuida en baja tensión (GW).

Tecnología	Caso Base (0% Forzado)	Caso 50% Forzado	Caso 100% Forzado
Solar	21.22	21.24	21.31
Eólico	8.75	8.78	8.68
Almacenamiento	11.94	11.92	11.96
Hydro-RoR	4.08	4.08	4.12
Mini hidro	1.79	1.78	1.79
Embalses	3.61	3.61	3.61
Serie hidráulica	0.42	0.42	0.42
CCGT	1.33	1.33	1.33
OCGT	0.02	0.02	0.02
Biocombustible	0.10	0.10	0.10
Geotermia	0.03	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11	0.11
ICE	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00
Total	53.39	53.43	53.48

Tabla 4.11. Distribución de la capacidad existente de generación según tipo de barra al año 2040 en escenarios de forzamiento de integración de generación distribuida en baja tensión (GW).

Tipo de barra	Caso Base (0% Forzado)	Caso 50% Forzado	Caso 100% Forzado
Bulk (Legacy) ²²	26.39	26.39	26.39
Bulk (New) ²³	17.11	16.91	16.42
AT	7.82	7.75	7.54
BT	2.08	2.37	3.14
Total	53.39	53.43	53.48

²² Bulk (Legacy) hace referencia a la capacidad de generación a nivel de transmisión nacional del sistema en la actualidad.

²³ Bulk (New) hace referencia a la nueva capacidad generación a nivel de transmisión nacional del sistema instalada.

Tabla 4.12. Capacidad existente de generación distribuida por tecnología al año 2040 en barras AT y BT en escenarios de forzamiento de integración de generación distribuida en baja tensión (GW).

Tecnología	Caso Base (0% Forzado)	Caso 50% Forzado	Caso 100% Forzado
Solar	3.38	3.53	3.91
Eólico	0.62	0.62	0.62
Almacenamiento	3.63	3.70	3.88
Hydro-RoR	1.27	1.27	1.27
Mini hidro	1.00	1.00	1.00
Total	9.90	10.12	10.68

Tabla 4.13. Capacidad existente de transmisión según tipo de línea al año 2040 en escenarios de forzamiento de integración de generación distribuida en baja tensión (GW).

Tipo de línea	Legacy	Caso Base (0% Forzado)		Caso 50% Forzado		Caso 100% Forzado	
		New	Total	New	Total	New	Total
Bulk	37.21	0.48	37.69	0.48	37.69	0.48	37.69
Bulk-AT	12.07	3.00	15.07	2.97	15.04	2.88	14.95
AT-BT	3.62	1.54	5.16	1.47	5.09	1.33	4.94
Total	52.89	5.03	57.92	4.93	57.82	4.69	57.58

A partir de los resultados obtenidos, es posible observar un aumento leve en la capacidad instalada en BT, instalándose hasta 1,060 MW adicionales de capacidad entre generación solar fotovoltaica y almacenamiento, lo que produce el desplazamiento de inversiones, por ejemplo, en generación eólica convencional. Cabe destacar que el aumento no es mayor debido a que en el Caso Base se instala una cantidad relevante de recursos de generación distribuida en este nivel de tensión. Además, este aumento en la capacidad instalada en BT se ve acompañado de una disminución en la capacidad de generación a nivel AT y Bulk.

Respecto a la capacidad de transmisión del sistema, se observa que una mayor penetración de generación distribuida en BT provoca una reducción en la inversión necesaria para las conexiones entre sistemas Bulk-AT y sistemas AT-BT. Lo anterior, debido a que la generación distribuida en BT es capaz de inyectar directamente en el punto donde se generan los retiros de tipo residencial, sin necesidad de una mayor inversión en infraestructura de transmisión²⁴.

Ausencia de Inversiones en Barras de Alta y Baja Tensión

A continuación se muestran los resultados de los escenarios de desarrollo con ausencia de generación distribuida. Frente al caso base, se analiza un escenario en el que no se considera la instalación de activos de generación distribuida en AT y BT (solo considera almacenamiento distribuido en AT y BT), y un escenario en donde no se consideran activos de generación ni de almacenamiento distribuido.

²⁴ Mientras se respeten los límites de instalación en BT considerados como supuesto.

En particular, las tablas a continuación comparan, al año 2040, la evolución de la capacidad existente de generación por tecnología y nivel de tensión, así como la capacidad existente en los distintos niveles del sistema de transmisión para los distintos escenarios bajo estudio.

Tabla 4.14. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología al año 2040 en escenarios de ausencia de inversiones en barras de alta y baja tensión (GW).

Tecnología	Caso Base	Caso 0% Gen. en AT y BT	Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT
Solar	21.22	22.43	22.80
Eólico	8.75	11.53	11.99
Almacenamiento	11.94	12.34	12.55
Hydro-RoR	4.08	2.99	2.99
Mini hidro	1.79	1.51	1.44
Embalses	3.61	3.61	3.61
Serie hidráulica	0.42	0.42	0.42
CCGT	1.33	1.33	0.93
OCGT	0.02	0.02	0.02
Biocombustible	0.10	0.10	0.10
Geotermia	0.03	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11	0.11
ICE	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00
Total	53.39	56.41	56.98

Tabla 4.15. Distribución de la capacidad existente de generación según tipo de barra al año 2040 en escenarios de ausencia de inversiones en barras de alta y baja tensión (GW).

Tipo de barra	Caso Base	Caso 0% Gen. en AT y BT	Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT
Bulk (Legacy)	26.39	26.39	26.39
Bulk (New)	17.11	28.51	30.59
AT	7.82	0.86	0.00
BT	2.08	0.65	0.00
Total	53.39	56.41	56.98

Tabla 4.16. Capacidad existente de generación distribuida por tecnología al año 2040 en barras AT y BT en escenarios de ausencia de inversiones en barras de alta y baja tensión (GW).

Tecnología	Caso Base	Caso 0% Gen. en AT y BT	Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT
Solar	3.38	0.00	0.00
Eólico	0.62	0.00	0.00
Almacenamiento	3.63	1.52	0.00
Hydro-RoR	1.27	0.00	0.00
Mini hidro	1.00	0.00	0.00
Total	9.90	1.52	0.00

Tabla 4.17. Capacidad existente de transmisión según tipo de línea al año 2040 en escenarios de ausencia de inversiones en barras de alta y baja tensión (GW).

Tipo de línea	Legacy	Caso Base		Caso 0% Gen. en AT y BT		Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	
		New	Total	New	Total	New	Total
Bulk	37.21	0.48	37.69	0.54	37.75	0.25	37.45
Bulk-AT	12.07	3.00	15.07	6.12	18.19	7.36	19.43
AT-BT	3.62	1.54	5.16	1.88	5.50	2.35	5.97
Total	52.89	5.03	57.92	8.55	61.44	9.96	62.85

A partir de los resultados obtenidos, se desprende que frente a una limitación en la integración de recursos distribuidos de energía, primero solo en términos de generación distribuida en AT y BT, y luego también de almacenamiento en dichas barras, se observa un importante aumento en la nueva capacidad instalada en barras Bulk al nivel de transmisión nacional del sistema eléctrico (en un 66% y 78%, respectivamente), reflejado principalmente en un aumento de generación eólica, solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento en este tipo de barras, en contraste con una disminución de unidades de generación hidráulica mini hidro y RoR, las que ven disminuida su participación. A partir de las restricciones que definen estos casos de estudio, se desprende la necesidad de mayor capacidad de generación instalada para suministrar la demanda (se evidencian aumento de la capacidad total de generación al año 2040 en torno al 6% y 7%, respectivamente), lo que se relaciona entre otros factores con que la generación en menores niveles de tensión (AT o BT) enfrenta menores niveles de pérdidas, y menores requerimientos de transmisión para satisfacer las necesidades de la demanda. Además, se observa que el almacenamiento en AT y BT está directamente relacionado con la presencia de generación en estas barras, puesto que ante la ausencia de estas tecnologías, el almacenamiento reduce su participación a cerca de un 42% respecto del Caso Base. Finalmente, también se observa un notable aumento en las necesidades de transmisión del sistema (nuevas inversiones en capacidad de transmisión aumentan en un 98% entre el escenario base y el escenario con ausencia de inversiones de generación y almacenamiento de energía), especialmente en las líneas que conectan las zonas Bulk y AT.

4.7.3. Integración de Energías Renovables

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de los escenarios de desarrollo relacionadas con el adelantamiento del cronograma de retiro de centrales a carbón y con metas de generación de energía proveniente en un 100% de recursos renovables. Es así como el escenario de descarbonización al año 2030 considera un retiro adelantado de las centrales a carbón respecto al retiro programado en el Caso Base, el que posee como fecha máxima de retiro el año 2040. Luego, para ambos escenarios se fuerza, además de un cronograma determinado de descarbonización, una meta de generación 100% renovable al final del horizonte de planificación, al año 2040.

En particular, las tablas a continuación comparan, al año 2040, la evolución de la capacidad existente de generación por tecnología y nivel de tensión, así como la capacidad existente en los distintos niveles del sistema de transmisión para los distintos escenarios bajo estudio²⁵.

Tabla 4.18. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología al año 2040 en escenarios de integración de energías renovables (GW).

Tecnología	Caso Base	Caso Base + 100% Renovable	Caso Descarb. 2030	Caso Descarb. 2030 + 100% Renovable
Solar	21.22	20.11	20.83	20.07
Eólico	8.75	11.01	9.06	10.94
Almacenamiento	11.94	11.88	12.13	11.91
Hydro-RoR	4.08	4.25	4.25	4.25
Mini hidro	1.79	1.79	1.79	1.83
Embalses	3.61	3.61	3.61	3.61
Serie hidráulica	0.42	0.42	0.42	0.42
CCGT	1.33	0.53	0.93	0.53
OCGT	0.02	0.02	0.02	0.02
Biocombustible	0.10	0.10	0.10	0.10
Geotermia	0.03	0.03	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11	0.11	0.11
ICE	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	53.39	53.87	53.28	53.82

²⁵ El análisis se realiza en base a la capacidad (GW), y no generación de energía (GWh), en función de los objetivos del estudio, enfocado en la inversión y desarrollo de tecnologías de generación distribuida.

Tabla 4.19. Distribución de la capacidad existente de generación según tipo de barra al año 2040 en escenarios de integración de energías renovables (GW).

Tipo de barra	Caso Base	Caso Base + 100% Renewable	Caso Descarb. 2030	Caso Descarb. 2030 + 100% Renewable
Bulk (Legacy)	26.39	26.39	26.39	26.39
Bulk (New)	17.11	17.41	16.85	17.15
AT	7.82	8.07	7.99	8.29
BT	2.08	2.00	2.05	1.99
Total	53.39	53.87	53.28	53.82

Tabla 4.20. Capacidad existente de generación distribuida por tecnología al año 2040 en barras AT y BT en escenarios de integración de energías renovables (GW).

Tecnología	Caso Base	Caso Base + 100% Renewable	Caso Descarb. 2030	Caso Descarb. 2030 + 100% Renewable
Solar	3.38	3.34	3.40	3.41
Eólico	0.62	0.67	0.65	0.67
Almacenamiento	3.63	3.78	3.70	3.90
Hydro-RoR	1.27	1.27	1.27	1.27
Mini hidro	1.00	1.00	1.01	1.04
Total	9.90	10.07	10.04	10.28

Tabla 4.21. Capacidad existente de transmisión según tipo de línea al año 2040 en escenarios de integración de energías renovables (GW).

Tipo de línea	Legacy	Caso Base		Caso Base + 100% Renewable		Caso Descarb. 2030		Caso Descarb. 2030 + 100% Renewable	
		New	Total	New	Total	New	Total	New	Total
Bulk	37.21	0.48	37.69	0.48	37.69	0.33	37.54	0.33	37.54
Bulk-AT	12.07	3.00	15.07	2.98	15.05	2.99	15.06	2.93	15.01
AT-BT	3.62	1.54	5.16	1.62	5.24	1.53	5.15	1.63	5.24
Total	52.89	5.03	57.92	5.09	57.98	4.85	57.74	4.89	57.78

A partir de los resultados obtenidos, se observa como un cronograma de retiro de centrales a carbón acelerado y/o la imposición de una restricción de generación 100% renovable al año 2040 se traducen en una disminución de las inversiones en generación fósil en base a gas. En contraparte, la disminución de capacidad fósil flexible se compensa con un aumento en la capacidad de generación renovable y almacenamiento, particularmente en AT. Se destaca el compromiso entre el desarrollo de generación eólica (principalmente), RoR y minihidro, y la conjunción de la generación solar fotovoltaica y de almacenamiento, lo que se evidencia particularmente en la comparación entre el escenario base y aquél en que se fuerzan tanto un proceso de descarbonización acelerada al año 2030, y generación 100% renovable al año 2040, lo que demuestra que bajo los supuestos de modelación considerados, la

solución costo-eficiente de desarrollo del sistema depende de tecnologías con perfiles de generación presentes a lo largo de todo el día (i.e., horas sin generación solar), lo que bajo los supuestos de costos considerados en estos escenarios no resulta costo-efectivo en base a sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías de 4 horas como complemento a la generación solar fotovoltaica.

4.7.4. Sensibilidades Sobre Parámetros de Interés

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las sensibilidades relacionadas a diferentes escenarios de evolución de costos de capital de sistemas de generación solar fotovoltaica y de almacenamiento en base a baterías, evolución de la demanda, y un escenario particular de desarrollo de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

Sensibilidades de Evolución de Costos de Capital

A continuación se presentan los resultados de las sensibilidades de proyecciones de costos de desarrollo de tecnologías de generación solar fotovoltaica y de sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías, en las cuales se considera una proyección de costos baja, media y alta, donde el caso medio se corresponde con los costos utilizados en el Caso Base.

En particular, las tablas a continuación comparan, al año 2040, la evolución de la capacidad existente de generación por tecnología y nivel de tensión, así como la capacidad existente en los distintos niveles del sistema de transmisión para los distintos escenarios bajo estudio.

Tabla 4.22. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología al año 2040 en sensibilidades de evolución de costos de capital (GW).

Tecnología	Caso Proyección Baja de Costos	Caso Base (Proyección Media de Costos)	Caso Proyección Alta de Costos
Solar	34.58	21.22	12.46
Eólico	4.73	8.75	11.79
Almacenamiento	24.99	11.94	2.76
Hydro-RoR	2.83	4.08	4.25
Mini hidro	0.93	1.79	3.34
Embalses	3.61	3.61	3.61
Serie hidráulica	0.42	0.42	0.42
CCGT	0.53	1.33	2.13
OCGT	0.02	0.02	3.92
Biocombustible	0.10	0.10	0.10
Geotermia	0.03	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11	0.11
ICE	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00

Total	72.88	53.39	44.93
--------------	--------------	--------------	--------------

Tabla 4.23. Distribución de la capacidad existente de generación según tipo de barra al año 2040 en sensibilidades de evolución de costos de capital (GW).

Tipo de barra	Caso Proyección Baja de Costos	Caso Base (Proyección Media de Costos)	Caso Proyección Alta de Costos
Bulk (Legacy)	26.39	26.39	26.39
Bulk (New)	35.20	17.11	11.44
AT	8.62	7.82	5.46
BT	2.66	2.08	1.64
Total	72.88	53.39	44.93

Tabla 4.24. Capacidad existente de generación distribuida por tecnología al año 2040 en barras AT y BT en sensibilidades de evolución de costos de capital (GW).

Tecnología	Caso Proyección Baja de Costos	Caso Base (Proyección Media de Costos)	Caso Proyección Alta de Costos
Solar	4.61	3.38	1.67
Eólico	0.43	0.62	0.57
Almacenamiento	4.56	3.63	2.41
Hydro-RoR	0.76	1.27	1.27
Mini hidro	0.92	1.00	1.19
Total	11.28	9.90	7.10

Tabla 4.25. Capacidad existente de transmisión según tipo de línea al año 2040 en sensibilidades de evolución de costos de capital (GW).

Tipo de línea	Legacy	Caso Proyección Baja de Costos		Caso Base (Proyección Media de Costos)		Caso Proyección Alta de Costos	
		New	Total	New	Total	New	Total
Bulk	37.21	0.53	37.74	0.48	37.69	0.70	37.91
Bulk-AT	12.07	2.93	15.00	3.00	15.07	3.52	15.59
AT-BT	3.62	1.36	4.98	1.54	5.16	1.64	5.26
Total	52.89	4.82	57.71	5.03	57.92	5.86	58.76

A partir de los resultados obtenidos, se aprecia un efecto relevante en la capacidad existente del sistema producto de las diferentes proyecciones de evolución de los costos de desarrollo de tecnologías de generación solar fotovoltaica y de almacenamiento. Por un lado, una proyección baja de costos provoca un aumento en la integración de estas tecnologías, observándose una capacidad de almacenamiento y solar que bordean el 82% de la capacidad existente del sistema para el año 2040. Por otro lado, en

comparación con la proyección baja de costos, una proyección alta de costos provoca una disminución importante en la capacidad de generación solar fotovoltaica (en torno al 64% de reducción) y de almacenamiento del sistema (en torno al 89% de reducción), la cual se ve compensada con un aumento en la instalación de capacidad de generación principalmente eólica (en torno a un aumento de 149%), seguida por tecnologías RoR, mini hidro y unidades térmicas flexible (CCGT y OCGT). Si bien estos efectos se observan en los 3 niveles de tensión estudiados (i.e., Bulk, AT y BT), el efecto es mayor para las barras Bulk y AT. En cuanto a la capacidad de transmisión desarrollada, se observa un leve aumento de ésta a medida que aumentan los costos de desarrollo de las tecnologías bajo estudio, principalmente en el sistema de distribución de AT (i.e., transmisión AT-BT), donde se observan diferencias de cerca de un 6% entre una proyección alta y baja de evolución de costos de desarrollo.

Con todo lo anterior, para el conjunto de sensibilidades estudiado, se observa un compromiso entre el desarrollo de generación eólica, y la conjunción de la generación solar fotovoltaica y de almacenamiento. Esto se relaciona a con el hecho de que la generación eólica, a diferencia de la generación solar, cuenta con un potencial de desarrollo a lo largo de la mayor parte del territorio nacional (MEN, 2014), y presencia durante horas sin generación solar, requerimientos que de otra forma serían suplidos por medio de la acción conjunta de la generación solar fotovoltaica y de sistemas de almacenamiento (en este caso, sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías de 4 horas), lo cual se evidencia con el hecho de que una proyección baja de costos de desarrollo y de mayor integración de generación solar fotovoltaica y de almacenamiento resulte en un parque de generación de cerca de 73 GW, de los cuales un 92% corresponde a estas tecnologías, mientras que una proyección alta de costos resulte en un parque de generación de menos de 45 GW de capacidad.

Sensibilidades de Evolución de Demanda

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de las sensibilidades realizadas sobre las proyecciones de evolución de la demanda del sistema, en las cuales se considera una proyección de demanda baja, media y alta, basados en los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda la PELP²⁶, en donde el caso medio se corresponde con la demanda utilizada en el Caso Base.

En particular, las tablas a continuación comparan, al año 2040, la evolución de la capacidad existente de generación por tecnología y nivel de tensión, así como la capacidad existente en los distintos niveles del sistema de transmisión para los distintos escenarios bajo estudio.

Tabla 4.26. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología al año 2040 en sensibilidades de evolución de demanda (GW).

Tecnología	Caso Proyección Baja de Demanda	Caso Base (Proyección Media de Demanda)	Caso Proyección Alta de Demanda
Solar	17.98	21.22	25.72
Eólico	6.88	8.75	11.88
Almacenamiento	10.54	11.94	14.35

²⁶ Al igual que en los ejercicios llevados a cabo por la PELP, el consumo eléctrico posee tasas de crecimiento que alcanzan un 3.2%, 2.5% y 1.8% en el escenario alto, medio y bajo, respectivamente. Disponible en: [MEN: Planificación de Energética de Largo Plazo Periodo 2018 - 2022](#)

Hydro-RoR	3.89	4.08	4.25
Mini hidro	0.90	1.79	3.09
Embalses	3.61	3.61	3.61
Serie hidráulica	0.42	0.42	0.42
CCGT	0.53	1.33	1.33
OCGT	0.02	0.02	0.02
Biocombustible	0.10	0.10	0.10
Geotermia	0.03	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11	0.11
ICE	0.00	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00	0.00
Total	45.02	53.39	64.91

Tabla 4.27. Distribución de la capacidad existente de generación según tipo de barra al año 2040 en sensibilidades de evolución de demanda (GW).

Tecnología	Caso Proyección Baja de Demanda	Caso Base (Proyección Media de Demanda)	Caso Proyección Alta de Demanda
Bulk (Legacy)	26.39	26.39	26.39
Bulk (New)	11.00	17.11	27.89
AT	6.00	7.82	8.29
BT	1.63	2.08	2.35
Total	45.02	53.39	64.91

Tabla 4.28. Capacidad existente de generación distribuida por tecnología al año 2040 en barras AT y BT en sensibilidades de evolución de demanda (GW).

Tecnología	Caso Proyección Baja de Demanda	Caso Base (Proyección Media de Demanda)	Caso Proyección Alta de Demanda
Solar	2.37	3.38	3.47
Eólico	0.59	0.62	0.72
Almacenamiento	2.62	3.63	4.07
Hydro-RoR	1.25	1.27	1.27
Mini hidro	0.80	1.00	1.11
Total	7.63	9.90	10.63

Tabla 4.29. Capacidad existente de transmisión según tipo de línea al año 2040 en sensibilidades de evolución de demanda (GW).

Tipo de línea	Legacy	Caso Proyección Baja de Demanda		Caso Base (Proyección Media de Demanda)		Caso Proyección Alta de Demanda	
		New	Total	New	Total	New	Total
Bulk	37.21	0.42	37.62	0.48	37.69	0.97	38.18
Bulk-AT	12.07	1.03	13.10	3.00	15.07	6.15	18.22
AT-BT	3.62	0.81	4.43	1.54	5.16	3.42	7.04
Total	52.89	2.26	55.16	5.03	57.92	10.54	63.44

Como es de esperar, a partir de los resultados obtenidos se observa una mayor capacidad instalada de generación en todos los niveles de tensión del sistema, a medida que aumenta la demanda proyectada, principalmente suministrada por medios de generación eólica, solar y almacenamiento. Finalmente, se observa un importante aumento en los refuerzos de los sistemas de transmisión a medida que aumenta la demanda, observándose diferencias de hasta 8.28 GW de capacidad de transmisión entre escenarios con proyecciones baja y alta de demanda, lo cual es consistente con el aumento de las necesidades de transporte de energía.

Desarrollo Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre

A continuación se muestran los resultados obtenidos a partir del análisis del escenario particular de desarrollo de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, mediante la cual se espera aumentar la capacidad del sistema para exportar energía renovable desde la zona norte hacia las zonas centrales del país, caracterizadas por un mayor consumo.

En particular, las tablas a continuación comparan, al año 2040, la evolución de la capacidad existente de generación por tecnología y nivel de tensión, así como la capacidad existente en los distintos niveles del sistema de transmisión para el escenario descrito en comparación con el Caso Base.

Tabla 4.30. Capacidad existente de generación (centralizada y distribuida) por tecnología al año 2040 en escenario de desarrollo de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre (GW).

Tecnología	Caso Base	Caso Base + HVDC
Solar	21.22	21.52
Eólico	8.75	8.87
Almacenamiento	11.94	13.13
Hydro-RoR	4.08	3.91
Mini hidro	1.79	1.77
Embalses	3.61	3.61
Serie hidráulica	0.42	0.42
CCGT	1.33	0.93
OCGT	0.02	0.02

Biocombustible	0.10	0.10
Geotermia	0.03	0.03
CSP	0.11	0.11
ICE	0.00	0.00
Carbón	0.00	0.00
Total	53.39	54.42

Tabla 4.31. Distribución de la capacidad existente de generación según tipo de barra al año 2040 en escenario de desarrollo de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre (GW).

Tipo de barra	Caso Base	Caso Base + HVDC
Bulk (Legacy)	26.39	26.39
Bulk (New)	17.11	18.43
AT	7.82	7.59
BT	2.08	2.01
Total	53.39	54.42

Tabla 4.32. Capacidad existente de generación distribuida por tecnología al año 2040 en barras AT y BT en escenario de desarrollo de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre (GW).

Tecnología	Caso Base	Caso Base + HVDC
Solar	3.38	3.15
Eólico	0.62	0.62
Almacenamiento	3.63	3.56
Hydro-RoR	1.27	1.27
Mini hidro	1.00	1.00
Total	9.90	9.60

Tabla 4.33. Capacidad existente de transmisión según tipo de línea al año 2040 en escenario de desarrollo de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre (GW).

Tipo de línea	Legacy	Caso Base		Caso Base + HVDC	
		New	Total	New	Total
Bulk	37.21	0.48	37.69	3.03	40.24
Bulk-AT	12.07	3.00	15.07	3.09	15.16
AT-BT	3.62	1.54	5.16	1.54	5.16
Total	52.89	5.03	57.92	7.66	60.56

En base a los resultados obtenidos, se observa principalmente un aumento en la capacidad de almacenamiento, junto con un leve aumento en la capacidad de generación eólica y solar. La mayor

capacidad de transmisión incorporada al sistema provoca que este aumento en la capacidad de generación se produzca a nivel Bulk, lo que por otro lado resulta en una disminución de la capacidad de generación distribuida instalada en AT y BT. Como es de esperar, en términos de inversión en transmisión, se observa un aumento relevante en la inversión en líneas de transmisión entre barras Bulk, desde los 0.48 GW hasta los 3.03 GW, principalmente compuesto por el desarrollo de la Línea HVDC señalada, la que cuenta con una capacidad bipolar nominal 3,000 MW, lo que evidencia el desplazamiento de otras inversiones en transmisión entre barras Bulk.

4.7.5. Impactos Sobre las Emisiones

De forma complementaria al análisis realizado sobre los impactos en el SEN producto de diferentes escenarios de desarrollo, en términos de los volúmenes de inversión de generación y transmisión en los diferentes niveles de tensión del sistema, en la presente sección se analiza el impacto en emisiones producto de la generación en base a combustible fósil. En particular, la figura a continuación compara, a lo largo del horizonte de planificación, la evolución de las emisiones totales de CO₂, medidas en millones de toneladas, para los distintos escenarios bajo estudio.



Figura 4.10. Emisiones totales de CO₂ por periodo de inversión en los escenarios bajo estudio (Millones de toneladas de CO₂).

Los resultados obtenidos se condicen con las decisiones de inversión en capacidad de generación en cada nivel de tensión del sistema, así como las políticas energéticas definidas en cada escenario. En particular:

- Bajo escenarios de forzamiento progresivos de integración de generación distribuida en BT, no se aprecian mayores variaciones en los volúmenes de emisiones totales de CO₂ a lo largo del horizonte de planificación. Esto se debe a que la generación en base a combustibles fósiles no varía en mayor medida producto, por un lado, a la ya importante integración de generación

distribuida en el Caso Base; y por otro lado, a la redistribución de inversiones en generación distribuida en BT en desmedro de la inversión en este tipo de tecnologías en AT.

- En **escenarios con ausencia de inversiones en recursos distribuidos de energía en BT y AT** se aprecia un aumento frente al Caso Base de un 5.4% en las emisiones totales a lo largo del horizonte de planificación cuando se restringe el desarrollo de la generación distribuida en AT y BT, mientras que cuando se limitan el desarrollo tanto de fuentes de generación como almacenamiento distribuidos las emisiones totales aumentan en un 2.6%. La reducción de las emisiones totales en este último caso se relaciona con una transferencia de las inversiones hacia sistemas de almacenamiento a nivel Bulk del sistema, junto a mayores inversiones en dicho nivel en fuentes de generación renovable variable solar y eólica, lo que resulta en una disminución de la generación en base a combustibles fósiles.
- En el caso de **escenarios de integración de energía renovable**, como es de esperar, las emisiones se reducen drásticamente con el retiro de la generación fósil en base a carbón, llegando ambos casos a la carbono neutralidad del sistema eléctrico el año 2040, a diferencia del resto de los escenarios, producto de las restricciones para la generación 100% renovable. En particular, el acelerar el retiro de las plantas de carbón de la matriz al año 2030 se traduce en una reducción del 40.5% en el volumen de emisiones de CO₂ totales en comparación al Caso Base. Cuando ambos escenarios de retiro de centrales fuerzan un 100% de generación renovable al año 2040, las reducciones frente al Caso Base son de un 1.3%, en el Caso Base + 100% Renovable, y un 41.4% en el Caso Descarbonización 2030 + 100% Renovable.
- Frente a **sensibilidades en la evolución de costos de capital** de tecnologías de generación solar fotovoltaica y de almacenamiento, se observa que respecto al Caso Base una proyección de costos baja resulta en un aumento en emisiones totales de CO₂ cercano al 1.1% en el primer período de inversión y a una reducción de cerca del 92% en el último período de inversiones; mientras que en un escenario de proyección de costos alta se observa una reducción en emisiones totales de CO₂ del 3% en el primer período de inversión y un aumento cercano al 108% en el último período de inversiones. Esto se relaciona con el compromiso entre el desarrollo de generación renovable con perfiles de generación presentes a lo largo de todo el día (e.g., eólica, RoR y minihidro), y la conjunción de la generación solar fotovoltaica y de almacenamiento.

Así, una mayor integración de tecnologías de generación solar fotovoltaica y de almacenamiento supondrá mayores requerimientos de flexibilidad durante las hora de punta del sistema, los cuales para estos escenarios serán provistos por fuentes de generación fósil flexibles en el corto y mediano plazo. No obstante lo anterior, cuando se observa una transferencia en las inversiones desde las tecnologías en estudio hacia otro tipos de fuentes de generación renovable eólica e hidráulica en el corto y mediano plazo, se observa que la tendencia de un menor volumen de emisiones se invierte al final del horizonte de planificación, lo que se relaciona con un aumento en la generación fósil flexible al final del horizonte de planificación, en reemplazo de la generación en base a carbón en retiro y la ausencia de mayores recursos de almacenamiento en el sistema.

- En el caso de **sensibilidades de evolución de la demanda**, como es de esperar, una proyección de evolución menor se traduce en menores requerimientos de generación fósil, reduciendo las emisiones totales en un 1.4%, mientras que un aumento en las proyecciones de crecimiento de la demanda se traducen en un aumento del 0.4% de las emisiones totales.
- Bajo el **escenario de desarrollo de Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre**, la mayor penetración de generación renovable variable solar y eólica, junto a un mayor desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, se traducen en menores necesidades de inversión en fuentes de generación fósil flexibles en base a gas, lo que tiende a reducir las emisiones totales de CO₂ a contar del período de ingreso de la línea en 2028, totalizando una reducción en las emisiones totales frente al Caso Base de cerca del 0.9%.

Con todo lo anterior, desde el punto de vista del planificador central, si bien el desarrollo de fuentes de generación distribuida y almacenamiento en redes de AT y BT supone una transferencia en la inversión proveniente desde la generación de gran escala centralizada, se destaca el aporte de su integración en la reducción de emisiones de carbono, al resultar costo-eficientes frente al desarrollo de fuentes de generación convencionales y reducir las pérdidas de transmisión, gracias a su localización dentro de las redes junto a la demanda eléctrica de consumidores finales.

4.7.6. Impactos Sobre la Resiliencia del Sistema

Finalmente, se presentan los proxy de resiliencia en las redes de distribución, definidas en la sección 4.6 y presentadas en esta sección de forma porcentual, calculados en función de los resultados del modelo, a partir de la estimación de la demanda (potencial) suministrable en condiciones de apagón del sistema interconectado o daño severo de sus redes, para los casos de demanda flexible y de demanda ininterrumpible no flexible.

Caso Base

En primer lugar, se analizan las métricas de aproximación de la demanda flexible suministrable frente a daños en las redes excepto en BT, y frente a un apagón a nivel de generación, respectivamente.

Tabla 4.34. Proxy de demanda flexible suministrable con daño en redes excepto BT en Caso Base.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
pan_de_azucar_BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
nogales_BT	0%	1.3%	3.2%	4.7%	6.0%	5.8%
quillota_BT	0%	0%	0%	1.1%	1.5%	3.7%
polpaico_BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
alto_jahuel_BT	0%	0%	0%	0%	0%	2.4%
melipilla_rapel_BT	0.6%	0.9%	3.7%	7.4%	9.7%	8.8%
itahue_BT	0.3%	0.4%	1.7%	4.8%	5.9%	5.4%
ancoa_BT	0.4%	0.8%	4.5%	6.2%	5.7%	5.1%
hualpen_BT	0%	0%	0%	1.9%	3.4%	5.1%

charrua_BT	0%	0%	0.4%	5.0%	5.3%	4.9%
temuco_BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
puerto_montt_BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%

A partir de los resultados obtenidos, se puede apreciar en el caso de la aproximación de la demanda flexible suministrable con daño en redes, excepto en BT, que las métricas definidas aumentan progresivamente a lo largo del horizonte de planificación, alcanzando en algunas barras niveles en torno al 5% y 10%. La dinámica de esta métrica se relaciona con la integración progresiva de generación solar distribuida residencial en BT, los factores de planta correspondientes a este tipo de soluciones tecnológicas y el límite de integración de generación distribuida en redes de BT.

Tabla 4.35. Proxy de demanda flexible suministrable en apagón a nivel de gen. en Caso Base.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
pan_de_azucar_BT	73.7%	69.9%	62.9%	55.9%	49.7%	53.2%
nogales_BT	0%	1.3%	7.7%	12.9%	17.0%	15.9%
quillota_BT	0.7%	29.6%	26.0%	24.6%	22.8%	23.3%
polpaico_BT	0%	5.6%	17.8%	34.2%	30.9%	28.1%
alto_jahuel_BT	0.9%	21.3%	59.8%	63.4%	60.0%	56.9%
melipilla_rapel_BT	0.9%	5.8%	13.8%	26.4%	27.9%	28.8%
itahue_BT	0.4%	4.1%	10.1%	18.1%	18.0%	16.3%
ancoa_BT	1.2%	13.8%	29.2%	47.8%	47.2%	42.9%
hualpen_BT	0.1%	0.9%	1.9%	4.7%	6.9%	9.3%
charrua_BT	0.1%	2.0%	3.3%	10.5%	10.9%	10.0%
temuco_BT	0.5%	9.7%	12.0%	19.1%	35.0%	32.4%
puerto_montt_BT	0.9%	45.9%	60.4%	53.1%	46.2%	40.6%

Por otro lado, en el caso de la aproximación de la demanda flexible suministrable frente a un apagón a nivel de generación, se observa que las métricas definidas aumentan considerablemente frente a la situación analizada anteriormente, por ejemplo, alcanzando en la barra Alto Jahuel en BT un nivel en torno al 57%. El aumento en los niveles de las métricas diseñadas respecto a la métrica anterior se relaciona con una mayor disponibilidad de tecnologías de generación solares, eólicas e hidráulicas, las que cuentan con mayores factores de planta que la generación y capacidad de alojamiento en las redes de AT.

En segundo lugar, se analizan las métricas de aproximación de la demanda ininterrumpible suministrable frente a daños en las redes excepto en BT, y frente a un apagón a nivel de generación, respectivamente.

Tabla 4.36. Proxy de demanda ininterrumpible suministrable con daño en redes excepto BT en Caso Base.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
pan_de_azucar_BT	0%	0%	2.5%	3.0%	3.0%	3.0%
nogales_BT	0.3%	4.0%	5.0%	5.0%	6.0%	6.0%
quillota_BT	0%	2.0%	3.6%	3.0%	3.0%	4.0%
polpaico_BT	0%	0%	0.8%	1.0%	1.0%	1.0%
alto_jahuel_BT	0%	0%	0.5%	2.0%	5.0%	4.0%
melipilla_rapel_BT	0%	2.0%	5.5%	5.0%	6.0%	6.0%
itahue_BT	0%	1.0%	4.1%	6.0%	7.0%	7.0%
ancoa_BT	0.1%	2.0%	5.5%	7.0%	7.0%	6.0%
hualpen_BT	0.3%	3.0%	3.4%	3.0%	4.0%	5.0%
charrua_BT	0.6%	2.0%	5.4%	5.0%	4.0%	4.0%
temuco_BT	0.5%	2.0%	5.5%	8.0%	7.0%	7.0%
puerto_montt_BT	0%	1.0%	2.4%	7.0%	6.0%	5.0%

Tabla 4.37. Proxy de demanda ininterrumpible suministrable en apagón a nivel de gen. en Caso Base.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
pan_de_azucar_BT	65.6%	62.2%	40.6%	31.5%	10.4%	10.2%
nogales_BT	0.3%	4.0%	9.6%	12.1%	14.2%	14.7%
quillota_BT	0.6%	5.0%	6.1%	7.0%	6.3%	7.3%
polpaico_BT	0%	5.2%	1.6%	4.6%	4.4%	4.1%
alto_jahuel_BT	0.8%	18.3%	45.0%	38.4%	11.3%	11.8%
melipilla_rapel_BT	0%	1.6%	6.3%	14.3%	15.1%	15.8%
itahue_BT	0%	1.4%	4.7%	10.5%	12.3%	11.1%
ancoa_BT	0.1%	2.1%	6.4%	11.0%	12.2%	9.2%
hualpen_BT	0.3%	2.8%	5.1%	6.9%	7.6%	7.7%
charrua_BT	0.6%	1.9%	6.2%	10.4%	11.5%	11.1%
temuco_BT	0.5%	1.9%	5.5%	7.6%	8.0%	8.9%
puerto_montt_BT	0.8%	27.2%	20.0%	16.4%	8.6%	7.2%

En contraste con las métricas presentadas previamente, se observa el impacto en éstas producto de la incorporación de la capacidad de almacenamiento existente en las redes de AT y BT. No obstante lo anterior, estas resultan en índices menores, debido a que en este caso el análisis se realiza en base a la

potencia generada y demandas de potencia instantáneas ininterrumpibles, a diferencia de las métricas previas, donde el análisis se realiza en función de la generación y demanda de energía flexible a lo largo del día.

Otros Casos

A continuación, se presentan de forma agregada para cada escenario bajo estudio las métricas de aproximación de la demanda flexible suministrable frente a daños en las redes excepto en BT, y frente a un apagón a nivel de generación; y luego, las métricas de aproximación de la demanda ininterrumpible suministrable frente a daños en las redes excepto en BT, y frente a un apagón a nivel de generación. Según es lo esperado, los indicadores asociados a demanda flexible suministrable resultan en un 0% en los casos donde se encuentra restringida la inversión en generación distribuida, al igual que los indicadores asociados a demanda ininterrumpible suministrable, en los casos donde además se restringe la inversión en sistemas de almacenamiento de energía distribuidos.

Tabla 4.38. Proxy de demanda flexible suministrable con daño en redes excepto BT por escenario.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
Caso Base	0.07%	0.16%	0.69%	1.71%	2.03%	2.99%
Caso 50% Forzado	0.07%	0.16%	0.69%	1.71%	2.12%	3.60%
Caso 100% Forzado	0.07%	0.16%	0.69%	1.71%	2.48%	5.10%
Caso 0% Gen. en AT y BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Caso Base + 100% Renovable	0.07%	0.16%	0.69%	1.71%	2.02%	2.65%
Caso Descarb. 2030	0.07%	0.17%	0.73%	1.63%	1.96%	2.97%
Caso Descarb. 2030 + 100% Renovable	0.07%	0.17%	0.72%	1.65%	1.97%	2.65%
Caso Proyección Baja de Costos	0%	0.16%	0.88%	1.97%	3.17%	4.11%
Caso Proyección Alta de Costos	0.08%	0.22%	0.64%	1.44%	2.01%	2.04%
Caso Proyección Baja de Demanda	0.01%	0.06%	0.31%	0.80%	1.47%	2.59%
Caso Proyección Alta de Demanda	0.05%	0.35%	1.04%	1.67%	1.83%	2.18%
Caso Base + HVDC	0.07%	0.15%	0.69%	1.64%	2.01%	2.86%

Tabla 4.39. Proxy de demanda flexible suministrable en apagón a nivel de gen. por escenario.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
Caso Base	3.4%	18.5%	34.3%	39.3%	37.6%	35.9%
Caso 50% Forzado	3.4%	18.5%	34.3%	39.3%	37.6%	36.3%
Caso 100% Forzado	3.4%	18.5%	34.3%	39.3%	37.4%	37.4%

Caso 0% Gen. en AT y BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Caso Base + 100% Renewable	3.4%	18.5%	34.3%	39.3%	37.6%	35.9%
Caso Descarb. 2030	3.4%	23.9%	39.6%	39.9%	37.7%	35.7%
Caso Descarb. 2030 + 100% Renewable	3.4%	23.9%	39.6%	39.9%	37.7%	36.0%
Caso Proyección Baja de Costos	3.3%	18.3%	27.8%	32.2%	32.0%	30.8%
Caso Proyección Alta de Costos	3.4%	18.7%	37.0%	39.6%	37.3%	34.3%
Caso Proyección Baja de Demanda	2.9%	11.0%	18.2%	23.1%	36.9%	38.6%
Caso Proyección Alta de Demanda	3.2%	24.1%	36.3%	35.3%	32.2%	28.7%
Caso Base + HVDC	3.4%	18.6%	28.2%	38.6%	36.8%	34.6%

Tabla 4.40. Proxy de demanda ininterrumpible suministrable con daño en redes excepto BT por escenario.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
Caso Base	0.089%	1.2%	2.6%	3.8%	4.7%	4.4%
Caso 50% Forzado	0.089%	1.2%	2.6%	3.8%	4.6%	4.9%
Caso 100% Forzado	0.089%	1.2%	2.6%	3.8%	4.5%	6.1%
Caso 0% Gen. en AT y BT	0.179%	1.6%	3.1%	3.5%	3.5%	3.0%
Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Caso Base + 100% Renewable	0.089%	1.2%	2.6%	3.8%	4.7%	4.6%
Caso Descarb. 2030	0.089%	1.2%	2.7%	3.4%	4.4%	4.4%
Caso Descarb. 2030 + 100% Renewable	0.089%	1.2%	2.7%	3.5%	4.4%	4.6%
Caso Proyección Baja de Costos	0.164%	1.4%	2.7%	3.6%	4.5%	5.2%
Caso Proyección Alta de Costos	0.089%	0.7%	2.2%	3.1%	3.5%	4.0%
Caso Proyección Baja de Demanda	0.005%	0.6%	1.8%	3.0%	4.3%	4.5%
Caso Proyección Alta de Demanda	0.048%	1.4%	3.4%	4.4%	4.7%	4.4%
Caso Base + HVDC	0.089%	1.2%	2.7%	3.9%	4.6%	4.3%

Tabla 4.41. Proxy de demanda ininterrumpible suministrable en apagón a nivel de gen. por escenario.

Barra BT	2020	2024	2028	2032	2036	2040
Caso Base	3.0%	12.2%	20.0%	19.2%	9.8%	9.7%
Caso 50% Forzado	3.0%	12.2%	21.1%	16.4%	9.6%	10.0%
Caso 100% Forzado	3.0%	12.2%	20.1%	17.8%	9.8%	11.0%
Caso 0% Gen. en AT y BT	0.2%	1.6%	4.3%	6.4%	6.1%	5.4%
Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Caso Base + 100% Renovable	3.0%	12.2%	20.1%	16.4%	9.7%	9.8%
Caso Descarb. 2030	3.0%	17.4%	25.4%	19.8%	9.5%	9.6%
Caso Descarb. 2030 + 100% Renovable	3.0%	17.3%	24.1%	20.7%	9.5%	9.7%
Caso Proyección Baja de Costos	3.0%	12.8%	14.7%	9.5%	10.9%	12.0%
Caso Proyección Alta de Costos	3.0%	12.8%	26.1%	21.2%	8.6%	7.9%
Caso Proyección Baja de Demanda	2.6%	9.2%	10.8%	7.6%	15.3%	11.6%
Caso Proyección Alta de Demanda	2.8%	16.7%	16.6%	10.4%	10.3%	9.1%
Caso Base + HVDC	3.0%	12.8%	12.3%	16.4%	9.3%	9.0%

Los resultados obtenidos se condicen con las decisiones de inversión en capacidad de generación en cada nivel de tensión del sistema, así como las políticas energéticas definidas en cada escenario. En particular:

- Según sería lo esperado, se observa un aumento en los indicadores en casos de **integración forzada de generación distribuida**, y una reducción en los mismos cuando la **integración de tecnologías de generación distribuida es restringida**.
- Al analizar las sensibilidades de **integración de energías renovables**, se aprecian variaciones menores en los indicadores, las cuales se deben a cambios en los volúmenes de inversión y composición tecnológica de los mix de generación centralizada y distribuida.
- En el caso de diferentes **proyecciones de costos de desarrollo**, al calcular los indicadores asociados al suministro de demanda ininterrumpible, un aumento en los costos proyectados se traduce en menores índices, lo opuesto ocurre en un escenario favorable de menores costos, en los que las métricas aumentan. Al analizar los indicadores asociados al suministro de demanda flexible se observa la misma tendencia, excepto frente a un caso de apagón a nivel de generación, en donde se observa un aumento en la métrica frente a una proyección de costos menor. Esto se debe a un cambio en la composición de las tecnologías de generación distribuida en AT, donde la generación hidráulica se ve desplazada por la generación solar de menor factor de planta.

- Frente a diferentes escenarios de **proyección de demanda**, se observa un aumento en los indicadores cuando las proyecciones de demanda son menores, excepto por el proxy de demanda flexible suministrable con daño en redes, lo que se relaciona con el hecho de que la menor proyección de demanda también se traduce en una menor inversión en tecnologías de generación solar distribuida en BT. Ocurre lo opuesto cuando se tiene una mayor proyección de demanda, en la cual disminuyen las métricas calculadas.
- Finalmente, en el caso de **desarrollo del proyecto Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre**, los indicadores se ven reducidos debido al desplazamiento de las inversiones en generación distribuida por generación centralizada de gran escala.

4.8. Conclusiones sobre Cuantificación de Impactos en el Sistema Eléctrico

En base a los diferentes supuestos de costos de inversión y operación de tecnologías de generación, almacenamiento y transmisión, las restricciones operacionales y condiciones de operación de demanda y generación renovable variable, y la representación temporal en base a días representativos, el modelo de optimización propuesto, descrito en la sección 4.2, toma las decisiones de inversión en capacidad de generación, almacenamiento y transmisión (i.e., la capacidad centralizada y distribuida en que se invierte, el período de inversión determinado, y la localización geográfica en términos de las barras del sistema), así como las decisiones de operación del sistema eléctrico (i.e., mix de generación, almacenamiento de energía y flujo por las líneas). En modelo también considera restricciones y supuestos para la integración de generación distribuida con el fin de representar la factibilidad técnica de instalación según capacidad de alojamiento de las redes y los costos de conexión asociados. De este modo, para instalaciones AT se consideran costos progresivos de refuerzo de subestación en función de diferentes niveles de integración, y para el caso BT la instalación se limita a un 30% de la demanda máxima.

El modelo de planificación del sistema entrega como resultado una integración importante de generación distribuida para distintos tipos de tecnología, según la zona geográfica representada y los recursos de generación correspondientes. En específico, la instalación óptima de generación distribuida en redes de distribución AT y BT alcanza los 6.22 GW al año 2040 en el escenario base, lo que representa cerca de un 39.6% de la nueva capacidad de generación instalada en el sistema en el horizonte de evaluación. Del mismo modo, se observa una importante capacidad de almacenamiento en nodos de alto consumo y/o de alta generación, alcanzando una capacidad equivalente al 22% de la capacidad del parque de generación al año 2040, en el Caso Base. Lo anterior, en respuesta al crecimiento proyectado de la demanda, la reducción proyectada en los costos de desarrollo de tecnologías en vías de maduración, y el calendario de descarbonización vigente, entre otros supuestos de modelación. En términos brutos, la instalación total de almacenamiento de energía en el escenario base alcanza los 11.92 GW de capacidad instalada de almacenamiento de 4 horas, los que se distribuyen entre redes Bulk, distribución AT, y distribución BT de acuerdo a los porcentajes 69.3%, 22.6%, y 8.1%, respectivamente.

Los resultados evidencian la relevancia de contar con fuentes de generación y almacenamiento que suplan las crecientes necesidades de flexibilidad del sistema, asociadas entre otros al aumento de generación solar fotovoltaica. En este contexto, la flexibilidad del sistema puede provenir tanto de fuentes de generación fósil convencionales, generación renovable con perfiles de generación presentes a lo largo de todo el día (e.g., eólica, RoR y minihidro), o la conjunción de la generación solar fotovoltaica y de almacenamiento, lo que en términos de atributos de flexibilidad es similar a lo que se espera de tecnologías de generación como aquella de Concentración Solar de Potencia (CSP). Cabe señalar que, bajo los supuestos de modelación considerados en este estudio, la generación CSP no resulta costo-efectiva frente a otras fuentes de generación y almacenamiento. De cualquier forma, estudios recientes realizados con la misma herramienta computacional entregan como resultado niveles elevados de penetración de plantas CSP en la expansión eficiente del sistema; luego, es posible que dicha tecnología ingrese al mix óptimo de generación en escenarios más optimistas de reducción de costos de inversión. Sin embargo, dicho análisis de sensibilidad está fuera de los alcances del presente estudio.

En general no se observan importantes variaciones en la composición o niveles de inversión en capacidad de generación o transmisión a nivel Bulk, a excepción de escenarios donde las sensibilidades corresponden a un cambios drásticos en las condiciones de desarrollo del sistema, como lo son una alta proyección de demanda, o de costos de inversión. En particular, un mayor costo de desarrollo de generación renovable solar y almacenamiento repercute en un mayor desarrollo de proyectos de generación convencional centralizada, alejados de los centros de consumo, los que también requieren de mayor inversión en capacidad de transmisión.

En línea con lo anterior, no se observan cambios relevantes en la composición o volumen de inversiones de generación y transmisión frente a diferentes escenarios de descarbonización y metas renovables. Sin embargo, estas políticas públicas sí tienen efectos relevantes en cuanto al nivel de emisiones generadas por el sistema eléctrico a lo largo del horizonte de planificación.

Frente a diferentes escenarios de integración forzada de generación distribuida en BT, se observa que en un escenario de máxima integración forzada se instala cerca de un 51% más de capacidad de generación distribuida, frente a un escenario donde el nivel de integración óptima es determinado por el propio modelo de planificación como resultado del desarrollo costo-eficiencia del sistema (3.14 GW frente a 2.08 GW). Así, en vista de los resultados, y los altos niveles de penetración costo-eficiente de generación distribuida en los escenarios analizados (y sin la necesidad de incorporar sus externalidades positivas), resulta especialmente relevante analizar las condiciones regulatorias y de mercado que pudieran representar barreras a dicho desarrollo, y las iniciativas de política pública que pueden reducirlas o eliminarlas, las que son discutidas en la sección 7 del informe.

5. Cuantificación de Impactos en la Creación de Empleos

5.1. Metodologías y Métricas de Evaluación

5.1.1. Metodologías de Evaluación

El desarrollo y planificación de políticas públicas aplicadas al sector eléctrico son decisiones altamente desafiantes, no solo por la complejidad intrínseca que poseen los sistemas eléctricos, sino por la multiplicidad de agentes involucrados en su desarrollo y ejecución, lo que produce un impacto que trasciende niveles económicos, sociales y ambientales. La correcta evaluación de estos impactos involucra la consideración de múltiples criterios, con el fin de poder tomar una decisión adecuada y beneficiosa a nivel de sistema. En este contexto, múltiples métodos han sido desarrollados con el fin de facilitar estos procesos de toma de decisiones, la mayoría basada en distintas formas de considerar las fortalezas y debilidades de algún proyecto en comparación a sus alternativas. Algunos de estos métodos son los siguientes²⁷:

- **Cost-Effectiveness Analysis (CEA):** Se relaciona con el costo que poseen proyectos alternativos que logran un resultado similar o equivalente al proyecto evaluado, con el fin de determinar la forma más eficiente de cumplir con cierto objetivo. De este modo, este método se caracteriza por sólo considerar y evaluar las diferentes alternativas presentes en función de los costos directos, y no los beneficios de cada alternativa.
- **Cost-Benefit Analysis (CBA):** Se basa en la comparación de todos los costos y beneficios relevantes de un proyecto en términos monetarios. Por lo anterior, su uso se encuentra limitado por la disponibilidad de información y supuestos respecto al valor económico de estos atributos.
- **Life Cycle Analysis (LCA):** Consiste en la evaluación de los impactos de un proyecto en cada etapa de su ciclo de vida, desde la fabricación de sus materias primas hasta su retiro y potencial reciclaje. Suele ser utilizado para la medición de impactos medioambientales y entrega como resultado el impacto acumulado durante el ciclo de vida, por lo que generalmente se considera independiente del tiempo.
- **Multi-Criteria Analysis (MCA):** Cubre una amplia variedad de métodos que se caracterizan por: (i) la definición de ciertos criterios de comparación, (ii) una evaluación de desempeño de cada alternativa para cada criterio, (iii) la asignación de ponderaciones según la relevancia de cada criterio, y (iv) la agregación de estos criterios con el fin de obtener una única métrica de evaluación. De esta forma, al evaluar distintas opciones, este tipo de análisis prefiere aquella alternativa con el mejor resultado en esta métrica de evaluación.

Dada la naturaleza de expansión y operación de los sistemas eléctricos, el uso de estos métodos resulta relevante para obtener una visión más general del impacto ocasionado por un determinado proyecto, tanto en proyectos de gran escala como en proyectos de pequeña escala a nivel de distribución. Por ejemplo, en trabajos como (Allan et al., 2015), se presenta una revisión del análisis económico amplio de la integración de generación distribuida, por sobre la evaluación de la viabilidad financiera de un proyecto en particular (i.e., métodos de Valor Presente Neto o Período de Recuperación de la Inversión).

²⁷ Disponible en: http://planbleu.org/sites/default/files/publications/eval_biens_services_foret_ffem_c2_en.pdf

Para esto se analizan modelos de costos y beneficios sociales (principalmente modelos CBA y LCA), y la evaluación de los impactos económicos, sociales y ambientales de la penetración de generación distribuida.

Con todo, a partir de la revisión de la experiencia internacional y literatura académica correspondiente, se estima que una metodología de análisis de costos y beneficios del tipo CBA representa un balance adecuado en cuanto al nivel de detalle requerido en la estimación de los impactos asociados al desarrollo de una industria de generación distribuida a nivel nacional en el mediano y largo plazo, además de corresponder a una metodología ampliamente desarrollada y aplicada en la evaluación de estudios de similares características.

5.1.2. Métricas de Evaluación

La creación y desarrollo del empleo impulsado por un proyecto suele ser utilizado como un atributo fundamental en la medición del impacto social y económico, debido a la estrecha relación y dependencia entre estos. El empleo consiste en la principal fuente de ingreso de las personas, lo que en cierta medida determina su calidad de vida y posibilidades de consumo. Es por esta razón que parte importante de las publicaciones relacionadas con la cuantificación de impactos socio-económicos de proyectos de generación renovable (Jenniches, 2018) utilizan como métrica principal el número de empleos generados, ya sea en cantidad de empleos de tiempo completo o medido en términos de personas/año. Otras métricas relevantes utilizadas en la literatura para este fin corresponden a: (i) la distribución de impuestos, con el fin de dar cuenta de la participación financiera a nivel local; (ii) el salario de los empleados, puesto que permite identificar cualitativamente la calidad del empleo que se está generando; y (iii) la producción bruta y neta, entre otros.

Los impactos económicos producidos por cierto proyecto pueden ser categorizados como directos, indirectos e inducidos, según la forma en que afectan a otros sectores de la economía. Según (IMC, 2013), los efectos directos se pueden entender como las compras que realiza una industria A a una industria B, con el propósito de satisfacer la demanda por los productos de A. Por otro lado, el efecto indirecto se entiende como las compras dentro de la cadena de suministro que permiten que la industria B pueda abastecer a la industria A. Por su parte, el efecto inducido es entendido como la parte de sus ingresos que empleados y propietarios destinan a consumo de bienes y servicios, es decir, se refleja como un aumento en la demanda producto de un ingreso adicional en la población.

En cuanto a la medición del impacto en el empleo producido por la instalación de una unidad de generación, las mismas categorías son aplicadas. En este contexto, el efecto directo puede ser entendido como aquellos empleos generados en la construcción y operación del proyecto durante su vida útil, mientras que el efecto indirecto se entiende como los empleos generados en la cadena de suministro para generar los insumos necesarios para la construcción y operación del mismo proyecto.

De todas maneras, se debe destacar que la definición de efecto directo e indirecto puede variar entre publicaciones, puesto que no existe un consenso claro para determinar el límite de alcance entre ambos. Tal como se muestra en (Jenniches, 2018), existen procesos que son categorizados como efectos directos y a veces como efectos indirectos, dependiendo del autor, el enfoque y la metodología utilizada, lo que sucede por ejemplo con la forma en que son considerados los costos de construcción o la mantención de unidades de generación.

En general los efectos directos resultan ser más simples de cuantificar, debido a que corresponde a información que debiese tener mayor disponibilidad al momento de realizar la evaluación. Por otra parte, los efectos indirectos e inducidos requieren una mayor rigurosidad en su cálculo, ya que muchas veces no es totalmente factible identificar y aislar la fuente de estos efectos. Algunas metodologías utilizadas en la literatura para el cálculo de estos efectos son las siguientes:

- **Employment Ratios (ER):** Los employment ratios son factores que se utilizan para calcular los empleos que se generan de acuerdo a la capacidad instalada de una tecnología específica. De este modo, estos factores se expresan como la cantidad de empleos que se generan al instalar una cantidad X de MW de cierta tecnología, o bien, para un monto Y de inversión en una tecnología específica.

La principal ventaja de esta metodología es su simpleza, ya que solo se necesita como información la capacidad total del proyecto y las respectivas razones de generación de empleo. Estas proporciones generalmente son calculadas en base a entrevistas con proveedores o mediciones de proyectos anteriores, por lo que pueden existir diferencias notables entre distintas regiones, incluso para una misma tecnología. No obstante, su linealidad produce que los resultados sean poco representativos a gran escala.

- **Supply Chain Analysis (SCA):** Metodología que consiste en la evaluación secuencial de la cadena de suministro de una tecnología en particular. Esta consiste en identificar y desglosar en distintos niveles los insumos necesarios para la fabricación de los insumos de niveles superiores, tal como se bosqueja en la Figura 5.1 para el análisis de la cadena de suministro de una turbina eólica. De este modo, los costos incurridos en cierto nivel corresponden a los ingresos percibidos en un nivel inferior. Finalmente, para cada uno de estos niveles se calculan los impactos económicos de manera independiente.

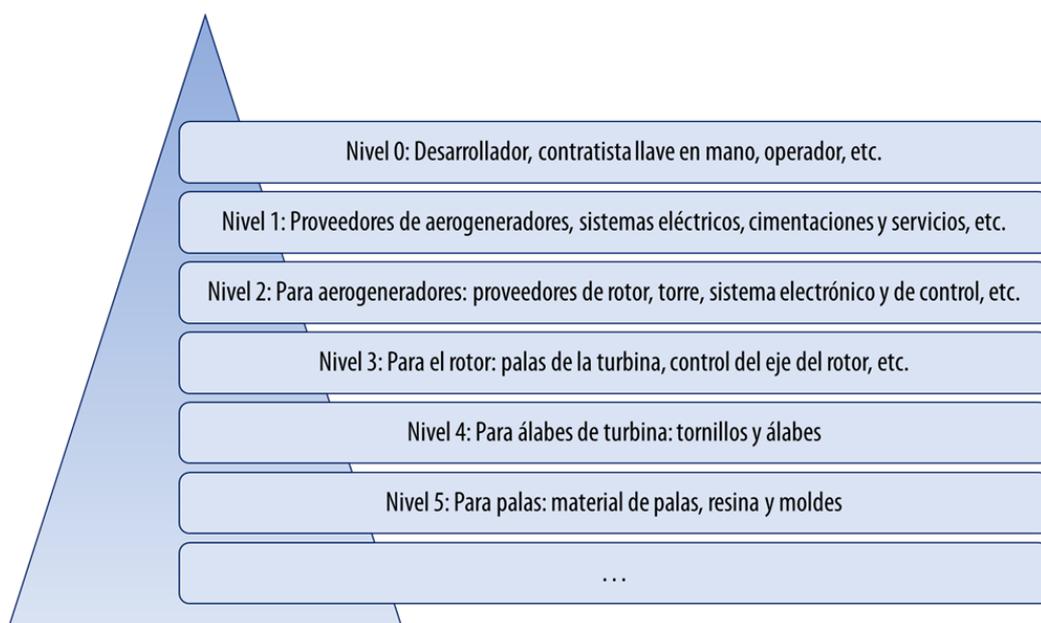


Figura 5.1. Ejemplo de pirámide del análisis de la cadena de suministro.
Elaboración propia en base a (Jenniches, 2018).

- **Computable General Equilibrium (CGE):** Corresponden a modelos de simulación que buscan un equilibrio entre la oferta y la demanda, por lo que es la única metodología que considera el comportamiento de los agentes dentro del mercado. Usualmente utilizan un equilibrio inicial que luego es perturbado por algún cambio, como por ejemplo la incorporación de una política pública que aumenta la penetración de generación distribuida o de generación renovable, con lo cual se espera llegar a un nuevo equilibrio determinado por el modelo. Para simular las acciones de los agentes, que buscan maximizar su utilidad individual, los modelos CGE utilizan bases de datos económicas.
- **Input-Output Modelling (I-O):** Esta metodología utiliza tablas de input-output (I-O) que representan el flujo de bienes y servicios que se produce entre industrias dentro de una misma economía, considerando desde su producción hasta el suministro al consumidor final. De esta manera, refleja cuánto debe producir el total de la economía para que una industria en particular genere una unidad adicional de producción. Además, permite calcular la producción bruta y neta de cada industria.

Uno de los supuestos relevantes de este tipo de modelos es que el input de una industria es proporcional a su output, por lo que no se consideran economías de escala, variaciones de precio, curvas de aprendizaje, bienes sustitutos o cambios en la productividad. Por otro lado, su ventaja es que abarca todas las interacciones entre industrias que se originan dentro de una economía en particular, las cuales son fundamentales para el cálculo de los efectos indirectos. A partir de lo anterior, se estima que las métricas calculadas a partir de este tipo de modelación cuentan con un balance adecuado entre el nivel de información y detalle requerido para su estimación y el nivel de representatividad de los resultados obtenidos, según se discute en la siguiente sección.

5.2. Consideraciones Prácticas y Limitaciones de la Metodología

Respecto al análisis de impactos sistémicos en la actividad económica agregada y sectorial, se destaca en la literatura un amplio uso de modelos de análisis input-output (I-O), los que pueden ser útiles para la evaluación a nivel de país, regional y local, cuando la información lo permita, de los efectos económicos y de empleo. Dichos análisis pueden emplearse, por ejemplo, para evaluar los impactos económicos en la cadena de suministro: cuanto mayor sea el grado de integración local de una economía, mayor será el impacto generado.

No obstante lo anterior, estos métodos cuentan con una serie de limitaciones que se deben tener en cuenta para un correcto análisis de sus resultados. En primer lugar, debido a su carácter lineal, los resultados deben ser tomados con cautela cuando se consideran impactos de gran escala, debido a que existe una población limitada de personas que pueden acceder a los empleos, la cual disminuye a medida que mayor capacitación es requerida para el ejercicio de este empleo.

Del mismo modo, el uso de matrices I-O asume un patrón de flujo fijo entre distintas industrias para un momento específico de la economía. Por un lado, esto asume que los nuevos agentes consumirán a partir de la industria local en la misma proporción que los agentes ya existentes en la economía; y por otro lado, que no existirán salidas o entradas de agentes de gran impacto, de manera que pudiese afectar a la distribución de la matriz. Este patrón fijo también posee efectos a nivel individual, puesto que no se considera una curva de aprendizaje dentro de la industria, lo que puede llevar a la reducción de costos y aumentos en la productividad. De todas maneras, es posible realizar modificaciones que permitan considerar estos efectos, tal como se muestra en (Llera et al., 2013), donde los autores desarrollan un modelo capaz de estimar el empleo creado por un subsector en una escala local incorporando variables con la dependencia en la estructura de la industria y del nivel de despliegue de generación solar fotovoltaica distribuida (i.e., la estimación de curvas de aprendizaje y maduración de la industria).

Otra desventaja de los sistemas I-O es que estos no logran capturar adecuadamente los flujos de ingresos significativos en forma de beneficios para la comunidad, por lo que se utilizan matrices de contabilidad social²⁸ (SAM por sus siglas en inglés), las que pueden identificar los posibles impactos significativos de tales flujos de ingresos en la economía local. Dichos modelos son capaces de explorar los impactos en diferentes niveles y formas de beneficios a comunidades y de modelos alternativos de propiedad, por lo que podrían aplicarse a una variedad de iniciativas de generación distribuida.

Otra limitación de los modelos I-O (compartidos por los modelos SAM) es que se basan en un supuesto de oferta completamente pasiva: están completamente impulsados por la demanda. En circunstancias en las que existen importantes limitaciones de oferta en la región receptora, por lo que el lado de la oferta de la economía debe modelarse explícitamente.

En principio, los modelos CGE permiten un modelo completo y coherente con la teoría de la demanda y la oferta de los mercados. En los CGE, los precios son endógenos y, por lo general, se ajustan para igualar la oferta y la demanda en cada mercado. Sin embargo, para las perturbaciones del lado de la demanda,

²⁸ Una matriz de contabilidad social es una base de datos integral y de toda la economía que registra datos sobre todas las transacciones entre agentes económicos en una economía específica durante un período de tiempo específico (Mainar et al., 2018).

replican los sistemas I-O donde la oferta es pasiva (por ejemplo, donde hay un desempleo significativo y capacidad disponible).

En la literatura se destacan los desafíos de incorporar, en todas estas clases de modelos, el análisis de beneficios y viabilidad social producto de mejoras en la educación, el comercio, y un aumento en la participación de la mujer en actividades fuera del hogar, elementos que suelen quedar fuera de estos análisis, y ser evaluados en base a la estadística (ex ante y ex post). Adicionalmente, en cuanto a la pobreza energética²⁹, se destaca la importancia de considerar de forma cuidadosa el efecto de la operación, propiedad, instalación, requerimientos de red y mantención de sistemas de generación distribuida, existiendo un riesgo de que las clases medias inviertan en estas tecnologías dejando a grupos de menores recursos dependiendo de las redes tradicionales de suministro³⁰.

A modo general, una correcta interpretación de los resultados que se obtienen a través de las distintas metodologías que calculan el impacto económico o de empleos impulsados, requiere de una definición clara de un contrafactual o de casos alternativos, de manera tal que los resultados obtenidos se analicen como un impacto neto y no como un impacto bruto. La importancia de cuantificar la creación neta de empleo mediante la comparación con un contrafactual adecuado, radica en que asumir que la no realización del proyecto mantendrá un status quo en la economía no corresponde a un supuesto realista. En este contexto, en el sector eléctrico el contrafactual muchas veces corresponde al desarrollo de infraestructura en otra zona y/o mediante otra tecnología de generación centralizada. El efecto neto en empleo también dependerá de la elasticidad relativa de la demanda por empleo, la cual a su vez es dependiente del país o zona geográfica en que se realiza el análisis. Es así como, por ejemplo, la creación de nuevos empleos puede provocar una disminución en los empleos de otras actividades del mismo rubro, generado una migración de empleo en la búsqueda de mejores oportunidades laborales. En este sentido, el efecto será distinto en países con distintos niveles de desempleo o en zonas con distintos tipos de empleo, formal o informal.

²⁹ De forma general, un hogar en condiciones de pobreza energética es aquel que no tiene acceso equitativo a servicios energéticos de alta calidad para cubrir sus necesidades fundamentales y básicas.

³⁰ Esto puede ser considerado un riesgo bajo ciertos diseños de tarifas de distribución de energía eléctrica, en los que clientes que invierten en sistemas de generación y almacenamiento distribuido reducen sus cargos tarifarios por concepto de la mantención y desarrollo de los sistemas de transmisión y distribución, desplazando dichos costos a consumidores de menos recursos que no sean capaz de realizar dichas inversiones.

5.3. Modelo Jobs and Economic Development Impact (JEDI)

El modelo Jobs and Economic Development Impact (JEDI)³¹ corresponde a un **sistema input-output (I-O)** consistente en un conjunto de herramientas de acceso abierto disponibles en línea (Hojas de Cálculo de Excel disponibles para su descarga, o bien, herramientas online de cálculo basadas en estas), desarrolladas por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y que permiten estimar - y no predecir - los impactos económicos de la construcción y operación de, entre otros proyectos, plantas de generación a nivel de energía en pequeña y gran escala y otros proyectos a nivel local dentro de una misma economía (e.g., este ha permitido la estimación de impactos a nivel estatal en todos los Estados Unidos). El modelo ha sido extendido para considerar una serie de tecnologías de desarrollo, entre las que se cuentan: biocombustibles, termoelectricidad, hidroelectricidad convencional, solar, eólica, concentración solar de potencia, geotérmica, y energía marina e hidro-cinética.

Adicionalmente, NREL ha desarrollado junto al United States Agency for International Development (USAID) el modelo International Jobs and Economic Development Impacts (I-JEDI)³², el cual permite analizar los impactos económicos del desarrollo de energías renovables, estimando el potencial de impactos económicos brutos de energías renovables para un país en particular (el modelo ha sido extendido y utilizado en estudios en México, Colombia, Sudáfrica y Zambia).

El modelo I-JEDI estima el empleo, ganancias (earnings), producto interno bruto (gross domestic product), y otros impactos económicos de la construcción y operación de proyectos renovables y a lo largo de la cadena doméstica de suministro. Los resultados del modelo incluyen impactos económicos totales, así como impactos específicos por industria (e.g., construcción, manufactura, servicios bancarios, etc.), en un esfuerzo por alinear la acción de fuentes renovables y diferentes metas de desarrollo económico, apoyando decisiones de política pública informadas.

En su Guía del Usuario (Keyser et al., 2016), se presenta la **metodología Input-Output (I-O)** seguida por el modelo para la estimación de los impactos socio-económicos señalados, similar a aquella utilizada en otros estudios desarrollados junto al MEN en el marco del proceso de descarbonización de la matriz de generación en Chile, ver (Viteri, 2019). Los modelos I-O se basan en matrices de contabilidad social que contienen ventas y compras realizadas por diversos sectores económicos (e.g., industrias, hogares, inversores, gobiernos, y el resto del mundo mediante importaciones y exportaciones). Cada sector contiene una “canasta de bienes” que incluye gastos o entradas para producción, reflejando las relaciones entre diferentes sectores económicos involucrados dentro de una misma cadena de suministro. En particular, la herramienta desarrollada por NREL consigue una representación exhaustiva de entradas y salidas que permite estudiar complejas interacciones entre industrias, además de estimar un conjunto de resultados que pudieran resultar del modelado de gastos.

La **medición de impactos** que permite el modelo I-JEDI, similar a otros análisis I-O, se define en función de impactos directos, indirectos e inducidos. Los gastos de los proyectos se conocen como **impacto directo**, mientras que la actividad económica secundaria entre las industrias que podría producirse como resultado de estos gastos es el **impacto indirecto**. Finalmente, el **impacto inducido** es la actividad que

³¹ JEDI: Jobs & Economic Development Impact Models. Disponible en:
<https://www.nrel.gov/analysis/jedi/about.html>

³² International Jobs & Economic Development Impacts (I-JEDI) Model. Disponible en:
<https://www.i-jedi.org/index.html>

puede ocurrir por los gastos de los hogares con ganancias de trabajadores apoyados por los impactos directos e indirectos. En la Figura 5.2 a continuación se aprecia a modo de ejemplo la propagación de impactos directos, indirectos e inducidos producto del desarrollo de una planta de generación eléctrica.

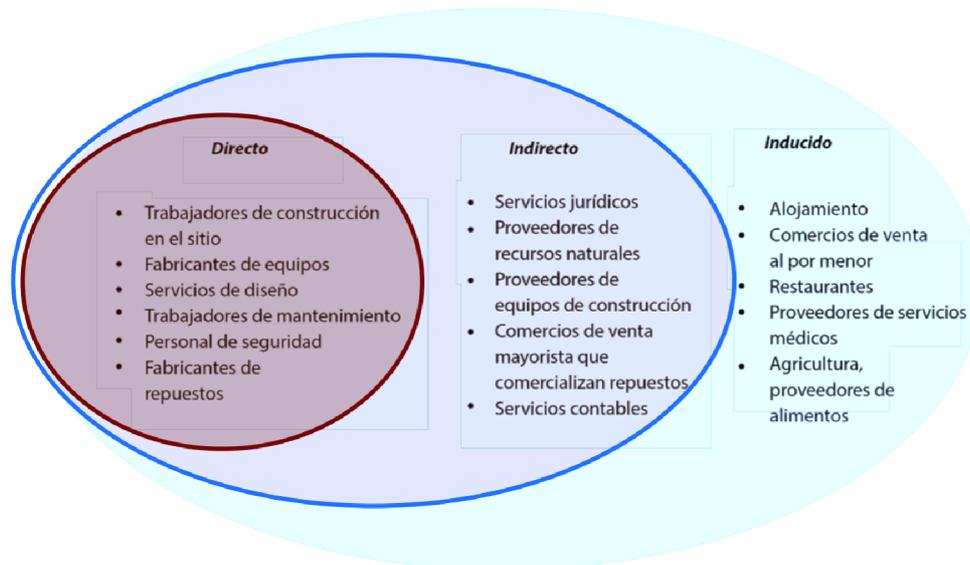


Figura 5.2. Tipos de impactos en I-JEDI. Fuente (Keyser et al., 2016).

Los resultados **del modelo** informan sobre el número de empleos generados, los ingresos totales, el producto interno bruto (PIB) y la producción bruta, donde el número de empleos refleja un cierto nivel de empleo debido a las ganancias promedio presentadas por cada país. No obstante lo anterior, los resultados solo consideran los impactos económicos de una actividad dentro del país que se analiza. Los porcentajes de contenido nacional limitan los efectos directos a gastos realizados dentro del país (e.g., servicios locales y equipo comprado localmente). Además, los datos I-O contabilizan importaciones o gastos del hogar en productos importados cuando se calculan los impactos indirectos e inducidos.

Los impactos de construcción se diferencian de los de operación y mantenimiento en la escala de tiempo. Los impactos de construcción solo se realizan una vez y los resultados corresponden a un año. Los gastos de operación y mantenimiento se realizan anualmente, por lo que se considera que los impactos de operación y mantenimiento continúan durante la vida del proyecto.

Cabe destacar que el **modelo cuenta con una serie de limitaciones, por lo que los resultados obtenidos deben interpretarse en el contexto de estas restricciones**. Entre otras limitaciones, se cuentan:

- Los resultados son brutos, no netos. Las estimaciones de impacto para cada tecnología no calculan repercusiones como actividades económicas desplazadas o usos alternativos de los recursos empleados.
- Los resultados son lineales y proporcionales (i.e., los impactos económicos estimados de diez plantas con una capacidad de 1 MW serían iguales a los estimados para una planta de 10 MW), por lo que estos pueden resultar en una sub o sobrestimación de los impactos esperados.
- El modelo no calcula los impactos por cambios en precios, tarifas de servicios públicos, impuestos o salarios.

- Tampoco considera economías de escala o restricciones de los recursos, efectos que también se pueden asociar a una reducción o aumento de los precios.
- Costos adicionales específicos al desarrollo de proyectos de generación particulares, producto por ejemplo de disposiciones especiales del terreno de construcción, deben ser explicitados dentro de los parámetros de entrada del modelo.
- Los parámetros I-O representan una estimación de la estructura de una economía en un año determinado y pueden cambiar en el tiempo.

A pesar de sus alcances, el modelo JEDI es ampliamente utilizado por compañías privadas, organizaciones y entidades internacionales, y agencias gubernamentales de Estados Unidos, tanto a nivel federal, estatal y local. Esto, debido principalmente a la simpleza de las herramientas desarrolladas por NREL, las que entregan resultados de impacto detallados para cada sector específico de la economía, y que utiliza como fuente principal de información aquella publicada por la OCDE (base de datos STAN), disponible para sus países miembros, con lo que el modelo puede ser adaptado de forma natural a la realidad chilena. Tomando esto en consideración, resulta relevante la implementación de medidas que permitan atenuar posibles sub o sobreestimaciones de impacto producto de las limitaciones del modelo ³³. Algunas de estas medidas consisten en:

- **Una correcta interpretación de los impactos netos de empleo:** Mediante la comparación de resultados respecto a un contrafactual adecuado que permita internalizar el hecho de que, por ejemplo, un aumento de empleo por mayor integración de generación distribuida podría disminuir el empleo en el desarrollo de otros tipos de fuentes de generación, debido a cierto nivel de sustitutabilidad entre estas tecnologías.
- **Corroborar la disponibilidad efectiva de recursos:** Tanto a nivel de datos de entrada como resultados se debe verificar que los resultados sean factibles dadas las condiciones a nivel nacional. En este sentido, para el caso de los datos de entrada, se debiese evaluar la factibilidad y rentabilidad de los proyectos evaluados, lo cual se encuentra considerado en este estudio debido a que estos parámetros provienen de un modelo de planificación que determinará la integración óptima de proyectos de generación distribuida. Por otro lado, en el caso de los resultados de empleo generados, la linealidad del modelo exige que estos valores sean corroborados, por lo que se contempla distribuir estos resultados según el nivel de capacitación requerido para su ejecución y luego limitarlos, en caso de ser necesario, con la población real disponible en la zona con dicho nivel de capacitación.
- **Realizar sensibilidades:** En base a costos y otros parámetros fijos, con el fin de internalizar posibles cambios que puedan sufrir estos valores.

5.3.1. Información General Requerida por el Modelo

El modelo JEDI requiere como datos de entrada la información específica del proyecto a evaluar, las matrices I-O, el patrón de consumo personal y las remuneraciones promedio por industria para la

³³ Debido al desarrollo relativamente reciente de la herramienta, y de los estudios de largo plazo que se han desarrollado en base a la misma, aún no existen análisis detallados respecto de cómo los resultados del modelo se contrastan con los resultados de creación de empleos en la realidad. No obstante, se destaca que cualquier metodología que pretenda estimar la formación de empleo a nivel regional a largo plazo requerirá de una serie de supuestos inherentemente inciertos (e.g., estructura de la economía regional, desarrollo local o importación de productos o materias primas, proyección de costos de desarrollo y de remuneraciones). Luego, resulta relevante la implementación de medidas como las descritas que permitan atenuar posibles sub o sobreestimaciones de impacto producto de las limitaciones del modelo.

localidad o país en donde se emplaza el proyecto, y un deflactor de precio consistente con el resto de los datos.

La información específica sobre el proyecto bajo evaluación difiere según el modelo JEDI que se esté utilizando³⁴. De este modo, este varía según la tecnología considerada debido a la diferencia de componentes necesarios para su implementación. De igual manera, aquellas Hojas de Cálculo para una tecnología específica requieren de una mayor profundidad en el detalle de la información requerida, en comparación a, por ejemplo, el módulo JEDI International, que considera varias tecnologías pero con un menor nivel de detalle. Pese a estas diferencias, la información requerida se puede clasificar en las siguientes categorías:

- Costos de Construcción: Materiales y mano de obra.
- Costos de Equipamiento: Componentes de la unidad de generación: turbinas y rotor en el caso eólico, paneles para el caso solar, etc.
- Costos Anuales de Operación y Mantenimiento: Materiales, personal y servicios requeridos.
- Parámetros Financieros: Impuestos, contribuciones, deuda y capital.
- Otros Costos: Servicios de ingeniería, seguros, etc.

Adicionalmente existen otros módulos que requieren información adicional, como el porcentaje en que los insumos utilizados son adquiridos dentro de la economía local o son importados desde otra región, o bien, módulos que solo utilizan el costo total del proyecto, el cual luego se divide entre los distintos sectores de la economía, utilizando porcentajes que varían según la capacidad en MW del proyecto, con el fin de representar economías de escala mediante funciones de costo por tecnología.

En base a la información anterior, el modelo JEDI es capaz de distribuir la totalidad de los costos del proyecto entre las distintas industrias que conforman la economía local, según la industria de procedencia del insumo. De esta manera, a partir de la correcta asignación de estos costos en las industrias correspondientes se obtiene el efecto directo (en términos monetarios) ocasionado por el proyecto y en un formato adecuado para el uso de matrices I-O, que luego permiten el cálculo de efectos indirectos e inducidos.

La información correspondiente a los multiplicadores que conforman la matriz I-O, el patrón de consumo personal y las remuneraciones promedio por industria que utiliza el modelo JEDI para la evaluación de proyectos en los Estados Unidos, se deriva de los archivos utilizados por IMPLAN Professional³⁵, el cual entrega esta información con resolución a nivel estatal. Para el caso de los modelos JEDI adaptados para su uso en otros países, esta información se obtiene a partir de bases de datos publicadas por la OCDE.

Finalmente, el deflactor utilizado por el modelo JEDI es el producto interno bruto histórico de los Estados Unidos y su proyección³⁶. Lo anterior se debe a que el resto de los datos de entrada utilizan el dólar como unidad base y esta información permite cuantificar los impactos en esta divisa según el año de interés.

³⁴ JEDI: Models. Disponible en: www.nrel.gov/analysis/jedi/models.html

³⁵ IMPLAN: Data. Disponible en: www.implan.com/data/

³⁶ El valor histórico se obtiene de la información económica del Federal Reserve Bank of St. Louis. Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/series/USAGDPDEFAISMEI#>

No obstante lo anterior, cabe recordar que la metodología propuesta para la evaluación integral de los impactos de la integración de generación distribuida en el SEN, considera la determinación de los costos de inversión en tecnologías de generación distribuida como parámetros de entrada de un modelo de planificación de largo plazo, utilizado para estimar escenarios de proyección de desarrollo de estas fuentes. A partir de este modelo de planificación, la herramienta JEDI solo recibe como parámetro de entrada un determinado volumen de inversiones en diferentes tecnologías de generación distribuida, por lo que se desestima la necesidad de estimar funciones de costo por tecnología dentro de la herramienta (solo se requiere de una estimación de la distribución de los costos de inversión, operación y mantenimiento de cada tecnología en las diferentes áreas de la economía identificadas).

5.3.2. Tablas Input-Output

Los impactos directos, indirectos e inducidos calculados por la herramienta se basan en el uso del mismo esquema presente en la base de datos STAN de la OCDE (OCDE, 2020), en base a matrices de contabilidad social (SAM, por sus siglas en inglés), y la construcción de tablas I-O según son requeridas por el modelo. En el contexto del uso del modelo I-JEDI, cabe destacar las siguientes definiciones:

- La **producción bruta** es una medida de la actividad económica total. Esta incluye el valor agregado y todos los pagos que las industrias y negocios hacen entre sí por insumos usados en la producción.
- El **valor agregado**, también llamado **producto interno bruto o PIB**, es el valor de la producción de una industria dentro del país analizado. Consiste en pagos laborales, ingresos por rentas (incluidas las ganancias) e impuestos sobre la producción.
- Los **insumos intermedios** son los pagos que los negocios o las industrias se hacen entre sí para operar.
- Los **requisitos directos** son la proporción de los insumos intermedios usados en la producción, e incluye valor agregado y pagos por trabajo en formato de porcentaje de producción.
- La **demanda final** es la demanda de un bien o servicio que no es un insumo para otra cosa.
- Los **requisitos totales** son los que se multiplican por la demanda final para calcular la producción bruta. Una **matriz de requisitos totales de Tipo 1**, utilizada para calcular los impactos indirectos, únicamente incluye los pagos entre las industrias. Una **matriz del Tipo 2**, utilizada para calcular los impactos inducidos, incluye los pagos laborales a trabajadores y gastos de los hogares.

A partir de lo anterior, sean:

- x un vector de $nx1$ de producción bruta.
- X una matriz nxn de ceros con x en la diagonal.
- Z una matriz nxn con insumos intermedios.
- F un vector $nx1$ de demanda final.
- A la matriz nxn de requisitos directos.
- I la matriz identidad nxn .

Luego:

1. Los requisitos directos pueden ser calculados como $A = Z(X)^{-1}$.
2. La producción bruta se define como insumos intermedios Ax y la demanda final F : $x = Ax + F$.

3. Esto puede ser reescrito como: $x = (I - A)^{-1}F$.
4. Donde finalmente la matriz total de requisitos es $(I - A)^{-1}$, también llamada matriz inversa de Leontief.

Luego, a partir de la base de datos STAN de la OCDE para Chile, se pueden obtener las tablas I-O de la siguiente manera:

1. La matriz de requisitos totales de Tipo 1 corresponde a la matriz inversa de Leontief doméstica.
2. A partir de esta, calcular la matriz A_1 de requisitos directos.
3. Los pagos laborales a trabajadores como porcentaje de la producción bruta L .
4. Los gastos de los hogares domésticos como porcentaje de los gastos totales³⁷ H .
5. A partir de A_1 , L y H , se define A_2 , y a partir de esta la matriz de requisitos totales de Tipo 2.
6. El valor agregado como porcentaje de la producción bruta V .

Adicionalmente, se debe indicar un **promedio de ganancias por trabajador por industria**. Estas no se encuentran disponibles directamente en la base de datos de la OCDE, por lo que deben ser recuperadas a partir de fuentes independientes. En particular, esta información ha sido recuperada a partir de los resultados de la Encuesta Suplementaria de Ingresos (ESI) correspondiente al año 2018³⁸, la que presenta los ingresos medianos nominales de la población ocupada (a nivel nacional y regional, según rama de actividad económica), y que se encuentra disponible en línea en la base de datos del Instituto Nacional de Estadísticas de Chile (INE, 2020). Cabe destacar que debido al nivel de agregación de esta información, se requiere generalizar los cálculos para ajustarlos a la información de contabilidad social a ingresar en el modelo³⁹.

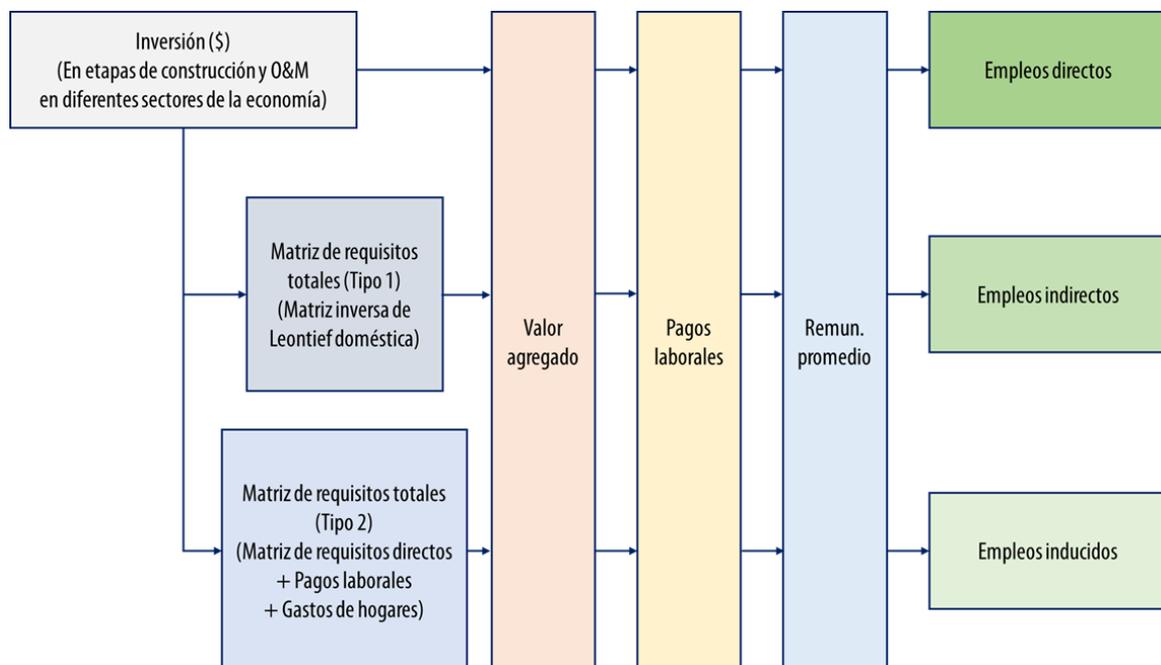


Figura 5.3. Diagrama de flujo de tablas Input-Output.

³⁷ Antes de impuestos.

³⁸ Equivalencia en dólares según [Banco Central: Indicadores diarios \(31-dic-2018\)](#)

³⁹ Por ejemplo, las remuneraciones asociadas al sector manufacturero puede que deban ser generalizadas a diversos tipos de manufactura (e.g., textil, electrónica, minera, etc.).

5.4. Escenarios de Sensibilidad y Análisis

Se debe tener en cuenta que dada la metodología utilizada, los escenarios y sensibilidades realizadas en la cuantificación del impacto en sistemas eléctricos se verán reflejados también en la cuantificación del impacto en la creación de empleos. Debido a lo anterior, se considerará, a lo menos, realizar sensibilidades en cuanto a la forma en que los costos de desarrollo se distribuyen en sus distintos componentes. En particular, se realizarán sensibilidades sobre el porcentaje de manufacturación a nivel local relacionado al desarrollo de paneles solares y al balance eléctrico de los proyectos en barras AT y BT. Se considerará que este porcentaje asume un valor 0% cuando corresponde a una importación total, y un 100% cuando corresponde a un desarrollo local completo de las tecnologías en cuestión.

5.5. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones del Caso Base y de las sensibilidades relacionadas con el nivel de integración de generación distribuida. En particular, se divide el impacto bruto de empleos generados según el tipo de empleo (i.e., directo, indirecto e inducido) y según la etapa en la que se encuentren los proyectos, de construcción, o de operación y mantenimiento.

En este punto es importante destacar que los impactos de construcción calculados se diferencian de los de operación y mantenimiento en la escala de tiempo. Los impactos de construcción solo se realizan una vez y los resultados corresponden a un año. Por ejemplo, si el modelo informa que un proyecto genera 500 empleos durante la construcción de un proyecto pero la construcción lleva dos años, esto representa un promedio de 250 trabajos por año durante el periodo de construcción de dos años⁴⁰; luego, los empleos en etapa de construcción son cuantificados en empleos-año. Por otro lado, los gastos de operación y mantenimiento se realizan anualmente, por lo que se considera que los impactos por dicho concepto continúan durante la vida útil del proyecto. Por ejemplo, si una planta eólica con una vida útil de 25 años respalda 100 trabajos, esto representa un promedio anual de 100 trabajos permanentes durante 25 años.

5.5.1. Empleo Bruto Generado en Etapa de Construcción

A continuación se muestran los resultados correspondientes al Caso Base, al escenario de forzamiento de generación distribuida al 100%, Caso 100% Forzado, y a los escenarios de ausencia de generación distribuida, con y sin almacenamiento, Caso 0% Gen. en AT y BT, y Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT, respectivamente. En particular, las tablas a continuación presentan el total de empleos de cada tipo que se generan durante la construcción de los proyectos a ser instalados en cada período.

Tabla 5.1. Empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso Base.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	1,916	1,455	1,580	3,346	1,940	2,336	115	83	87	5,378	3,478	4,003
2024	7,848	6,333	6,624	19,055	11,098	13,334	398	268	285	27,302	17,699	20,243
2028	6,856	5,529	5,784	13,909	7,871	9,555	686	481	509	21,452	13,880	15,848
2032	9,308	6,247	7,016	6,006	3,716	4,314	777	555	586	16,090	10,519	11,916
2036	13,845	9,056	10,235	2,111	1,487	1,625	352	245	260	16,308	10,789	12,120
2040	8,597	5,957	6,667	731	548	586	400	289	304	9,728	6,794	7,558
Total	48,371	34,577	37,906	45,158	26,661	31,750	2,728	1,921	2,031	96,257	63,159	71,687

⁴⁰ Lo mismo aplica para períodos de construcción menores. Un proyecto cuya construcción suponga 100 empleos por 6 meses representará un promedio de 50 trabajos por año.

Tabla 5.2. Empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso 100% Forzado.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	1,916	1,455	1,580	3,346	1,940	2,336	115	83	87	5,378	3,478	4,003
2024	7,848	6,333	6,624	19,055	11,098	13,334	398	268	285	27,302	17,699	20,243
2028	6,856	5,528	5,784	13,905	7,869	9,552	687	481	509	21,449	13,878	15,846
2032	9,265	6,227	6,989	6,005	3,716	4,313	777	556	586	16,047	10,499	11,889
2036	13,889	9,084	10,268	1,941	1,344	1,474	471	338	356	16,302	10,765	12,099
2040	8,404	5,741	6,469	655	499	532	1011	726	766	10,070	6,966	7,766
Total	48,178	34,368	37,714	44,907	26,466	31,541	3,459	2,452	2,589	96,548	63,285	71,846

Tabla 5.3. Empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso 0% Gen. en AT y BT.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	2,495	1,887	2,052	0	0	0	81	54	57	2,576	1,940	2,109
2024	23,534	15,310	17,498	8	5	6	425	280	299	23,968	15,595	17,802
2028	17,213	12,063	13,344	485	291	329	387	255	272	18,085	12,608	13,944
2032	15,006	9,927	11,215	328	197	222	140	92	98	15,474	10,216	11,535
2036	10,699	7,820	8,479	31	18	21	58	38	40	10,787	7,876	8,540
2040	10,100	7,215	7,908	15	9	10	88	58	62	10,204	7,282	7,980
Total	79,047	54,222	60,496	867	520	588	1,179	777	828	81,094	55,517	61,910

Tabla 5.4. Empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	2,462	1,858	2,023	0	0	0	0	0	0	2,462	1,858	2,023
2024	23,463	15,093	17,338	0	0	0	0	0	0	23,463	15,093	17,338
2028	22,404	15,131	16,978	0	0	0	0	0	0	22,404	15,131	16,978
2032	11,666	8,248	9,024	0	0	0	0	0	0	11,666	8,248	9,024
2036	11,346	8,143	8,888	0	0	0	0	0	0	11,346	8,143	8,888
2040	9,502	7,006	7,545	0	0	0	0	0	0	9,502	7,006	7,545
Total	80,843	55,479	61,796	0	0	0	0	0	0	80,843	55,479	61,796

En los resultados se observa que, al igual que en la cuantificación de impactos eléctricos, existe una gran similitud entre los empleos generados en el Caso Base y por el forzamiento de generación distribuida en BT, Caso 100% Forzado, debido a que la generación distribuida cumple un rol relevante dentro del primer escenario mencionado. Por otro lado, se observa que en el escenario de ausencia de generación distribuida existe una reducción del 15.8% en el total de empleos directos generados durante todo el horizonte (reducción del 12.1% en empleo indirecto y 13.6% en empleo inducido), la cual aumenta a un 16% en el caso donde además se considera ausencia de almacenamiento, pese a que estos escenarios sin generación distribuida, y sin almacenamiento respectivamente, instalan una mayor capacidad total en términos de GW en el SEN. Cabe destacar que las mayores reducciones respecto al Caso Base se producen en los primeros períodos, debido a la necesidad de instalar generación para su aprovechamiento durante el horizonte considerado, junto con algunos períodos intermedios donde las proyecciones de costo de las tecnologías consideradas alcanzan valores más bajos. Se destaca también que en el último período la diferencia (reducción o aumento) respecto al Caso Base es variable, debido a que se instalan valores similares entre los escenarios.

A partir de lo mencionado, las siguientes tablas presentan los resultados obtenidos para el Caso Base expresados como empleo bruto por cantidad de MW construido y empleo bruto por millón de dólares invertido. En estos resultados es posible observar que la generación distribuida en AT resulta ser la forma más efectiva para generar una mayor cantidad de empleo, tanto por MW instalado como por millón de dólares invertidos, lo cual se relaciona con el hecho de que el desarrollo de este tipo de proyectos es más ineficiente, en términos de la cantidad de mano de obra requerida por cada MW instalado. Adicionalmente, se observa una disminución general del rendimiento en la creación de empleos por MW instalado hacia el 2040, lo cual se debe principalmente al tipo de tecnología que se instala en cada período y a la disminución en el costo por MW instalado de cada tecnología. Es así como en los primeros períodos del caso base se observa que la generación instalada en AT se compone principalmente por eólicas, RoR y mini hidráulicas, las que generan un mayor empleo por MW instalado respecto a

tecnologías como solar y almacenamiento, que representan la mayor parte de la generación instalada en los últimos períodos.

Tabla 5.5. Empleos brutos por MW instalado durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso Base.

	Bulk			AT			BT			Promedio		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	2.4	1.8	2.0	16.2	9.4	11.3	4.2	3.0	3.2	5.2	3.4	3.9
2024	3.0	2.4	2.5	15.5	9.0	10.9	2.3	1.5	1.6	6.7	4.4	5.0
2028	2.1	1.7	1.8	10.6	6.0	7.3	1.7	1.2	1.3	4.3	2.8	3.2
2032	2.3	1.5	1.7	3.2	2.0	2.3	1.3	0.9	1.0	2.5	1.6	1.8
2036	1.5	1.0	1.1	1.0	0.7	0.8	0.8	0.6	0.6	1.4	0.9	1.0
2040	0.7	0.5	0.6	0.7	0.5	0.5	0.7	0.5	0.5	0.7	0.5	0.6

Tabla 5.6. Empleos brutos por millón de USD invertidos durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso Base.

	Bulk			AT			BT			Promedio		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	1.8	1.4	1.5	6.4	3.7	4.4	3.6	2.5	2.7	3.3	2.1	2.5
2024	3.7	3.0	3.2	7.8	4.5	5.4	3.5	2.3	2.5	5.9	3.8	4.3
2028	3.8	3.0	3.2	7.4	4.2	5.1	3.5	2.5	2.6	5.5	3.6	4.1
2032	5.0	3.3	3.7	6.0	3.7	4.3	3.6	2.5	2.7	5.2	3.4	3.9
2036	4.8	3.1	3.5	4.0	2.8	3.1	3.5	2.5	2.6	4.6	3.0	3.4
2040	3.5	2.4	2.7	3.6	2.7	2.9	3.6	2.6	2.7	3.5	2.4	2.7

5.5.2. Empleo Bruto Generado en Etapa de Operación

A continuación se muestran los resultados correspondientes al Caso Base, al escenario de forzamiento de generación distribuida al 100%, Caso 100% Forzado, y al escenario de ausencia de generación distribuida y almacenamiento, Caso 0% Gen. en AT y BT, y Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT, respectivamente. Las siguientes tablas muestran los empleos de cada tipo que se generarían anualmente por concepto de operación y mantenimiento de los proyectos instalados en cada período. Se observan resultados similares a lo visto en la sección anterior, donde los escenarios sin generación distribuida muestran una reducción en el empleo anual bruto respecto al Caso Base, en magnitudes distintas según el período, siendo la más relevante la reducción del 42.3% en el empleo directo que se produce para el período de 2020 (46.2% en el caso que además considera ausencia de almacenamiento). Adicionalmente, se observa que el empleo anual promedio del horizonte para los escenarios sin generación distribuida se reduce en un 12% respecto al Caso Base (12.2% en el caso que además considera ausencia de almacenamiento). En particular, esta tendencia se debe a que el modelo JEDI reconoce una mayor ineficiencia en la operación y mantenimiento de fuentes de generación distribuida,

las que debido a su distribución espacial, descentralización, y condiciones de emplazamiento requieren de un mayor número de trabajadores por MW de capacidad instalado durante su horizonte de operación.

Tabla 5.7. Empleos anuales en O&M generados por proyectos instalados en cada período en Caso Base.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	33	79	60	43	43	42	2	2	2	78	124	104
2024	125	138	129	266	231	243	9	11	10	400	380	381
2028	110	122	114	184	156	166	15	16	15	310	293	294
2032	148	152	147	89	80	82	17	16	15	253	247	245
2036	228	240	230	39	43	40	8	8	8	274	291	277
2040	149	193	171	13	15	14	9	8	8	171	215	193
Prom .	132.2	154.0	141.8	105.7	94.7	97.8	10.0	10.2	9.7	247.7	258.3	249.0

Tabla 5.8. Empleos anuales en O&M generados por proyectos instalados en cada período en Caso 100% Forzado.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	33	79	60	43	43	42	2	2	2	78	124	104
2024	125	138	129	266	231	243	9	11	10	400	380	381
2028	110	122	114	184	156	166	15	16	15	309	293	294
2032	148	152	147	89	80	82	17	16	15	253	247	244
2036	228	241	231	37	42	39	10	9	9	275	293	279
2040	144	186	165	11	13	12	22	20	20	177	219	197
Prom .	131.3	153.0	141.0	105.0	94.2	97.3	12.5	12.3	11.8	248.7	259.3	249.8

Tabla 5.9. Empleos anuales en O&M generados por proyectos instalados en cada período en Caso 0% Gen. en AT y BT.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido									
2020	43	105	79	0	0	0	2	2	2	45	107	81
2024	341	334	332	0	0	0	9	13	11	350	347	343
2028	256	245	244	13	17	15	8	12	10	277	273	269
2032	238	231	229	8	12	10	3	4	4	249	246	243

2036	204	287	248	1	1	1	1	2	1	206	290	250
2040	178	229	203	0	1	0	2	3	2	180	232	206
Prom .	210.0	238.5	222.5	3.7	5.2	4.3	4.2	6.0	5.0	217.8	249.2	232.0

Tabla 5.10. Empleos anuales en O&M generados por proyectos instalados en cada período en Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	42	104	79	0	0	0	0	0	0	42	104	79
2024	338	339	334	0	0	0	0	0	0	338	339	334
2028	343	326	327	0	0	0	0	0	0	343	326	327
2032	200	208	200	0	0	0	0	0	0	200	208	200
2036	212	284	248	0	0	0	0	0	0	212	284	248
2040	170	238	206	0	0	0	0	0	0	170	238	206
Prom .	217.5	249.8	232.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	217.5	249.8	232.3

5.5.3. Sensibilidad en Empleo Bruto Generado en Etapa de Construcción

A continuación se presentan los resultados correspondientes al Caso Base cuando se sensibiliza la distribución de los costos en la economía local. En específico, se sensibiliza el porcentaje de manufacturación a nivel local relacionado al desarrollo de paneles solares y al balance eléctrico de los proyectos en barras AT y BT, valores que en el Caso Base corresponden a un 10% en BT y a un 11% en AT, en base a información provista por el modelo JEDI para países sudamericanos. Luego, como sensibilidad se considera como porcentaje de manufacturación local un 0%, correspondiente a una importación total de los elementos, y un 100%, correspondiente a un desarrollo local completo de estos. En particular, las tablas a continuación presentan el total de empleos directos, indirectos e inducidos generados durante la construcción de los proyectos a ser instalados en cada período.

Tabla 5.11. Resumen empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso Base y sensibilidades.

	Caso Base			0% Desarrollo Local			100% Desarrollo Local		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	5,378	3,478	4,003	5,359	3,460	3,987	5,545	3,603	4,119
2024	27,302	17,699	20,243	27,276	17,656	20,211	27,544	17,859	20,409
2028	21,452	13,880	15,848	21,352	13,742	15,740	22,374	14,523	16,484
2032	16,090	10,519	11,916	15,889	10,141	11,640	18,046	11,771	13,253
2036	16,308	10,789	12,120	16,211	10,554	11,956	17,309	11,375	12,798
2040	9,728	6,794	7,558	9,630	6,641	7,442	10,644	7,412	8,188

Total	96,257	63,159	71,687	95,718	62,195	70,977	101,461	66,543	75,251
--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------	---------------	---------------

Tabla 5.12. Detalle de empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso Base con 0% de desarrollo local de paneles en AT y BT.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	1,916	1,455	1,580	3,346	1,938	2,334	97	67	73	5,359	3,460	3,987
2024	7,848	6,333	6,624	19,047	11,069	13,315	381	254	272	27,276	17,656	20,211
2028	6,856	5,529	5,784	13,889	7,803	9,509	606	411	447	21,352	13,742	15,740
2032	9,308	6,247	7,016	5,928	3,445	4,133	654	449	492	15,889	10,141	11,640
2036	13,845	9,056	10,235	2,054	1,287	1,491	312	211	230	16,211	10,554	11,956
2040	8,597	5,957	6,667	705	457	525	329	227	250	9,630	6,641	7,442
Total	48,371	34,577	37,906	44,968	25,998	31,307	2,379	1,619	1,763	95,718	62,195	70,977

Tabla 5.13. Empleos brutos generados durante la etapa de construcción de los proyectos instalados en cada período para el Caso Base con 100% de desarrollo local de paneles en AT y BT.

	Bulk			AT			BT			Total		
	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido	Directo	Indirecto	Inducido
2020	1,916	1,455	1,580	3,355	1,944	2,341	274	203	198	5,545	3,603	4,119
2024	7,848	6,333	6,624	19,151	11,145	13,398	545	380	388	27,544	17,859	20,409
2028	6,856	5,529	5,784	14,134	7,982	9,705	1,384	1,013	995	22,374	14,523	16,484
2032	9,308	6,247	7,016	6,900	4,158	4,910	1,839	1,367	1,327	18,046	11,771	13,253
2036	13,845	9,056	10,235	2,771	1,813	2,065	692	506	498	17,309	11,375	12,798
2040	8,597	5,957	6,667	1,031	697	787	1,016	759	734	10,644	7,412	8,188
Total	48,371	34,577	37,906	47,341	27,738	33,206	5,749	4,228	4,139	101,461	66,543	75,251

6. Análisis de Impactos Cualitativos

6.1. Introducción al Análisis Cualitativo

La metodología propuesta, cuya visión general se aprecia en la Figura 6.1, tiene como dos ejes cuantitativos centrales el impacto en costos y beneficios asociados al desarrollo del sistema eléctrico y la formación de empleos. Sin embargo, existen una serie de dimensiones adicionales que deben tomarse en consideración a la hora de contrastar una expansión centralizada tradicional del sistema eléctrico con una que tenga mayor penetración de elementos distribuidos de energía. Pese a lo anterior, monetizar este tipo de impactos es particularmente desafiante, debido a la falta de datos, proyecciones confiables, y otro tipo de incertidumbres.

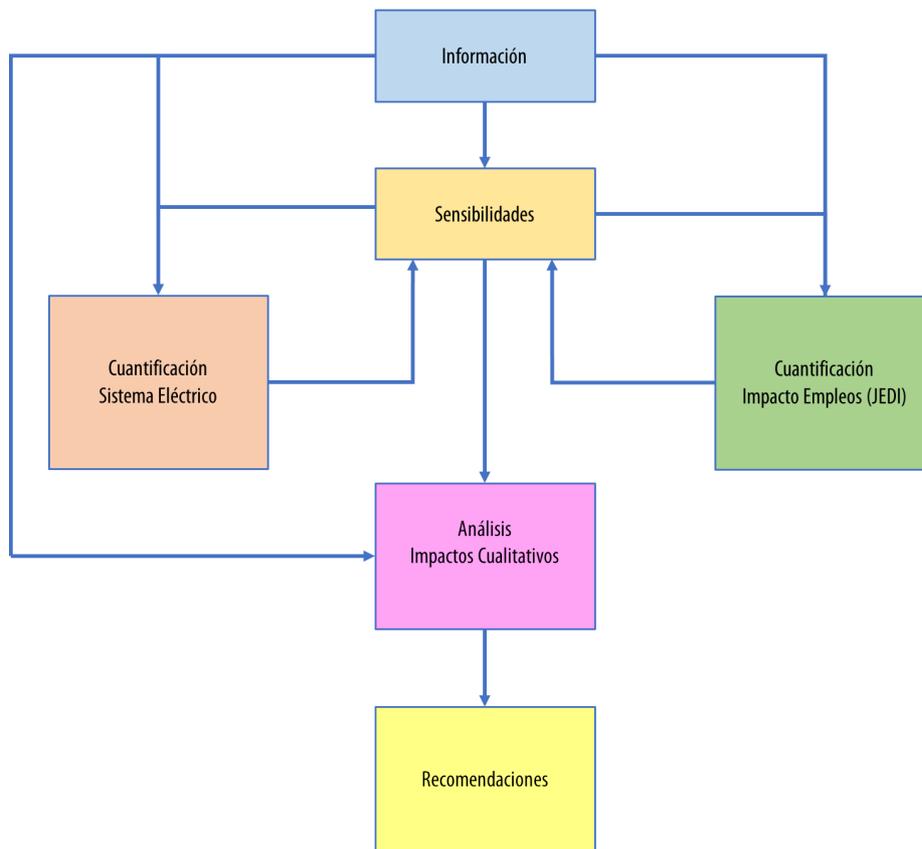


Figura 6.1. Metodología Propuesta.

Desde un punto de vista cuantitativo, el resultado de la aplicación de los módulos de impacto eléctrico y empleo permitirá obtener un diferencial de beneficio neto para los distintos escenarios de análisis y sensibilidades que se realizarán, definido como:

$$\Delta_{GD} = CCC - CGD$$

Donde CCC corresponde al costo de inversión y operación del sistema eléctrico centralizado, y CGD corresponde al costo de inversión y operación del sistema con distintos niveles de recursos energéticos distribuidos.

En aquellos escenarios en los que solo se toman en consideración los elementos antes mencionados, un escenario positivo para el desarrollo de la generación distribuida debiese cumplir con que $\Delta_{GD} \geq 0$. En cuyo caso se podrían esperar trayectorias de evolución naturales del sistema eléctrico en base recursos energéticos distribuidos. No obstante lo anterior, en esta sección se discutirá críticamente el rol que pueda tener el Estado para fomentar las condiciones estructurales requeridas para que los supuestos asociados a dichos escenarios positivos para la expansión de generación distribuida se materialicen (e.g., capacitación, barreras de entrada a nuevos actores y proveedores, difusión, etc.).

Por otro lado, en aquellos escenarios en los que $\Delta_{GD} \leq 0$, en primer lugar se hace relevante conocer y categorizar la magnitud del diferencial, en función de los distintos escenarios considerados; y adicionalmente, se deben considerar elementos que no necesariamente pueden cuantificarse de manera directa pero que sí son de gran valor, asociados a los recursos distribuidos, tales como por ejemplo:

- **Modularidad:** Frente a cambios estructurales o shocks en la economía tales como crisis, sequías u otros elementos que puedan impactar los insumos de las soluciones centralizadas, la opción en base a recursos distribuidos tienen una ventaja en términos de la velocidad del desarrollo de proyectos, al ubicarse próxima a los centros de consumos.
- **Independencia de combustibles:** Asociada a la modularidad, los recursos energéticos distribuidos magnifican el valor de los recursos renovables en la dimensión de independencia de combustibles, pues no dependen del desarrollo de proyectos costosos y usualmente de lenta ejecución como lo son los proyectos de transmisión.
- **Generación de industria local compleja:** A diferencia de soluciones centralizadas, los recursos distribuidos tienen el potencial de requerir mano de obra calificada que puede entrenarse y generar valor a la economía local. A diferencia de plantas centralizadas, donde muchas veces técnicos de otros países vienen a realizar las instalaciones y mantenimiento. Para que esto se materialice como un beneficio, se deben disponer de los programas de capacitación adecuados para la formación de mano de obra calificada, lo que puede involucrar periodos de años.
- **Generación de nuevos modelos de negocios:** El fomento de recursos distribuidos de energía se vislumbra como un motor para el desarrollo de innovación y tecnología mucho más allá de los MW que puedan entregar. Generando esquemas de mercados locales, economía colaborativa y otros desarrollos que no tienen el potencial de ser llevados adelante mediante soluciones centralizadas.
- **Resiliencia:** Aunque algunas dimensiones de la resiliencia se consideran en la cuantificación eléctrica, existen dimensiones adicionales donde la generación distribuida tiene un valor respecto a soluciones centralizadas. En primer lugar, al estar más cerca de los consumos y contar con elementos distribuidos de almacenamiento, permitirá asegurar el suministro a consumos críticos frente a desastres naturales. Similarmente, al estar distribuidos en la red, son menos vulnerables a fallas que abarquen un gran porcentaje de la población, a diferencia de grandes fallas en sistemas centralizados.
- **Adaptabilidad:** También asociado a la modularidad, los recursos distribuidos tienen un valor respecto a soluciones centralizadas al ser más adaptables frente a shocks o cambios tecnológicos

que no podemos predecir. Por ejemplo, grandes obras centralizadas de generación y transmisión pueden requerir plazos de operación de 20-30 años para ser rentables. En un escenario de tantos cambios tecnológicos, un sistema con la modularidad de los recursos energéticos distribuidos está mejor preparado para enfrentar y aprovechar dichas incertidumbres.

Toda esta lista de elementos, que no es exhaustiva, permite analizar el valor agregado de la generación distribuida, el cual debe ser comparado con el tamaño del diferencial respecto a las soluciones centralizadas, facilitando una evaluación más holística de dimensiones, y no solamente lo asociados directamente a MW (Kupers, 2014). Un elemento crítico a considerar es que existe un alto nivel de incertidumbre hacia el futuro a nivel local y planetario, por lo tanto si el desarrollo de recursos distribuidos puede generar condiciones para enfrentar de mejor manera dichas incertidumbres, es un elemento que debe ser considerado a la hora de tomar decisiones (Kay & King, 2020). Debido precisamente al nivel de incertidumbre es que la aplicación de metodologías de costo-beneficio, para esos escenarios, no es efectiva por sí sola, y se necesitan análisis del tipo a desarrollar en esta etapa cualitativa (Kupers, 2020; Hepburn & Farmer, 2020), los cuales no pretenden predecir el futuro sino evaluar posibles escenarios plausibles y las condiciones para su ocurrencia (Kupers & Wilkinson, 2013).

6.2. Observaciones Relevantes del Análisis Cuantitativo

El análisis cualitativo de los escenarios de integración de generación distribuida en el SEN se basa en las siguientes observaciones relevantes del análisis cuantitativo, todas ellas con foco en los resultados del escenario base:

1. El análisis cuantitativo del escenario base muestra que la instalación de generación distribuida a nivel de distribución en BT es aproximadamente un 62% de la capacidad de alojamiento en dichas redes, y equivalente a cerca de 1.12 GW de capacidad solar PV⁴¹. Adicionalmente, el caso base instala cerca de 0.96 GW de capacidad de almacenamiento en redes de baja tensión.
2. En el caso de los recursos energéticos distribuidos en AT, el escenario base instala cerca de 5.1 GW de generación distribuida en AT al año 2040, sumado a alrededor de 2.7 GW de almacenamiento en distribución AT.
3. Luego, la instalación óptima de generación distribuida en redes de distribución AT y BT alcanza los 6.22 GW al año 2040 en el escenario base, lo que representa cerca de un 39.6% de la nueva capacidad de generación instalada en el sistema en el horizonte de evaluación.
4. La instalación total de almacenamiento de energía es relevante en el escenario base, totalizando 11.92 GW de capacidad instalada de almacenamiento de 4 horas, los que se distribuyen entre redes Bulk, distribución AT, y distribución BT de acuerdo a los porcentajes 69.3%, 22.6%, y 8.1%, respectivamente. Cabe señalar que no se anticipó en el estudio la entrada masiva de almacenamiento en distribución AT y BT que se observa en los resultados. Dicho almacenamiento podría tener un impacto positivo en la capacidad de alojamiento de generación distribuida en las redes BT, siendo prudente evaluar niveles de penetración de generación distribuida incluso mayores al límite del 30% de la demanda máxima considerado en los casos de estudio.
5. El escenario base produce 96,257 empleos-año directos en etapa de construcción al año 2040, y 231,103 empleos-año totales. Lo anterior corresponde a cerca del 99.8% de los empleos totales generados con un forzamiento del 100% de la capacidad de alojamiento en BT, y un 116% de los empleos totales generados en un escenario sin desarrollo de generación distribuida en AT o BT (i.e., expansión en base sólo a generación a gran escala). Adicionalmente, si se considera la sensibilidad en que la totalidad de los paneles y *balance of system* son fabricados en Chile, la cifra de empleos-año totales podría subir hasta 243,255; esto es, cerca de 12,150 empleos-año adicionales sólo asociados a los insumos para proyectos de generación distribuida.
6. En términos absolutos, la expansión económicamente óptima en base a una combinación de recursos a gran escala y recursos distribuidos produce cerca de 32,600 empleos-año más que la expansión sólo en base a generación a gran escala, siendo 15,400 de éstos empleos directos.

⁴¹ Cabe señalar respecto a este punto que la capacidad de generación solar PV en distribución BT no está distribuida uniformemente, con algunas barras en la zona norte con niveles de instalación iguales al 100% de la capacidad de alojamiento, y otras al sur del país con bajos niveles de penetración.

7. Dada la instalación de generación distribuida en el escenario base, al año 2040, el sistema tiene la capacidad de suministrar demanda flexible en BT por hasta un estimado del 3% de la energía total diaria frente a fallas en el sistema que producen apagón, sin daño en las redes de distribución BT, y por hasta un estimado del 35.9% frente a fallas del sistema que producen apagón, sin daño de redes de distribución AT y BT. Cabe señalar que lo anterior supone que el sistema podría operar en modo isla suministrando cargas locales en cada barra a nivel de distribución.
8. Dada la instalación de generación distribuida en el escenario base, al año 2040, el sistema tiene la capacidad de suministrar demanda ininterrumpible en BT por hasta un estimado del 4.4% de la demanda máxima frente a fallas en el sistema que producen apagón, sin daño en las redes de distribución BT, y por hasta un 9.7% frente a fallas del sistema que producen apagón, sin daño de redes de distribución AT y BT. Cabe señalar que lo anterior supone que el sistema podría operar en modo isla suministrando cargas locales en cada barra a nivel de distribución.
9. No existen diferencias significativas en las emisiones totales de CO₂ por generación en base a combustibles fósiles en función de las sensibilidades a los parámetros asociados a la generación distribuida y su nivel de instalación. Lo anterior es producto de que la generación distribuida renovable actúa como sustituto de la generación renovable a gran escala, y viceversa, en el mix óptimo de generación bajo los distintos escenarios de análisis.
10. Respecto al caso base, la siguiente tabla muestra el valor del diferencial de costos Δ_{GD} para cada caso de estudio, en términos absolutos y como porcentaje del valor de la función objetivo del modelo de expansión óptima.

Cabe destacar que el escenario base tiene, en la práctica, costos idénticos a los escenarios con generación distribuida forzada al 50% y al 100%, por lo que cualquier beneficio adicional que se perciba de una mayor penetración de generación en distribución BT, no capturado por el modelo NewEn (e.g., resiliencia), podría justificar fácilmente una mayor penetración de generación distribuida. Al mismo tiempo, se observa que escenarios extremos en los que no se permite desarrollo de recursos energéticos distribuidos, tanto en distribución AT como BT, tendrían un sobrecosto sistémico de hasta \$1,558 MM USD con respecto al caso base, lo que justificaría con creces los esfuerzos de política pública por reducir barreras de entrada y promover el desarrollo de dichos recursos.

Tabla 6.1. Descomposición de costos de la función objetivo por escenario (miles de millones de dólares) y diferencial de beneficios de la generación distribuida por caso.

Barra BT	Generación	Transmisión	Función Objetivo	Δ_{GD}	$\% \Delta_{GD}$
Caso Base	26.93 (55%)	21.76 (45%)	48.69	-	-
Caso 50% Forzado	26.94 (55%)	21.75 (45%)	48.69	0.01	0.0%
Caso 100% Forzado	26.95 (55%)	21.74 (45%)	48.69	0.05	0.0%
Caso 0% Gen. en AT y BT	26.99 (54%)	22.68 (46%)	49.66	0.98	2.0%

Caso 0% Gen. y Alm. en AT y BT	26.81 (53%)	23.44 (47%)	50.24	1.56	3.2%
Caso Base + 100% Renovable	26.96 (55%)	21.76 (45%)	48.72	0.03	0.1%
Caso Descarb. 2030	28.64 (57%)	21.71 (43%)	50.35	1.66	3.4%
Caso Descarb. 2030 + 100% Renovable	28.67 (57%)	21.72 (43%)	50.38	1.70	3.5%
Caso Proyección Baja de Costos	25.02 (54%)	21.73 (46%)	46.75	-1.94	-4.0%
Caso Proyección Alta de Costos	28.11 (56%)	21.86 (44%)	49.97	1.28	2.6%
Caso Proyección Baja de Demanda	22.10 (51%)	21.24 (49%)	43.34	-5.35	-11.0%
Caso Proyección Alta de Demanda	30.10 (57%)	22.85 (43%)	52.94	4257	8.7%
Caso Base + HVDC	26.75 (54%)	22.42 (46%)	49.17	480	1.0%

6.3. Análisis Cualitativo

Los resultados del análisis cuantitativo muestran que existe un alto potencial de desarrollo de generación distribuida en el SEN, bajo los supuestos de costo, disponibilidad de recurso, y crecimiento de la demanda del escenario base, como parte del mix óptimo de generación. Lo anterior implica que bajo un diseño adecuado de mercado el SEN debiera esperar altos niveles de instalación de generación distribuida por decisión comercial de inversionistas, y sin necesidad de implementar esquemas de fomento o subsidio a dichas inversiones. A pesar de lo anterior, existen distintas barreras para el desarrollo de generación distribuida, asociadas al acceso a financiamiento, información sobre la tecnología y beneficios, señales económicas diluidas y/o promediadas entre usuarios a nivel de distribución, entre otras. En este contexto, distintas recomendaciones de política pública para avanzar hacia la reducción, e idealmente eliminación de dichas barreras, son discutidas en la sección 7.

Sumado a los resultados favorables para el desarrollo de la generación distribuida obtenidos por el modelo NewEn de expansión centralizada de la generación y transmisión, a continuación se discuten dimensiones adicionales en las que la generación distribuida aporta valor al SEN no capturados por NewEn.

1. **Modularidad, independencia de combustibles, reducción de emisiones y adaptabilidad:** Si bien existen ventajas para el desarrollo de la generación distribuida en términos de modularidad, independencia de combustibles, y emisiones de CO₂, ésta también es significativa en proyectos de generación solar PV y eólica de gran escala. Luego, ya que los resultados muestran que la generación distribuida en distintas sensibilidades actúa como sustituto de generación renovable a gran escala, no es posible destacar esta dimensión como un valor agregado significativo del desarrollo en base a generación distribuida versus la alternativa centralizada.

A pesar de lo anterior, el nivel de modularidad en particular de proyectos de generación distribuida en BT, o los llamados proyectos netbilling es mucho mayor, permitiendo desarrollos rentables incluso en el orden de unos pocos kW instalados por estar destinadas principalmente al autoconsumo, ubicarse en la propiedad de su dueño y beneficiario de la energía, y tener en la mayoría de los casos un proceso simplificado y expedito de conexión. Luego, un mercado con oferta competitiva de desarrolladores de generación distribuida en BT, y suministro asegurado de insumos, es capaz de enfrentar con mayor rapidez y menor costo posibles escenarios de escasez de energía en el corto a mediano plazo.

2. **Generación de industria local compleja y generación de nuevos negocios:** Un concepto típicamente utilizado en favor de los recursos energéticos distribuidos es la llamada democratización de la energía. Dicho concepto se asocia a la posibilidad de los usuarios finales de elegir su suministrador de energía, las fuentes de generación que se utilizan, elegir auto-suministrarse a partir de generación distribuida, e incluso ofrecer excedentes de generación al sistema. Precisamente el último punto abre la puerta a una gran variedad de arreglos comerciales entre productores y consumidores locales a nivel de distribución, lo que a su vez podría requerir la creación de organismos de coordinación técnica y comercial en distribución. Algunos de los beneficios potenciales que podrían traer las transacciones comerciales a nivel de distribución incluyen una mayor conciencia acerca del uso de la energía por parte de los usuarios, innovación tecnológica en cuanto a administración del consumo

energético, y mejoras en la seguridad y eficiencia de operación de las redes de distribución. A modo de ejemplo, la penetración masiva de recursos energéticos distribuidos permitiría la configuración de microrredes autónomas a nivel de vecindario, capaces de suministrar localmente una porción de los consumos con mayor confiabilidad, generar acuerdos comerciales para el financiamiento de recursos distribuidos de uso colectivo, y proveer servicios de gestión de sobrecargas y control de voltaje al operador de la red de distribución.

- 3. Resiliencia:** Un aspecto altamente relevante de la generación distribuida está asociado a su potencial de suministrar demanda localmente prescindiendo de las redes de transmisión y distribución AT. Sin embargo, para poder aprovechar dicho potencial, es necesario implementar los equipos y esquemas de control y coordinación que permitan a un conjunto de recursos distribuidos en modo isla en un sector de la red de distribución BT. Si bien dichos equipos y esquemas han sido desarrollados a nivel experimental con alto nivel de sofisticación desde hace más de una década, éstos han sido escasamente implementados a nivel de piloto por empresa distribuidoras eléctricas en Chile. Lo anterior podría deberse a una combinación de falta de incentivos para la empresa distribuidora y el no reconocimiento de inversiones asociadas a innovación para empresas reguladas.

De cualquier forma, es de esperar que una integración masiva de generación distribuida ejerza presión para el desarrollo e implementación de esquemas de control y coordinación en microrredes aisladas en subsecciones de las redes de distribución. De acuerdo a las estimaciones de este estudio, en su escenario base, la instalación de recursos energéticos distribuidos en BT tiene el potencial de suministrar demanda flexible por hasta un 3% de la demanda diaria de energía en BT, sumado a demanda ininterrumpible por hasta un 4,4% de la demanda máxima en BT.

Los porcentajes anteriores suben a 5.1 y 6.1%, respectivamente, en el escenario en que se fuerza la instalación de generación distribuida en BT al 100% de la capacidad de alojamiento de dichas redes. Respecto a esto último, cabe señalar que la diferencia de costo total para el sistema cuando se fuerza la instalación del 100% de la capacidad de alojamiento en BT es menor a \$5 MM USD, por lo que la solución es, para efectos prácticos, de costo equivalente al caso no forzado. Por otra parte, el incremento de la demanda ininterrumpible suministrable desde BT en un 1.7% de la demanda máxima se puede utilizar para estimar el costo evitado de un corte de suministro de 10 horas/año para el 1.7% de la demanda máxima en BT (o 102 MW), que equivale a cerca de \$13.3 MM USD/año, si se utiliza un costo de falla de \$13 USD/kWh.

7. Recomendaciones

7.1. Recomendaciones de Política Pública

En esta sección se discuten y emiten un conjunto de recomendaciones de política pública para favorecer el desarrollo eficiente y seguro de la generación distribuida en el SEN.

Como fue señalado en la sección anterior, el escenario base del estudio entrega niveles óptimos de penetración de generación distribuida muy elevados, tanto en AT como BT, equivalente a cerca del 40% de la nueva capacidad de generación instalada en el horizonte de evaluación (2020-2040) por el modelo de expansión NewEn (OCM-Lab, 2020; Verástegui et al., 2020; Verástegui et al., 2019; Mena et al., 2019), que en términos brutos corresponde a cerca de 6.22 GW de capacidad instalada; 1.12 GW en distribución BT, y 5.1 GW en distribución AT. Adicionalmente, los resultados del caso base muestran una capacidad instalada de almacenamiento de 4 horas de 11.92 GW al año 2040, de los cuales 0.96 GW se encuentran en redes de distribución BT, y 2.7 GW en redes de distribución AT⁴².

En función de lo anterior, y dado que los niveles de penetración óptimos de generación distribuida de acuerdo al modelo de expansión centralizado están muy por sobre los niveles actuales de instalación, sería esperable que el mismo mercado entregue las señales económicas para la inversión privada, sin intervención del estado. Lo anterior asume que el diseño de mercado permite que los precios reflejen correctamente el costo de la electricidad (y otros atributos de valor) a nivel de distribución. Sin embargo, en la práctica, las señales de precio que perciben los usuarios a nivel de distribución presentan distorsiones relevantes respecto al valor de la electricidad en el corto plazo, debido a la formación de tarifas volumétricas, en \$/kWh, que incluyen costos fijos de red, y la existencia de contratos de suministro de largo plazo que definen tarifas de energía estáticas desacopladas de los costos de la electricidad en tiempo real, entre otras fuentes de distorsión.

Adicionalmente, existen ciertas barreras adicionales asociadas al desconocimiento de la tecnología y sus beneficios, los altos costos de inversión y dificultad de financiamiento, entre otros. En función de estas barreras a la integración de generación distribuida en sus niveles económicamente eficientes, a continuación se proponen un conjunto de medidas de política pública para fomentar su desarrollo, en línea con la categorización de políticas públicas propuesta en (Zinaman et al., 2018).

1. **Establecer señales de precios que reflejen adecuadamente los costos:** La primera recomendación de política pública está asociada a alinear señales económicas para el desarrollo eficiente de la generación distribuida en todo su potencial. En específico, esta medida corresponde a avanzar en el traspaso de señales de precio dinámicas a los consumidores finales que reflejen los costos del suministro eléctrico y por lo tanto que entreguen una señal a la inversión eficiente. La estructura tarifaria que enfrentan los usuarios definirá los ahorros que percibirán por contar con recursos energéticos distribuidos; por lo tanto, es muy relevante que dicha estructura tarifaria refleje adecuadamente los costos de suministro, con suficiente granularidad espacial y temporal, para la toma de decisiones de inversión y operación eficientes. Para esto, ya se está avanzando de forma importante a partir del Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, que permitirá una mayor oferta de suministro por parte de comercializadores y la

⁴² Cabe señalar que el modelo NewEn no considera posibles beneficios del almacenamiento en términos de confiabilidad de las redes, lo que podría cambiar la distribución de dicha tecnología entre redes Bulk, AT y BT.

ampliación del universo de clientes que pueden acceder a contratos de suministro bilaterales. Adicionalmente, se debe avanzar en los siguientes puntos:

- a. Restringir o eliminar el uso de componentes volumétricas para cargos asociados a la red de distribución, y privilegiar el uso de cargos que reflejen de mejor forma el costo de provisión del servicio de red de distribución. En particular, para los cargos de red, utilizar una metodología de cálculo de cargos por uso en base al costo incremental de largo plazo (LTIC) de las redes de distribución, que busca reflejar los costos marginales de expansión de red.
- b. Fomentar la oferta de tarifas dinámicas a usuarios de distribución y su adopción. Una vez aprobada la Ley de Portabilidad Eléctrica, fomentar la oferta de tarifas dinámicas de suministro eléctrico por parte de comercializadores. En particular, el regulador puede establecer como obligación la existencia de tarifas dinámicas en el pliego tarifario de empresas distribuidoras y comercializadores, e informar acerca de cómo los usuarios pueden materializar beneficios a partir de su adopción. La Portabilidad eléctrica permitiría a los comercializadores participar directamente en el mercado mayorista de energía, y traspasar la señal de precio del mercado spot a los usuarios finales a través de distintas estructuras tarifarias con mayor o menor cobertura de riesgo. Adicionalmente, a partir de la agregación y coordinación de la demanda, los comercializadores u otros agentes agregadores podrán diseñar productos y/o servicios para la participación en mercados de Servicios Complementarios o la prestación de servicios de gestión de red.
- c. Si no se desea alterar la estructura tarifaria de usuarios pasivos, se pueden diseñar esquemas de tarifa especiales para usuarios con recursos energéticos distribuidos que entreguen las señales de inversión y operación eficientes a usuarios activos. Respecto a los mecanismos de equidad tarifaria, ésta puede implementarse como un beneficio o cargo de suma alzada que no distorsiona las señales a la inversión y operación eficiente, al menos en aquellos usuarios que deseen instalar recursos energéticos distribuidos (i.e., usuarios activos).
- d. Fomentar el recambio de medidores electromecánicos, cada vez que sea costo-eficiente, por medidores inteligentes que permitan la adopción de tarifas dinámicas.
- e. Fomentar por parte de las empresas distribuidoras la resolución de problemas operacionales y de calidad de suministro en base a la gestión de recursos energéticos distribuidos.
- f. Re-establecer los peajes de transmisión por localización para la generación. La desaparición del peaje de transmisión para generación Bulk incentiva su proliferación lejos de los centros de carga y en volúmenes que son mayores a los eficientes desde el punto de vista global, disminuyendo las posibilidades de desarrollo para la generación distribuida eficiente.

2. **Expandir acceso a opciones de financiamiento:** La materialización del potencial de los recursos distribuidos debe tomar en cuenta la realidad socio económica del país, donde para un porcentaje relevante de la población la posibilidad de contar con los recursos para invertir en proyectos o soluciones distribuidas es infactible⁴³. La dificultad de financiamiento se refiere

⁴³ Disponible en:

[https://www.ine.cl/prensa/2020/10/26/ingreso-laboral-promedio-mensual-en-chile-fue-de-\\$620.528-en-2019#:~:text=Ingreso%20laboral%20promedio%20mensual%20en%20Chile%20fue%20de%20%24620.528%20en%202019](https://www.ine.cl/prensa/2020/10/26/ingreso-laboral-promedio-mensual-en-chile-fue-de-$620.528-en-2019#:~:text=Ingreso%20laboral%20promedio%20mensual%20en%20Chile%20fue%20de%20%24620.528%20en%202019)

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

<https://isci.cl/>

Página 94 de 109

principalmente a la dificultad de acceso al crédito en plazos similares a la vida útil de las inversiones en generación distribuida y tasas de interés competitivas para pequeños usuarios. Es por lo tanto clave expandir el acceso a diversos instrumentos de financiamiento fomentados por el sector público pero materializados a través de esquemas colaborativos privados. Una mayor oferta de opciones de financiamiento permitirá expandir el desarrollo de proyectos de generación distribuida. Para lograr lo anterior la política pública debe:

- a. Fomentar (o continuar el fomento) de programas de créditos como los Créditos de Consumo Verde los cuales entregan tasas preferenciales para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética y energías renovables para el hogar.
- b. Promover el desarrollo de esquemas tipo PACE (Property Assessed Clean Energy) utilizando dimensiones no solo de eficiencia energética sino también de uso de elementos distribuidos de energía. Mediante este tipo de instrumentos, de amplio uso en otros sistemas como es los Estados Unidos, se permite acceder a créditos de largo plazo por el 100% del costo del capital de las inversiones asociadas a recursos distribuidos y eficiencia energética. PACE permite a la banca tomar garantías reales sobre inmuebles, tal como ocurre con los créditos hipotecarios. El crédito se analiza en base al avalúo de la propiedad, y no en base al patrimonio del deudor. El modelo permite acceder a préstamos de largo plazo (e.g., 10 a 20 años) con bajas tasas. Adicionalmente, permite utilizar el sistema de recaudación asociado a las contribuciones de bienes raíces (i.e., recaudación en base a recargo en las contribuciones), lo que reduce significativamente el riesgo de no pago⁴⁴. El modelo también puede ser implementado para el financiamiento mediante “bonos sustentables”, cuyos réditos son recaudados a través del pago de contribuciones de bienes raíces.
- c. Incentivar esquemas que permitan incorporar los costos asociados a proyectos de generación distribuida en tarifas especiales que entreguen comercializadores (i.e., on-bill financing). De esta manera, es el comercializador el que puede entregar el capital para realizar las inversiones necesarias y su costos y ahorros asociados se reflejarían en la tarifa mensual (modelo ESCO).
- d. Promover esquemas de financiamiento colaborativo del tipo *bonos solares*⁴⁵, desarrollado principalmente en Europa y Norteamérica, mediante los cuales proyectos comunitarios se financian a través de la inversión en bonos solares. Dichos bonos pueden también hacer uso de esquemas tipo PACE para garantizar las inversiones.

3. Expandir el acceso de consumidores a distintas opciones de generación distribuida: Los beneficios de la generación distribuida no necesariamente se reducen a instalar infraestructura. De esta manera, esquemas donde consumidores puedan obtener servicios asociados a generación distribuida como por ejemplo esquemas de uso compartido, financiamiento colaborativo, leasing, y otras medidas son relevantes para abrir las opciones a distintos tipos de consumidores a optar de manera directa o indirecta a beneficios de la generación distribuida. En esta dimensión se sugiere:

- a. Fomentar nuevos esquemas y modelos de negocios para la masificación de generación distribuida basado en servicios y esquemas colaborativos. Lo anterior a través de la

⁴⁴ Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/slsc/property-assessed-clean-energy-programs>

⁴⁵ Ver, por ejemplo: <https://www.solarbonds.ca/>.

difusión de este tipo de esquemas y el fomento del desarrollo de plataformas para dar a conocer distintos modelos de negocios.

- b. Promover esquemas del tipo Empresas de Servicios Energéticos (Energy Services Companies ESCO) para proyectos de generación distribuida los cuales han demostrado su efectividad en otros países para el surgimiento de una mayor penetración de generación distribuida. En este contexto, se considera conveniente revisar el límite de 9 MW para proyectos de generación distribuida con orientación al autoconsumo, que son el mercado objetivo del modelo ESCO, estableciendo límites asociados a la inyección neta de potencia a la red y no a la generación bruta.
- c. Generar plataformas para el desarrollo de esquemas colaborativos de proyectos distribuidos (i.e., solar gardens o community solar), lo cual desacopla la instalación de tecnologías distribuidas al propio hogar. En este tipo de esquemas es posible desarrollar proyectos distribuidos de mayor escala, aprovechando mejores ubicaciones o posibles economías de escala, y los participantes reciben créditos renovables que pueden utilizar en sus cuentas de electricidad⁴⁶. Cabe señalar que este tipo de esquemas ya es posible en Chile gracias a la modificación de la Ley de Generación Distribuida o Generación Ciudadana, a partir de la Ley 21.118, que permite la instalación de sistemas comunitarios de propiedad compartida, incrementa el límite de capacidad instalada a 300 kW, y permite el traspaso de excedentes a otros inmuebles e instalaciones del mismo propietario, entre otros perfeccionamientos. En este contexto, si bien los desafíos regulatorios parecen estar abordados apropiadamente, se debe continuar trabajando en la difusión de beneficios tanto a usuarios finales como potenciales desarrolladores e inversionistas. Adicionalmente, resultaría interesante explorar un complemento entre el esquema comunitario de propiedad conjunta, y esquemas tipo ESCO o de bonos solares donde un tercero desarrolla un proyecto de generación distribuida y su generación excedente puede ser traspasada a otros usuarios con quienes establece contratos sin involucrar propiedad de los activos, como en esquemas tipo net billing virtual⁴⁷. Sin embargo, lo anterior podría ser innecesario en caso de aprobarse el proyecto de ley de portabilidad eléctrica en conjunto con la implementación de las mejoras a las señales de precio que observan los usuarios finales, discutidas en el punto 1.

4. Fomentar la maduración de la oferta de desarrolladores, mano obra calificada, y fabricación local de insumos:

Para maximizar los beneficios económicos de la integración de recursos energéticos distribuidos es deseable contar con mano de obra altamente calificada y eficiente para el desarrollo de dichos proyectos, además de avanzar en la fabricación local de componentes de los sistemas. Una oferta más madura permitiría reducir aún más los costos de desarrollo y mejorar la confianza de los usuarios finales e inversionistas, incrementando con esto el nivel de penetración económico de la generación distribuida en las redes eléctricas y facilitando el acceso a financiamiento. Para alcanzar este objetivo, la política pública debe:

- a. Promover (o continuar promoviendo) el desarrollo de programas de capacitación de mano de obra especializada para el desarrollo de proyectos de recursos energéticos distribuidos en centros de formación técnica, y la certificación SEC para instaladores de sistemas fotovoltaicos, baterías, y otros equipos que vayan alcanzando etapas de

⁴⁶ Ver, por ejemplo: <https://mysunshare.com/how-community-solar-works/>

⁴⁷ Disponible en: <https://www.pge.com/includes/docs/pdfs/mybusiness/save/solar/VNEM-Brochure.PDF>

desarrollo comercial tales como arreglos de celda de combustible-electrolizador con almacenamiento de hidrógeno, sistemas integrados de producción local de calor y electricidad, entre otros. Cabe señalar que dichos programas de capacitación y la certificación SEC (Instalador Clase D) ya existen en Chile; sin embargo, se debe fomentar la ampliación y mejora continua de la oferta y al mismo tiempo ampliar las exigencias de certificación en la medida que nuevos recursos energéticos distribuidos alcanzan etapa comercial y nuevas formas de coordinación eficiente de dichos recursos son desarrolladas.

- b. Fomentar (o continuar el fomento) a través de instrumentos CORFO u otros el desarrollo de industria local en torno al desarrollo de insumos para el desarrollo de proyectos de generación distribuida (e.g., módulos PV, BoS), el desarrollo de proyectos piloto de microrredes urbanas y rurales con soluciones estandarizadas y empaquetables, y otros desarrollos replicables en base al uso de recursos energéticos locales. Cabe señalar que una iniciativa relevante en esta dirección es ATAMOSTEC⁴⁸, que cuenta con financiamiento CORFO; en este contexto, es de alta relevancia que los desarrollos tecnológicos producidos por iniciativas como éstas cuenten con el apoyo necesario para una transferencia tecnológica efectiva al sector productivo en Chile.
- c. Una iniciativa interesante a desarrollar para la creación de demanda e incentivo a la oferta de desarrolladores, en línea con la iniciativa de techos solares públicos del MEN, es la exigencia gradual para organismos públicos (e.g., organismos del gobierno central y regionales, hospitales, escuelas, cárceles, policías y fuerzas armadas) de instalar generación distribuida en sus edificios.

5. Establecer mejores prácticas para la conexión de proyectos: Con el objetivo de simplificar el proceso de conexión de nuevos proyectos de generación distribuida de menor tamaño, y reducir la incertidumbre de proyectos de mayor tamaño sobre el proceso de conexión a la red, fomentar la implementación de las siguientes medidas:

- a. Establecer un procedimiento de tramitación rápida y aplicación simplificada de proyectos de menor tamaño con impactos despreciables en la red de distribución. El umbral de capacidad para proyectos de impacto despreciable debe ser definido mediante un análisis o estudio específico de capacidad de alojamiento de las redes de distribución que considere distintos escenarios de velocidad de penetración de generación distribuida.
- b. Solicitar la publicación y actualización regular por parte de las empresas distribuidoras de mapas de calor de alimentadores que ilustren la capacidad disponible para generación distribuida en sus redes (*hosting capacity*). La frecuencia de actualización de mapas de calor dependerá de la rapidez con que los alimentadores vean reducida su holgura por nuevas instalaciones. Preliminarmente, se estima que los mapas de calor deben actualizarse cada 6 meses, además de indicar la capacidad total en proyectos con solicitud de conexión en trámite.
- c. Habilitar procesos de solicitud de conexión de generación distribuida por lotes, de manera de aprovechar sinergias de conexión y reducción de costos asociados para múltiples proyectos en una misma zona del sistema. Para evitar el mal uso del

⁴⁸ <http://www.atamostec.cl/sitio/>

procedimiento de solicitud de conexión por parte de usuarios sin intención real de conectarse, se sugiere establecer la prohibición de traspasar el cupo de conexión obtenido.

- d. Establecer procesos de revisión de solicitudes con múltiples etapas de chequeo rápido, y no un sólo proceso de mayor duración, y al mismo tiempo habilitar un sistema de seguimiento en línea del estado de las aplicaciones para una mejor auditabilidad.

6. Fomentar el conocimiento de la tecnología: Con el objetivo de superar barreras tales como falta de información, escepticismo sobre los beneficios de la generación distribuida, o dificultad para elegir proveedor y tecnología específica, se deben implementar campañas de información de la población a partir de:

- a. Fomentar el desarrollo de campañas publicitarias por medios de comunicación, en alianza con la industria de generación distribuida, que den a conocer los beneficios de la generación distribuida, entregue costos referenciales competitivos, explique las diferencias de calidad, eficiencia y prestaciones entre distintos sistemas, y compare retornos de inversión con otras alternativas usuales de ahorro e inversión.
- b. Desarrollar proyectos de generación distribuida en edificios del Estado con alto potencial, y documentar en videos su desarrollo para publicación en redes.

7. Permitir aumentos de capacidad del sistema de subtransmisión en función de nueva capacidad de generación distribuida: Actualmente, los aumentos de capacidad de la red de transmisión zonal, en particular de las subestaciones primarias que actúan como punto de acople entre los sistemas de transmisión y distribución, se pueden justificar solamente por crecimientos de las demandas eléctricas. Esto significa que la generación distribuida puede aprovechar la capacidad disponible en transmisión zonal, construida para abastecer la demanda de la zona, pero en ningún caso puede justificar aumentos de capacidad para evacuar excesos de generación renovable. Esto, evidentemente, limita una expansión eficiente de soluciones basadas en generación distribuida. A la luz de lo anterior, se propone poder justificar nueva inversión en capacidad de transmisión zonal para evacuar excesos de generación distribuida. Para eso, se debiera utilizar un modelo de minimización de costo que permita realizar un análisis que compare los costos y beneficios asociados a la nueva inversión de red. Así, las obras recomendadas deberían ser aquellas que formen parte de la solución de mínimo costo, i.e. que demuestre tener mayores beneficios que costos. Esto también requerirá un cambio en los mecanismos de remuneración de la red, permitiendo a la generación distribuida contribuir en los peajes que ayudarán a viabilizar nuevas inversiones.

7.2. Recomendaciones Sobre el Modelamiento de Generación Distribuida en la PELP

Las adaptaciones a modelo NewEn planning tendientes a modelar el impacto sistémico del desarrollo de la generación distribuida en los sistemas eléctricos han mostrado su efectividad al considerar el balance entre generación distribuida, generación de gran escala, transmisión y almacenamiento, para distintos escenarios en el SEN. Más aún, los resultados obtenidos para el caso base muestran una integración masiva de recursos energéticos distribuidos a futuro, con cerca del 40% de la nueva generación en el sistema entre los años 2020 y 2040 proveniente de proyectos de generación distribuida. Lo anterior, es muestra de la relevancia de considerar endógenamente en los modelos de expansión las decisiones de inversión en generación distribuida, ya que tienen un impacto significativo en el desarrollo de nueva transmisión y generación de gran escala.

Luego, en función del anterior, se recomienda la adopción de un modelo simplificado de redes de transmisión zonal, redes de distribución AT, y redes de distribución BT en el contexto de la PELP, similar al utilizado en este estudio. En específico, el primer paso del modelamiento de recursos energéticos distribuidos es la división de cada barra de demanda agregada considerada en la PELP en 3 barras, a las que se conectan la demanda en distribución de alta tensión (AT), la generación distribuida no residencial, los sistemas de almacenamiento en AT, la demanda en distribución en baja tensión (BT), la generación distribuida residencial, y el almacenamiento distribuido, tal y como se presenta en la figura a continuación.

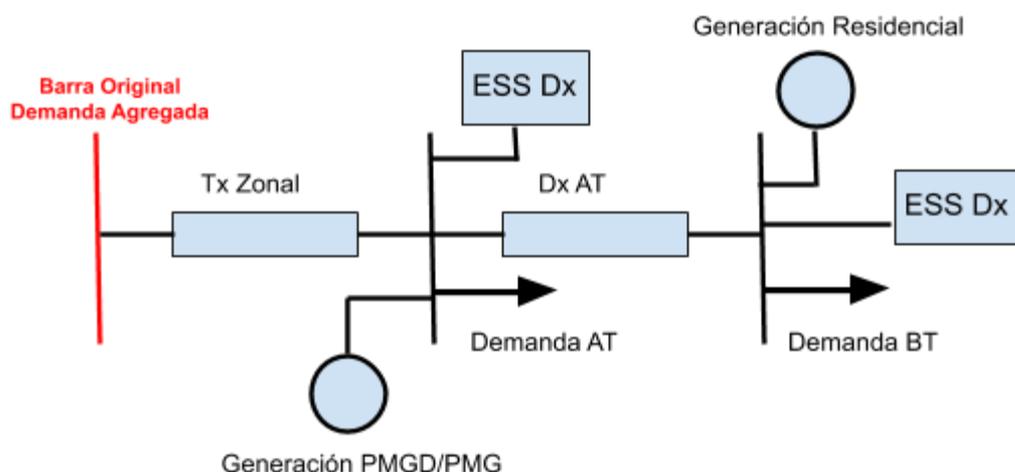


Figura 7.1. Recomendación de Modelamiento de Recursos Energéticos Distribuidos en la PELP.

La demanda de energía originalmente asociada a la barra de demanda agregada debe dividirse entre la demanda no residencial de distribución en AT, asociada comúnmente a locales comerciales, industrias y otros clientes libres del sistema; y la demanda de distribución en BT, comúnmente de carácter residencial y regulada. De cualquier forma, se recomienda el análisis específico de división de cargas en cada barra de manera de reflejar de la mejor forma los requerimientos de transmisión por cada tramo.

De acuerdo al modelo propuesto, con el objetivo de abastecer la demanda local en BT, la generación distribuida residencial y el almacenamiento distribuido no incurren en costos de red ya que están

ubicados en el mismo nodo. Este supuesto sin duda tiene limitaciones debido a que mayores niveles de penetración de generación distribuida en redes de BT podría gatillar inversiones adicionales de red. Para limitar el error asociado a este supuesto, se puede estimar el costo en refuerzos de red BT para distintos niveles de penetración de recursos energéticos distribuidos en BT, partiendo por un primer nivel que no requiere refuerzo alguno, el que es estimado en este estudio como el 30% de la demanda máxima en BT. Niveles mayores de penetración en BT pueden incluir un sobrecosto (price adder) asociado a los costos de refuerzo estimados por unidad de potencia instalada, los que deben ser estimados con ayuda de las empresas distribuidoras con ocasión del desarrollo de la PELP.

La generación distribuida PMGD/PMG y energía almacenada en sistemas de almacenamiento en AT debe ser transportada a través de la red de distribución AT para servir la demanda en BT, mientras que la generación a gran escala ubicada en la barra de demanda agregada original debe incurrir en costos de transmisión zonal y distribución AT para abastecer la demanda en BT. Para internalizar dichos fenómenos, los costos asociados a la decisión de inversión en corredores de transmisión entre el gran sistema de transmisión, los sistemas de distribución de AT y BT, se deben determinar los siguientes parámetros:

- **Costo de Transmisión Zonal (Tx Zonal):** Estimación de costos medios de transmisión zonal en USD/MW para cada uno de los nodos de la representación reducida del SEN en la PELP. Dichos costos pueden ser estimados mediante métodos de regresión de costos de líneas y transformadores a partir de costos de inversión en decretos 23T y 6T, como se realiza en el estudio.
- **Costo de Distribución en Alta Tensión (Dx AT):** Estimación de costos medios de redes de distribución AT en cada nodo de demanda agregada de la representación reducida del SEN en la PELP, en USD/MW. Dichos costos pueden ser obtenidos a partir del promedio ponderado por demanda del último cálculo de VAD de las empresas de distribución asociadas a cada nodo de la representación reducida del SEN, en USD/MW en AT, como se realiza en este estudio.

Finalmente, con el objetivo de reflejar los distintos costos de conexión en los que deben incurrir proyectos PMGD/PMG, dependiendo de las holguras de los alimentadores a los que se conectan y de la distancia a la subestación primaria, se recomienda la definición de 4 niveles de desarrollo (i.e., niveles de penetración) para cada una de las tecnologías definidas (i.e., generación solar fotovoltaica, generación eólica, hidráulica mini hidro y RoR), diferenciadas de acuerdo a sus costos de conexión, los que son incorporados directamente en sus costos de inversión por unidad de capacidad instalada como un price adder. Así, la máxima capacidad disponible para instalación de generación distribuida de las barras de AT, para cada tecnología, se divide en 4 segmentos de nivel de penetración incremental como porcentaje de la máxima capacidad disponible para instalación (e.g., 10%, 10%, 10%, y 70%), cada uno de los cuales considera costos progresivos de conexión. Los distintos niveles de costos de conexión, que dan origen a los llamados price adders, en USD/MW de capacidad instalada, pueden ser obtenidos en base a información provista por desarrolladores en años previos. Cabe señalar que este modelamiento requiere estimar el potencial de conexión de cada tecnología de generación PMGD/PMG, en cada barra AT del sistema, y sus respectivos price adders por nivel de penetración. Alternativamente, el modelo puede limitar la instalación de proyectos PMGD/PMG en cada barra AT hasta los niveles en que se estime que la información de costos con la que se cuenta es representativa.

Para revisar los supuesto específicos y fuentes de información considerada para el análisis de este estudio, más allá de la descripción general entregada en esta sección, se refiere al lector a la sección 4.4 de este informe.

8. Conclusiones

En este documento se presentan los resultados del Estudio de Evaluación de la Industria de Generación Distribuida como Motor de Empleo y Desarrollo Económico Eficiente y Sustentable en Chile Post COVID-19, desarrollado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) para el Ministerio de Energía.

De manera general, el estudio muestra el potencial e impacto en diversas dimensiones de la generación distribuida en Chile. Lo anterior se consigue a partir de un análisis de expansión centralizado utilizando modelos de expansión que consideran la instalación de elementos distribuidos del SEN como variables de decisión. Los resultados muestran que el sistema eléctrico nacional (SEN) podría integrar de manera eficiente altos niveles de generación y almacenamiento distribuido. En específico, el escenario base del estudio entrega niveles óptimos de penetración de generación distribuida muy elevados, equivalente a cerca del 40% de la nueva capacidad de generación instalada en el horizonte de evaluación (2020-2040) por el modelo de expansión NewEn, que en términos brutos corresponde a cerca de 6.22 GW de capacidad instalada; 1.12 GW en distribución BT, y 5.1 GW en distribución AT. Adicionalmente, los resultados del caso base muestran una capacidad instalada de almacenamiento de 4 horas de 11.92 GW al año 2040, de los cuales 0.96 GW se encuentran en redes de distribución BT, y 2.7 GW en redes de distribución AT. De los resultados se desprende que las tecnologías distribuidas ya son una alternativa eficiente de expansión de capacidad del SEN respecto a soluciones centralizadas, aún sin considerar posibles externalidades positivas no capturadas por el modelo de expansión centralizado, como pueden ser la creación local de empleos o la posibilidad de acceder a mejores niveles de confiabilidad en redes de distribución.

El estudio también cuantifica algunos impactos no capturados por el modelo de expansión, particularmente a nivel de empleos, donde también se aprecia un impacto positivo de soluciones distribuidas. En particular, el escenario base produce 96,257 empleos-año directos en etapa de construcción al año 2040, y 231,103 empleos-año totales. Lo anterior corresponde a cerca del 99.8% de los empleos totales generados con un forzamiento del 100% de la capacidad de alojamiento en BT, y un 116% de los empleos totales generados en un escenario sin desarrollo de generación distribuida en AT o BT (i.e., expansión en base sólo a generación a gran escala). Adicionalmente, si se considera un escenario en que la totalidad de los paneles y balance of system son fabricados en Chile, la cifra de empleos-año totales podría subir en cerca de 12,150 empleos-año. En términos absolutos, la expansión económicamente óptima en base a una combinación de recursos a gran escala y recursos distribuidos produce cerca de 32,600 empleos-año más que la expansión sólo en base a generación a gran escala, siendo 15,400 de éstos empleos directos.

Un análisis de naturaleza más cualitativa realizado en el estudio muestra que, en su escenario base, la instalación de recursos energéticos distribuidos en BT tendría el potencial de suministrar demanda flexible por hasta un 3% de la demanda diaria de energía en BT, sumado a demanda ininterrumpible por hasta un 4.4% de la demanda máxima en BT. Los porcentajes anteriores suben a 5.1% y 6.1%, respectivamente, en el escenario en que se fuerza la instalación de generación distribuida en BT al 100% de la capacidad de alojamiento de dichas redes. Si bien el escenario forzado tiene un costo en torno a 5 MM USD superior al escenario base, se estima que los ahorros asociados a costos de falla evitados podría estar en torno a los \$13.3 MM USD/año, si se utiliza un costo de falla de \$13 USD/kWh.

Lo anterior, sumado a todos los aspectos de naturaleza cualitativa en términos de generación de industria local, adaptabilidad a cambios tecnológicos, independencia de combustibles y otras dimensiones donde la generación distribuida genera valor privado y social justifican plenamente el rol activo del Estado a través de la generación de condiciones en términos de regulaciones, diseño de mercado o esquemas de incentivos para el desarrollo y fomento de la integración de elementos distribuidos de energía.

En función de lo anterior, el estudio sugiere una serie de medidas de política pública para favorecer el desarrollo de la industria de recursos energéticos distribuidos, eliminando barreras de implementación, y corrigiendo señales económicas que permitan su desarrollo a niveles eficientes sistémicamente. Esto último es cada vez más relevante en vista del nuevo rol activo que irán tomando los usuarios finales, que se verá reflejado en la toma de decisiones cada vez más descentralizada tanto en términos de las inversiones como de la operación. En este sentido, el estudio reconoce una serie de modificaciones recientes y/o en trámite en la regulación chilena que avanzan en la dirección correcta, e identifica algunas brechas persistentes como oportunidades de mejora. En términos generales, las recomendaciones se pueden agrupar en las siguientes grandes categorías: (i) Establecer señales de precios que reflejen adecuadamente los costos, (ii) expandir acceso a opciones de financiamiento, (iii) expandir el acceso de consumidores a distintas opciones de generación distribuida, (iv) fomentar la maduración de la oferta de desarrolladores, mano obra calificada, y fabricación local de insumos, (v) establecer mejores prácticas para la conexión de proyectos, y (vi) fomentar el conocimiento de la tecnología. Finalmente, también se realizan recomendaciones sobre el modelamiento de generación distribuida en la PELP, tendientes a replicar el modelamiento desarrollado para este estudio.

A continuación, para una rápida referencia, se describe brevemente el contenido de cada una de las secciones del informe que presentan el análisis y resultados detallados que sustentan sus conclusiones. La sección 3 del documento describe la evolución futura esperada para los sistemas de energía y el rol potencial de los recursos energéticos distribuidos. Luego, presenta una metodología general basada en la experiencia internacional sobre metodologías de evaluación multidimensional del impacto de la generación distribuida en dimensiones económicas, sociales y ambientales.

En la sección 4 se describen las herramientas y metodología de detalle para la cuantificación de impactos de la generación distribuida en el sistema eléctrico nacional, y se presentan los resultados de su aplicación. Los resultados muestran que los supuestos asociados al escenario base de análisis producen resultados de integración de generación distribuida y almacenamiento en distribución bastante elevados, alcanzando cerca del 40% de la nueva capacidad de generación instalada en el horizonte 2020-2040, y sugiriendo que su integración masiva al sistema en los próximos años se dará por decisión comercial de privados, adicionalmente, se muestran los resultados de un gran número de sensibilidades.

La sección 5 presenta la metodología y herramientas de análisis de impactos en el empleo, y los resultados específicos de su aplicación al caso chileno utilizando los resultados obtenidos por la herramienta de evaluación de impactos en el sistema eléctrico. De los resultados se puede observar que el desarrollo del sistema en base a una combinación de generación distribuida y generación a gran escala podría generar hasta un 16% más de empleos-año en etapas de construcción comparado con la expansión sólo en base a generación a gran escala.

La sección 6 del informe presenta un análisis cualitativo de externalidades positivas no fácilmente monetizables que produce el desarrollo de generación distribuida en Chile, donde se destaca el aporte que ésta podría tener en el desarrollo de nuevos modelos de negocio en distribución, la concientización acerca del uso eficiente de la energía en los consumidores, y un mayor nivel de resiliencia de las redes de distribución. Finalmente, la sección 7 ofrece una discusión y recomendaciones de política pública para favorecer el desarrollo eficiente del sistema con participación de generación distribuida, además de recomendaciones para la inclusión de la generación distribuida en los análisis realizados en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

Referencias

(CNE, 2017) Comisión Nacional de Energía (2017). Informe de Costos de Tecnologías de Generación.

(CNE, 2019) Comisión Nacional de Energía (2019). Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Informe-Preliminar-de-Previsi%C3%B3n-de-Demanda-2019-2039.pdf>

(EIA, 2016) U.S. Energy Information Administration (EIA). Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. US Dep. Energy, (April):1–201, 2016.

(Hansen et al., 2013) Hansen, L., Lacy, V., & Glick, D. (2013). A review of solar PV benefit & cost studies. Rocky Mountain Institute.

(Hayward et al., 2018) Hayward J Foster J. Story O. Graham, P.W. and L. Havas. Gen Cost 2018. Australia, 2018.

(Hepburn & Farmer, 2020) Hepburn, C. and Farmer, J. D., “Less precision, more truth: uncertainty in climate economics and macroprudential policy.” In Handbook on the Economics of Climate Change, 420-438. Eds Graciela Chichilnisky and Armon Rezai, Edward Elgar Publishing, 2020.

(Hua & Baldick, 2016) Hua, B., & Baldick, R. (2016). A convex primal formulation for convex hull pricing. IEEE Transactions on Power Systems, 32(5), 3814-3823.

(IFC, 2013) International Finance Corporation (2013). IFC Jobs Study: Assessing Private Sector Contributions to Job Creation and Poverty Reduction.

(INE, 2020) INE (Instituto Nacional de Estadísticas). 2020. Base de datos INE.Stat. Disponible en: <https://stat.ine.cl/Index.aspx?lang=es&SubSessionId=78e0518e-d028-4bf8-8d80-444b7277907c>

(Jenniches, 2018) Jenniches, S. (2018). Assessing the regional economic impacts of renewable energy sources - A literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 93, 2018, Pages 35-51. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118303447>

(Kay & King, 2020) Kay, J. y King, M., "Radical Uncertainty: Decision-making beyond the numbers" W.W. Norton & Company, 2020.

(Keyser et al., 2016) Keyser, D., Flores-Espino, F., Uriarte, C., & Cox, S. (2016). Guía del Usuario para el Modelo Internacional de Impacto en Trabajos y Desarrollo Económico (No. NREL/TP-6A20-67224). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/67224.pdf>

(Kupers & Wilkinson, 2013) Wilkinson, A., y Kupers, R., “Living in the Futures,” Harvard Business Review, 2013. Disponible en <https://hbr.org/2013/05/living-in-the-futures>

(Kupers, 2014) Kupers, R., "Complexity and the Art of Public Policy," Princeton University Press, 2014.

(Kupers, 2020) Kupers, R., "A Climate Policy Revolution," Harvard University Press, 2020.

(Llera et al., 2013) Llera, E., Scarpellini, S., Aranda, A., & Zabalza, I. (2013). Forecasting job creation from renewable energy deployment through a value-chain approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 262-271. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113000099>

(Mainar et al., 2018) Mainar Causapé, A., Ferrari, E. and McDonald, S., Social Accounting Matrices: basic aspects and main steps for estimation, EUR 29297 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-89846-4 (online), 978-92-76-11215-0 (print), doi:10.2760/010600 (online), 10.2760/72765 (print), JRC112075.

(Maluenda et al., 2018) Maluenda, B., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D. E., & Lorca, Á. (2018). Expansion planning under uncertainty for hydrothermal systems with variable resources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 103, 644-651.

(MEN, 2014) Ministerio de Energía (2014). Energías Renovables en Chile el Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico De Arica A Chiloé. Disponible en: <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/510>

(Mena et al., 2019) Mena, R., Escobar, R., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., & Olivares, D. (2019). The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study. *Applied Energy*, 235, 258-283.

(OCDE, 2020) OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico). 2020. Base de datos STAN SStructural ANalysis. Disponible en: https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=STANI4_2020

(OCM-Lab, 2020) Laboratorio de Optimización, Control y Mercados de Energía (OCM-Lab) (2020). Advanced Operational and Planning Tools for Energy Systems with a Massive Adoption of Solar Power.

(Pérez-Arriaga & Knittle, 2016) Pérez-Arriaga, I., & Knittle, C. (2016). Utility of the future: An MIT energy initiative response to an industry in transition. MIT Energy Initiative.

(Schroder et al., 2013) A. Schroder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, and C. Von Hirschhausen. Current and prospective costs of electricity generation until 2050. Technical report, Data Documentation, DIW, 2013.

(Verástegui et al., 2019) Verástegui, F., Villalobos, C., Lobos, N., Lorca, A., Negrete-Pincetic, M., & Olivares, D. (2019). An optimization-based analysis of decarbonization pathways and flexibility requirements in the Chilean electric power system. *ISES SWC*, 2019, 1-12.

(Verástegui et al., 2020) Verástegui, F., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., & Olivares, D. (2020). Firewood heat electrification impacts in the Chilean power system. *Energy Policy*, 144, 111702.

(Viteri, 2019) Viteri, A. (2019). Impacto económico y laboral del retiro y/o reconversión de unidades a carbón en Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/Informe_Final_BID_con_resumen_ejecutivo_y_anexos.pdf

(Woolf et al., 2014) Woolf, T., Whited, M., Malone, E., Vitolo, T., & Hornby, R. (2014). Benefit-cost analysis for distributed energy resources. Advanced Energy Economy Institute, Cambridge.

(Zinaman et al., 2018) Zinaman, Owen, Aznar, Alexandra Y., Flores-Espino, Francisco, & Garza, Alejandro Tovar. (2018). The Status and Outlook of Distributed Generation Public Policy in Mexico. United States. doi:10.2172/1439275.

Anexos

Anexo A

Tabla A1. Costos de inversión de tecnologías candidatas en millones de dólares por MW.

Tecnología	Costos de Inversión
Almacenamiento (4 horas)	1.16
Solar (Tracker 2 ejes)	1.04
Solar (HTSAT)	1.04
Solar (Fijo Inclinado)	1.49
Eólico	1.74
Hydro-RoR	4.10
Mini hidro	3.25
OCGT	0.80 - 0.88 ⁴⁹
CCGT	1.14 - 1.26 ⁵⁰
CSP	4.25 - 7.34 ⁵¹
ICE	0.91

Tabla A2. Costos de inversión adicional por tramo de instalación en miles de dólares por MW.

Tramo	Área Típica	Costo de Inversión
T1	-	0.0
T2	-	12.8
T3	-	75.0
T4	A	123.7
	B	123.7
	C	255.3
	D	255.0
	E	360.5
	F	325.5

⁴⁹ Los costos de desarrollo, en millones de dólares por MW, varían en función del tamaño de la central desarrollada, 0.80 (300 MW), 0.82 (200 MW) y 0.88 (100 MW).

⁵⁰ Los costos de desarrollo, en millones de dólares por MW, varían en función del tamaño de la central desarrollada, 1.14 (400 MW), 1.17 (300 MW) y 1.26 (250 MW).

⁵¹ Los costos de desarrollo varían en función de las características de la central desarrollada (e.g., capacidad de generación: 90, 100 y 150, y horas de almacenamiento: 3, 7, 9, 10, 13 y 17).

Tabla A3. Costos de Transmisión Zonal y de Distribución en Alta Tensión en dólares por MW-año (anualidad).

Zona de Carga	Costo de Transmisión Zonal (Transmisión Bulk - AT)	Costo de Distribución en Alta Tensión (Transmisión AT - BT)
Lagunas	156,750	-
Crucero/Encuentro	156,750	-
Mejillones	156,750	-
Laberinto/Zaldivar	156,750	-
Diego de Almagro	541,577	-
Cardones	541,577	-
Maitencillo	541,577	-
Pan de Azucar	541,577	471,920
Los Vilos	541,577	-
Nogales	601,054	1,687,560
Quillota	601,054	498,579
Polpaico	461,490	224,849
Alto Jahuel	461,490	350,847
Melipilla/Rapel	601,054	786,517
Itahue	984,380	1,281,072
Ancoa	984,380	1,970,769
Hualpen	984,380	471,920
Charrua	984,380	1,978,819
Temuco	984,380	1,861,339
Puerto Montt	863,770	1,061,142