



INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE ANTECEDENTES 2021

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Proyectando **juntos** el **futuro energético** de Chile



Diciembre 2021



Informe de Actualización de Antecedentes 2021

Planificación Energética de Largo Plazo 2018 – 2022*

En este documento se presenta la actualización 2021 de las proyecciones energéticas asociadas al proceso de planificación energética de largo plazo vigente, periodo 2018 – 2022, conforme a lo establecido en el inciso segundo del artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Se enmarca en el proceso quinquenal PELP 2018-2022 y representa un insumo relevante para el Plan de Expansión de la Transmisión 2021 que realiza la Comisión Nacional de Energía.

Las principales actualizaciones consideradas en esta versión respecto al IAA 2020, contemplan:

- a. Actualización de las trayectorias de retiro de carbón, conforme a los últimos anuncios efectuados por las empresas propietarias durante el año 2021.
- b. Nueva fecha tentativa de puesta en servicio del Proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, para octubre de 2029.
- c. Consideración de algunos proyectos renovables adjudicatarios de terrenos fiscales en licitaciones realizadas por el Ministerio de Bienes Nacionales.
- d. Incorporación del concepto de escasez hídrica mediante el uso de hidrologías más secas en todo el periodo de análisis, considerando los nocivos efectos proyectados producto del cambio climático**.
- e. Actualización de costos de inversión de baterías para soluciones de 1, 2 y 4 horas de almacenamiento.

(*) Aprobada en Decreto Núm. 92 exento, publicado el 10 de abril de 2018

(**) https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/meteodata-2020_analisis_de_disponibilidad_de_recursos_renovables.zip

Índice

- 1. Escenarios energéticos**
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos operacionales de la red

Escenarios energéticos de largo plazo | PELP 2018 – 2022

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos (*) (Intensidad de retiro de centrales a carbón)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	Libre (Baja)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	+ Costo (Media)	+ Costo (Media)
2. Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4. Costos de externalidades ambientales (**)	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

En la tabla se presentan los cinco escenarios energéticos de largo plazo vigentes, contruidos y definidos en el marco del proceso de planificación energética de largo plazo periodo 2018 – 2022.

Se incorporan en los escenarios los compromisos del país en materia de energía y cambio climático:

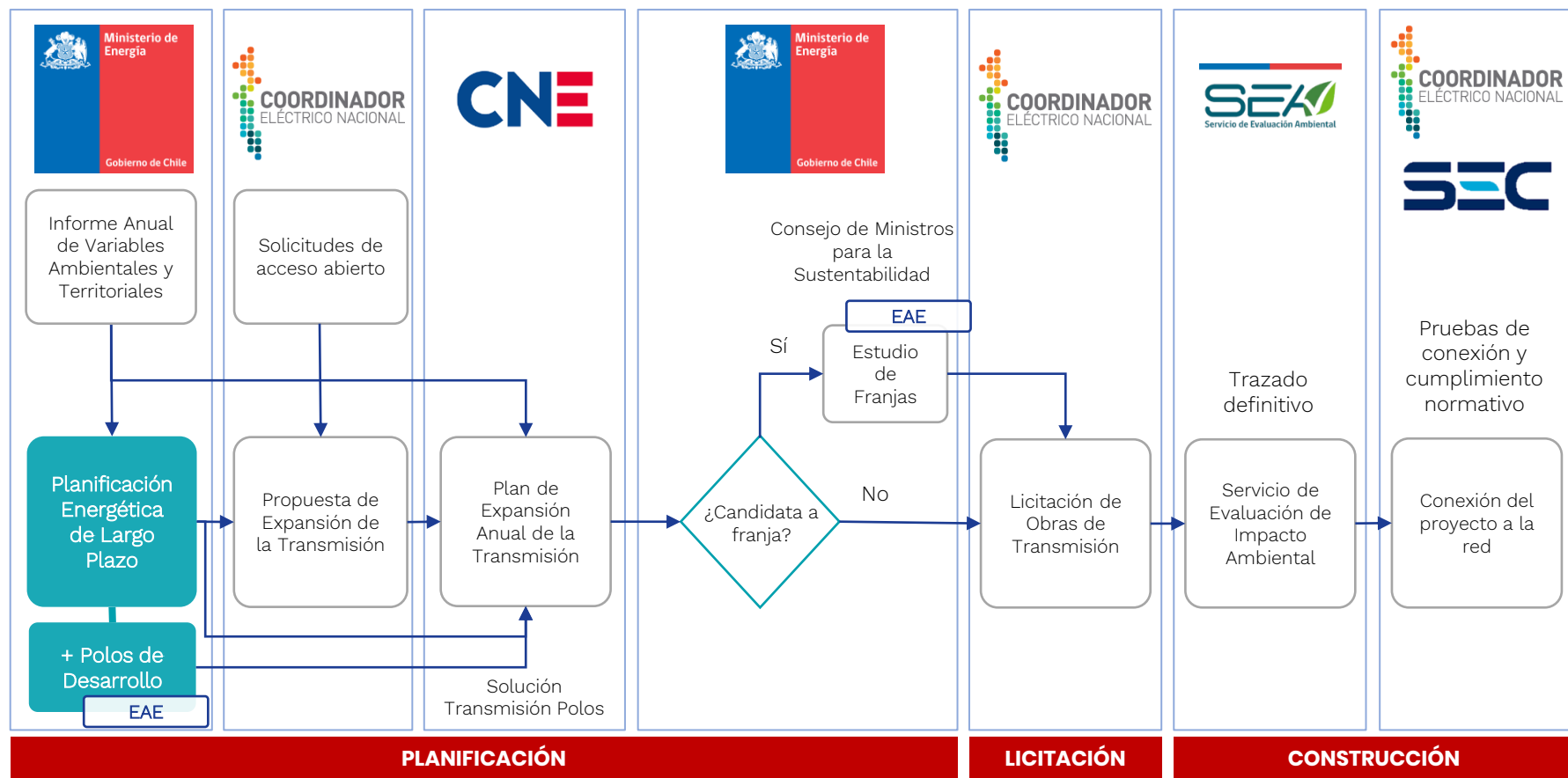
1. Plan de retiro de centrales a carbón antes del año 2040.
2. Carbono neutralidad antes del año 2050 en los escenario B y E.

Más información de los escenarios en pelp.minenergia.cl

(*) ++Costo, +Costo y Libre representan sobrecostos altos, bajos y nulos a proyectos de generación en algunas zonas del sur del país, así como intensidad de retiro de carbón: alta, media y baja, respectivamente.

(**) Actual y +Alto representan un nivel de impuesto al CO2 fijo de 5 USD/Ton y con un crecimiento lineal entre los años 2030 y 2050 que alcance los 32,5 USD/Ton al final del periodo, respectivamente.

Proceso de expansión de la transmisión eléctrica



Principales hitos de la planificación energética



1er proceso quinquenal

PELP 2018-2022

Se lleva a cabo con una participación ciudadana que contó con 262 inscritos, entre personas naturales y jurídicas, de distintos lugares del país.

Se proponen cinco escenarios energéticos de largo plazo que orientan el desarrollo del sistema eléctrico y al sector en general. En la oportunidad, no se identificaron polos de desarrollo.

Actualización PELP 2019

Se actualizan las proyecciones energéticas, considerando los escenarios energéticos de largo plazo vigentes.

Los cambios principales fueron: análisis de optimización conjunta entre generación y transmisión eléctrica, incorporación de retiro de centrales a carbón, actualización de costos de inversión y precios de combustibles e incorporación de mínimo técnico en centrales de carbón.

2do proceso quinquenal

PELP 2023-2027

Se emite Informe Preliminar que recoge el trabajo participativo respecto a la definición de tres nuevos escenarios y sus respectivas proyecciones energéticas. Se definen dos provincias como candidatas a polos de desarrollo.

Polos de Desarrollo

Inicio del proceso en provincias de Tocopilla y Antofagasta, Región de Antofagasta.

Actualización PELP 2021

En el marco del proceso PELP 2018-2022. Considera últimos anuncios en el retiro de centrales a carbón y fecha tentativa de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre.

2016

2017

Publicación Ley 20.936

Modificó Ley General de Servicios Eléctricos.

Establece el proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo en un horizonte de al menos 30 años.

El proceso debe incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética, considerando la identificación de polos de desarrollo, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas ambientales y eficiencia energética, entre otros.

2018

Primer decreto PELP

Se decretan los escenarios energéticos de largo plazo para el periodo 2018 – 2022.

Los escenarios energéticos corresponden a las rutas alternativas de futuro energético desarrolladas por el Ministerio de Energía.

2019

2020

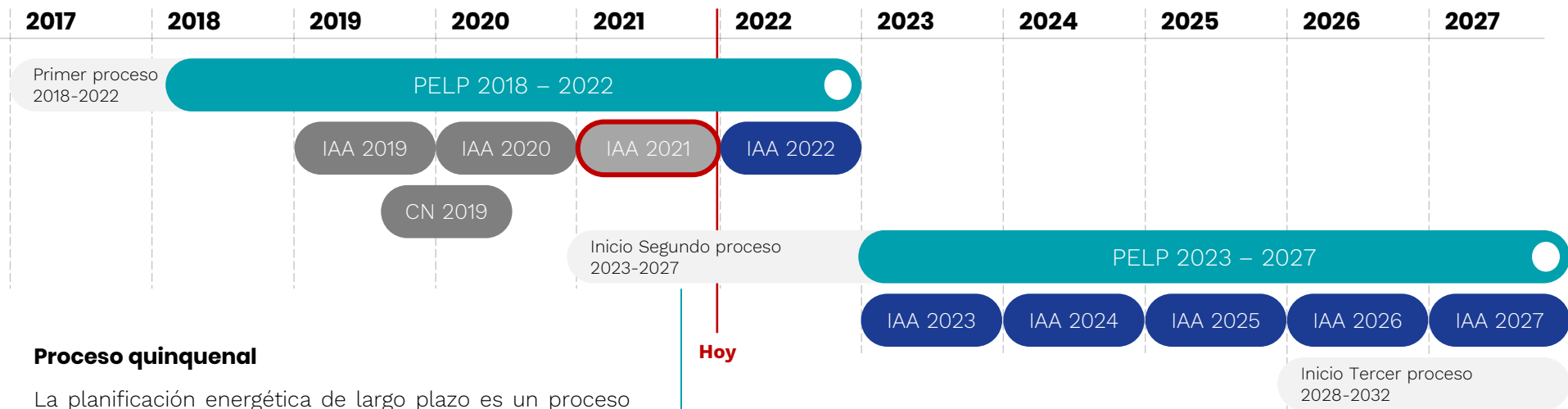
Actualización PELP 2020

Se actualizan las proyecciones energéticas, considerando los escenarios energéticos de largo plazo vigentes.

Los cambios principales fueron: actualización de trayectorias de retiro de carbón, incorporación de meta de carbono neutralidad, mejora en la representación del sistema de transmisión y mejora en la modelación de centrales térmicas.

2021

Desarrollo de la planificación energética de largo plazo



Proceso quinquenal

La planificación energética de largo plazo es un proceso que se realiza cada 5 años pero que se prepara y desarrolla de forma continua, con el objeto de definir escenarios energéticos de largo plazo, identificar polos de desarrollo y proyectar el futuro energético del país.

Actualizaciones anuales

Anualmente se desarrollan actualizaciones de las proyecciones energéticas para los escenarios vigentes.

Hoy

Diciembre 2020

Inicio del segundo proceso PELP 2023-2027. Se debe iniciar al menos 24 meses antes del vencimiento de la PELP vigente 2018-2022 (Art. 84° de LGSE).

Septiembre 2021

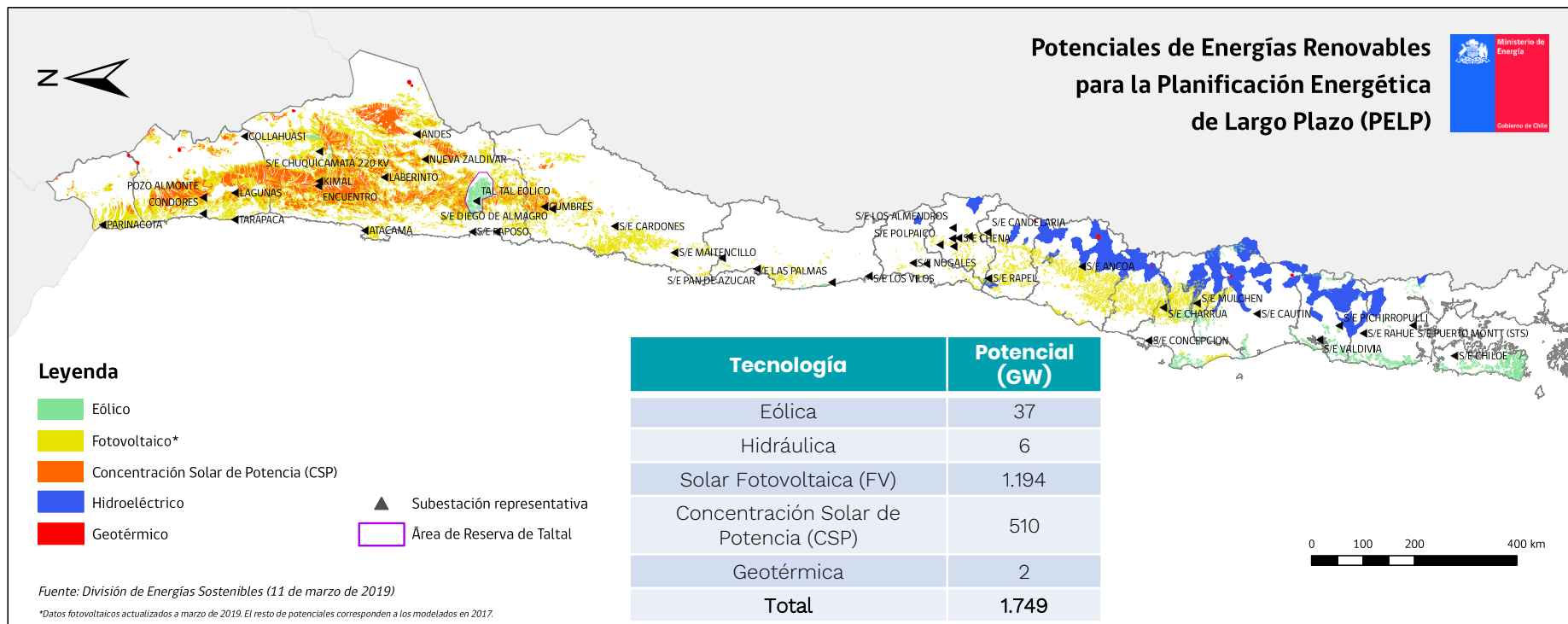
Informe Preliminar (Art. 84° de LGSE):

1. Tres nuevos escenarios energéticos de largo plazo.
2. Identificación de polos de desarrollo de generación eléctrica en las provincias de Tocopilla y Antofagasta.
3. Proyecciones de demanda y oferta energética por cada escenario para un horizonte de, al menos, 30 años.

Índice

1. Escenarios energéticos
- 2. Contexto energético**
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos operacionales de la red

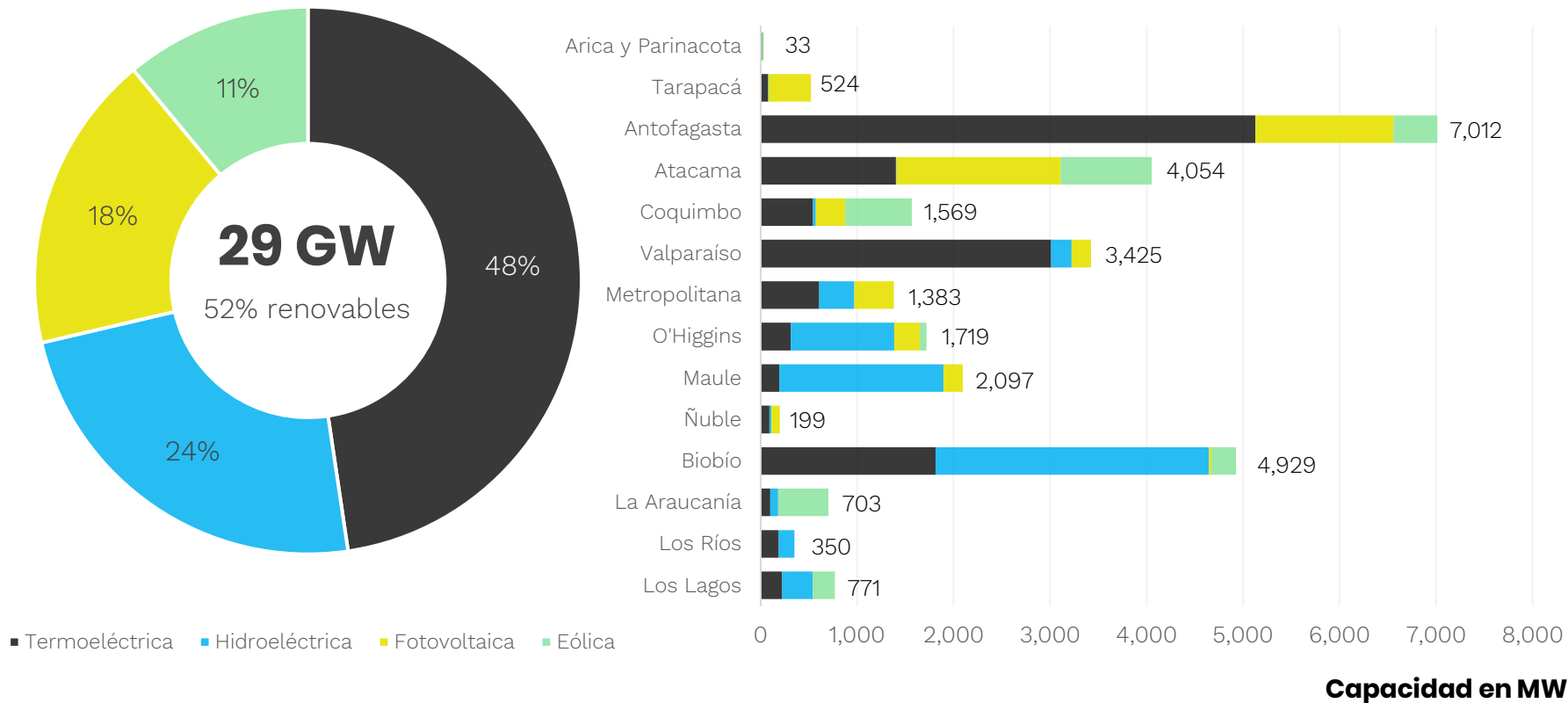
Potencial renovable en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Chile posee un enorme potencial de energías renovables en su territorio, con una capacidad total que alcanza al menos **70 veces** la capacidad eléctrica actual del Sistema Eléctrico Nacional. Estos potenciales internalizan aspectos ambientales y territoriales a tener en cuenta, y la planificación energética orienta un desarrollo eficiente de proyectos renovables y la transmisión requerida para ello.

(*) Este potencial ha sido actualizado en el marco del proceso quinquenal PELP 2023-2027 que se está llevando a cabo. Más información en pelp.minenergia.cl

Capacidad instalada actual en el Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: CNE. Capacidad instalada de generación. noviembre 2021.

Índice

1. Escenarios energéticos
2. Contexto energético
- 3. Principales actualizaciones**
4. Proyecciones energéticas
5. Desafíos operacionales de la red

Escasez hídrica y condición hidrológica seca

Condiciones hidrológicas extremas

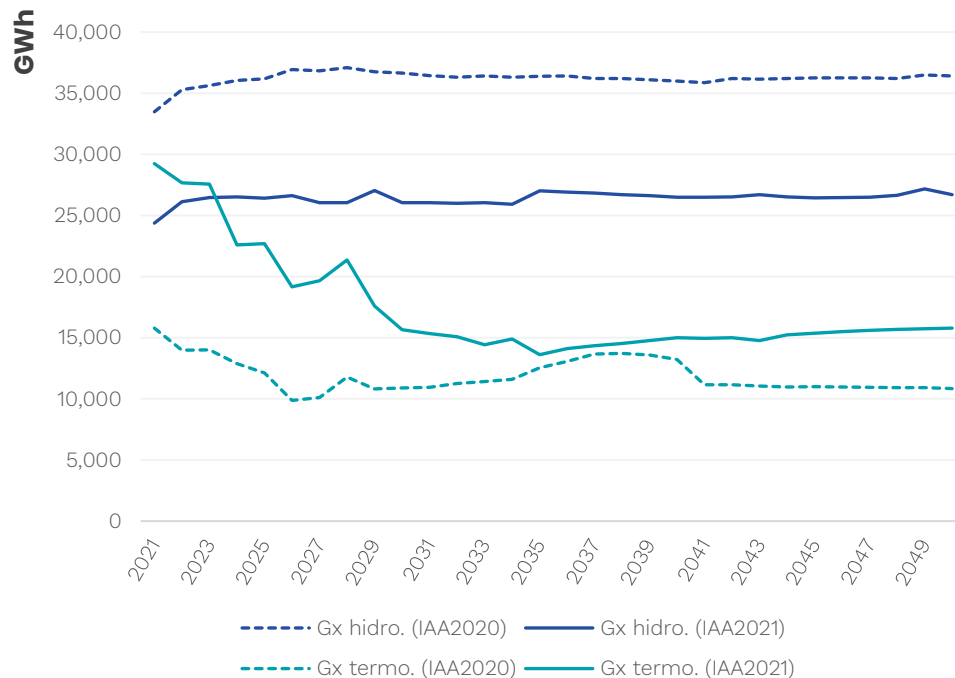
La tendencia cada vez más evidente de condiciones climáticas adversas, que afectan tanto a nivel mundial como a nuestro país en particular, tienen incidencia en la operación y expansión del sistema eléctrico.

En esta versión, se consideró una reducción aproximada de 15% del afluente hídrico que afecta por igual a las tres condiciones hidrológicas modeladas (seca, media y húmeda). Con ello, se busca representar el aporte real que tuvieron estas centrales el año 2020, y proyectar dicha condición de manera sostenida en el tiempo.

En el futuro, se integrarán afluentes que consideren las proyecciones respecto al impacto del cambio climático, así como la afectación que podrían tener los perfiles eólicos y solares por este concepto.

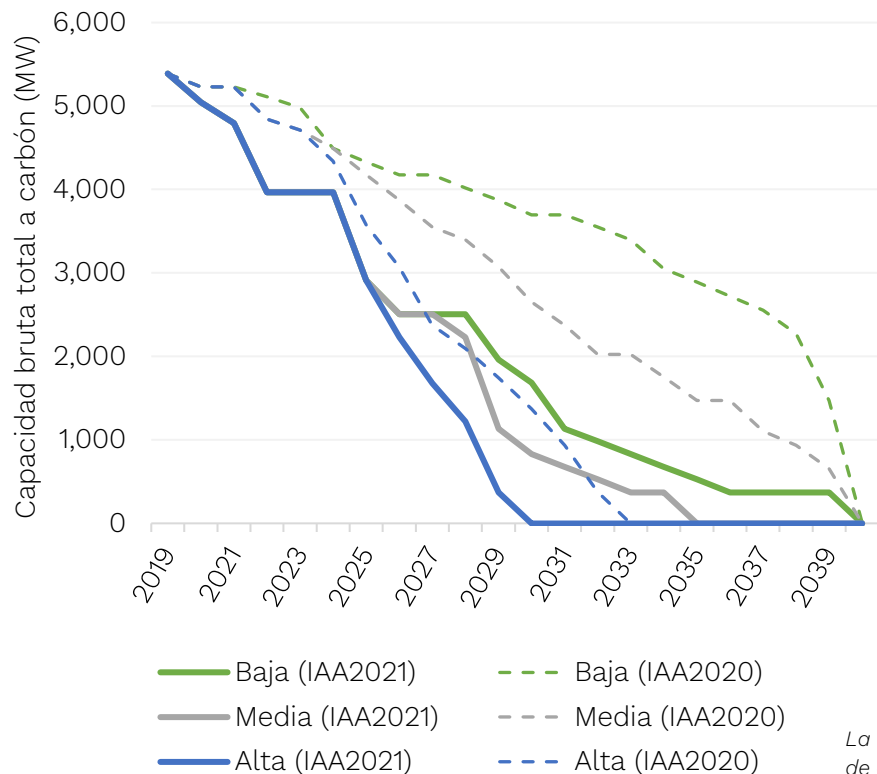
Aporte de generación hidroeléctrica y termoeléctrica Comparación IAA 2020 e IAA 2021

Condición hidrológica media



Trayectorias de retiro de centrales a carbón

Intensidad de retiro de centrales a carbón modelada



El retiro progresivo de carbón permite la inserción de más energías renovables y un futuro energético limpio

El retiro total del carbón permitirá tener una producción de energía eléctrica más limpia, lo que habilitará el camino hacia la carbono neutralidad. También trae grandes desafíos, parte de los cuales se analizan en este IAA 2021:

1. **Incorporar más energías renovables al sistema eléctrico.** A la fecha, el 52% de la capacidad instalada del SEN son energías renovables, sin embargo, es crucial seguir promoviendo nuevas inversiones en energías limpias, tanto a gran escala como a nivel distribuido.
2. **Desarrollar un sistema de transmisión robusto.** La infraestructura eléctrica debe permitir conectar con altos niveles de confiabilidad a las fuentes renovables con los consumos energéticos que la sociedad requiere, incluyendo tecnologías que permitan hacer mejor uso de la capacidad en redes existentes.
3. **Tener un sistema eléctrico flexible con operación moderna.** Una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico, con una correcta provisión de fortaleza de red, inercia y reservas que garanticen una operación segura y moderna, es fundamental en la transición energética.

La figura muestra las curvas de retiro de centrales a carbón consideradas en esta actualización: una de ellas al 2040, una al 2035 y otra al 2030. Se comparan con aquellas consideradas en el IAA 2020.

Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre

Puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre

Uno de los proyectos de transmisión más relevante hoy por hoy en el sistema de transmisión del SEN es aquel que unirá las regiones de Antofagasta y Metropolitana, para conectar la energía renovable proveniente del Desierto de Atacama con el centro y sur del país. Originalmente, la puesta en servicio estaba planificada para diciembre de 2028, pero dada la tramitación y los aspectos administrativos aún por cerrar, se ha considerado para los análisis futuros de planificación, un inicio de operación cercano a octubre de 2029.

Consorcio Yallique presenta mejor oferta para construir proyecto de transmisión Kimal-Lo Aguirre

Kimal-Lo Aguirre consiste en una línea de transmisión HVDC de 1.500 kilómetros, entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana.

Sofía Aravena 6 DIC 2021 11:08 AM Tiempo de lectura: 2 minutos



Fuente: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/consorcio-yallique-presenta-mejor-oferta-para-construir-proyecto-de-transmision-kimal-lo-aguirre/DD34VB7CO5BFLKE77IGI34LGNE/>

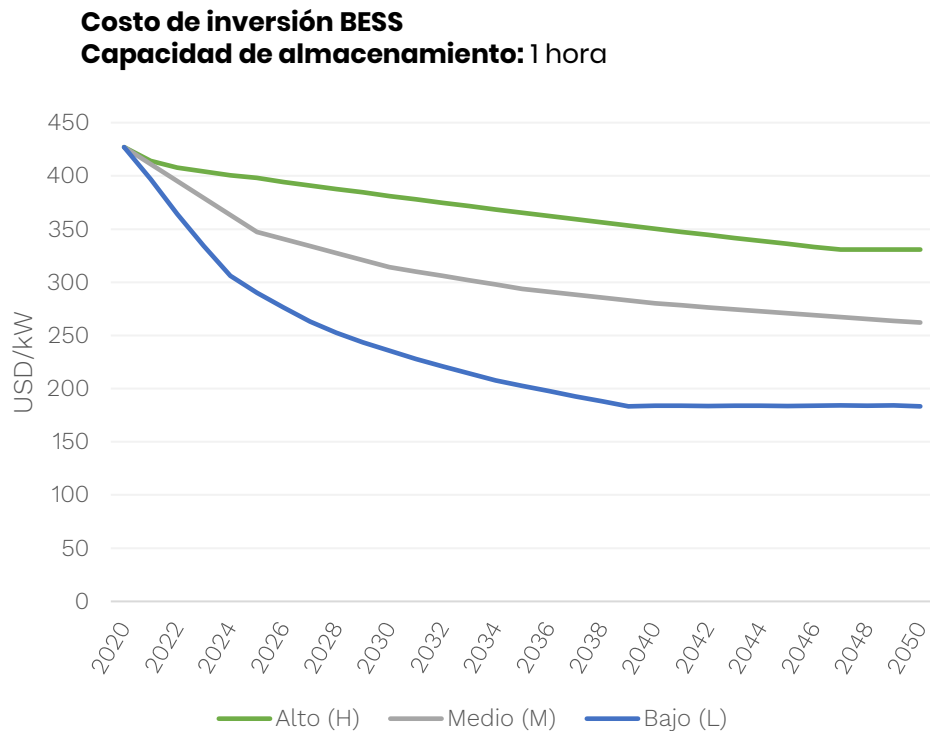
Almacenamiento para transmisión eléctrica

Avances tecnológicos en las soluciones de almacenamiento de energía

La creciente demanda mundial por soluciones de almacenamiento de energía eléctrica para hacer frente a la entrada masiva de energías renovables, se ha traducido en una progresiva reducción de sus costos.

En esta actualización, se utilizan las proyecciones más recientes de Bloomberg para actualizar los costos de inversión de las baterías modeladas, como opción para transmisión y/o para movimiento de energía, comúnmente denominado como arbitraje.

Las proyecciones dan cuenta de el rol protagonista que tendrá el almacenamiento en el sistema eléctrico para evitar vertimientos de energías renovables, hacer un uso más eficiente de la transmisión y permitir una mayor capacidad de la infraestructura de transmisión existente manteniendo la seguridad de la red.



Licitación de terrenos fiscales

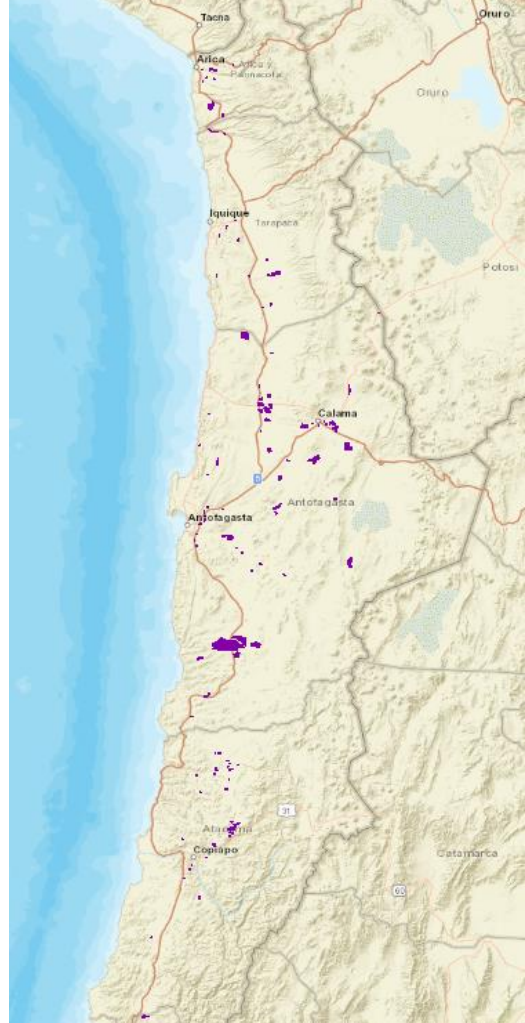
Licitaciones de terrenos de Bienes Nacionales

En los últimos años, el Ministerio de Bienes Nacionales ha licitado una importante cantidad de terrenos fiscales –principalmente en la zona norte del país– con el objetivo de incentivar inversiones asociadas al desarrollo de proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables.

La información da cuenta de un total cercano a 15.000 MW de capacidad asociada a proyectos solares fotovoltaicos y 5.000 MW a proyectos eólicos, a ser construidos en los terrenos licitados.

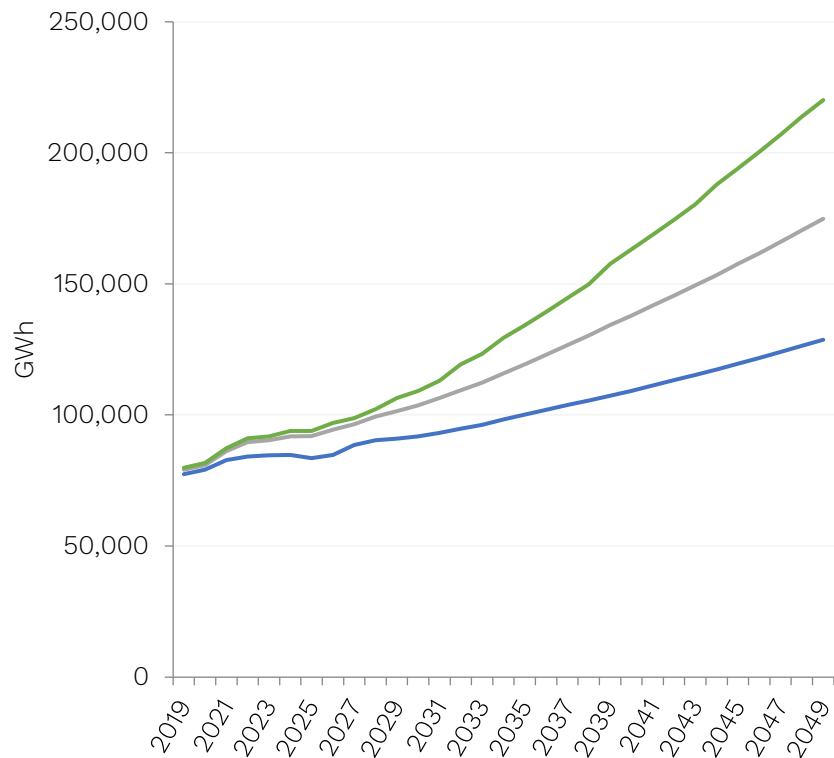
Con el objeto de incorporar dicha información en las proyecciones, se consideró a firme cerca de 5.000 MW de dichos proyectos, seleccionados en base a una heurística que considera eficiencia y oferta requerida por el sistema. Éstos son:

Comuna	Año de entrada	Tipo	Capacidad instalada (MW)
Antofagasta	2021	Solar fotovoltaico	72
Arica	2021	Solar fotovoltaico	98
Arica	2023	Solar fotovoltaico	26
Calama	2022	Solar fotovoltaico	65
Calama	2027	Eólico	120
Copiapó	2022	Solar fotovoltaico	101
Copiapó	2023	Solar fotovoltaico	50
Diego de Almagro	2024	Solar fotovoltaico	77
Huara	2023	Solar fotovoltaico	45
María Elena	2022	Solar fotovoltaico	518
María Elena	2024	Solar fotovoltaico	854
Pica	2023	Solar fotovoltaico	120
Pozo Almonte	2022	Solar fotovoltaico	152
Pozo Almonte	2023	Solar fotovoltaico	93
Taltal	2024	Eólico	980
Taltal	2024	Solar fotovoltaico	56
Taltal	2026	Eólico	633
Taltal	2027	Eólico	561
Tocopilla	2021	Solar fotovoltaico	114

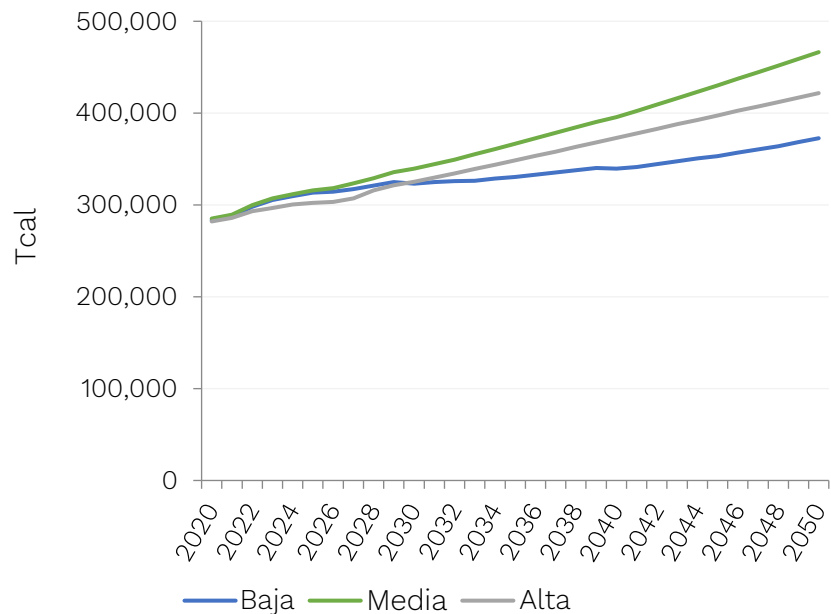


Proyección de demanda energética y eléctrica

Demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional



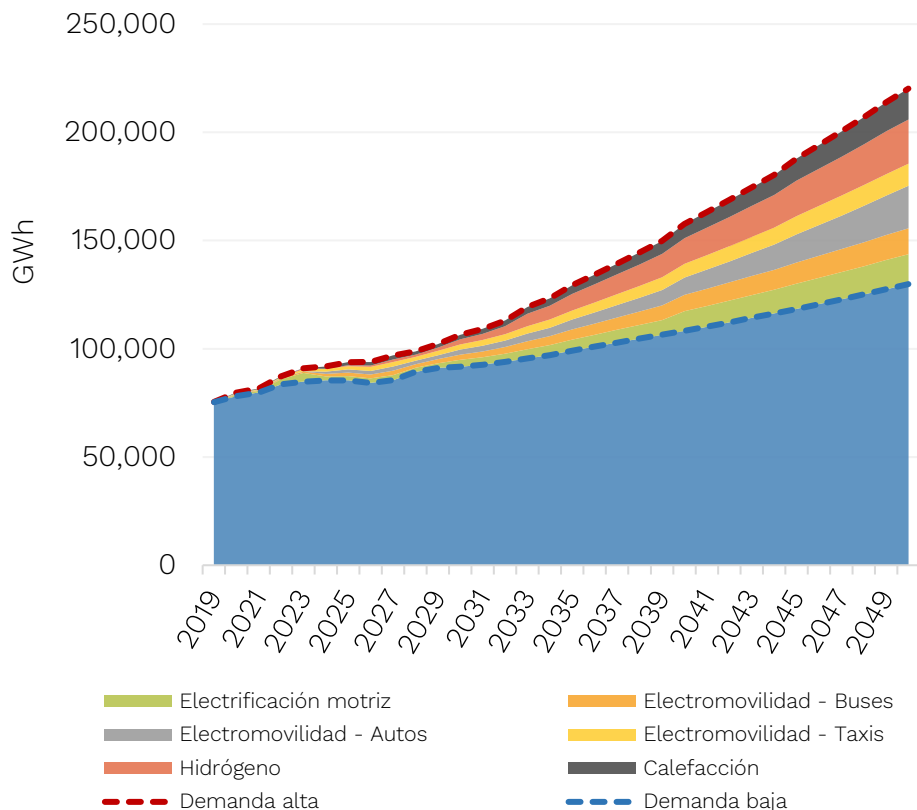
Demanda energética total



En este análisis, la demanda eléctrica alta se construye considerando medidas de mitigación que permiten alcanzar la carbono neutralidad y limpiar la matriz energética en general. Ello, además, permitirá un consumo energético más eficiente, que junto a medidas de eficiencia energética permitirán un menor consumo energético resultante, en definitiva, se propone una energía mejor utilizada y renovable.

Medidas de electrificación y su efecto en la demanda eléctrica

Demanda energética total



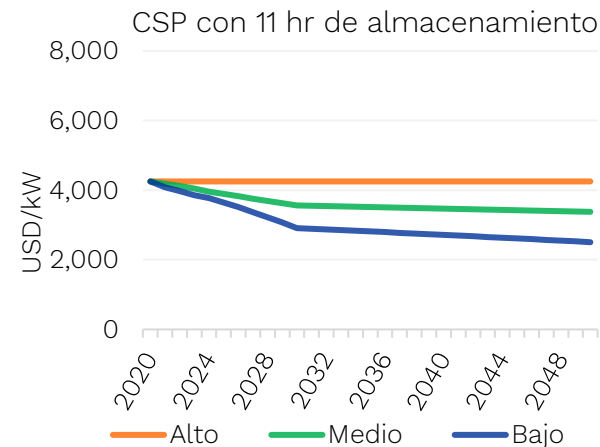
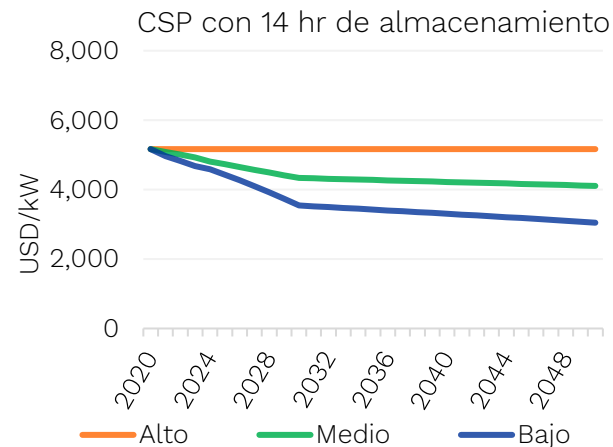
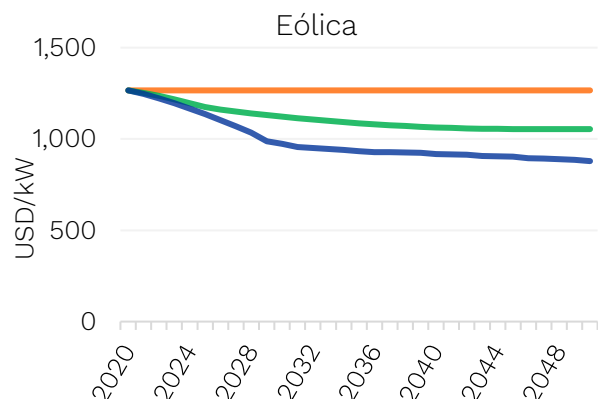
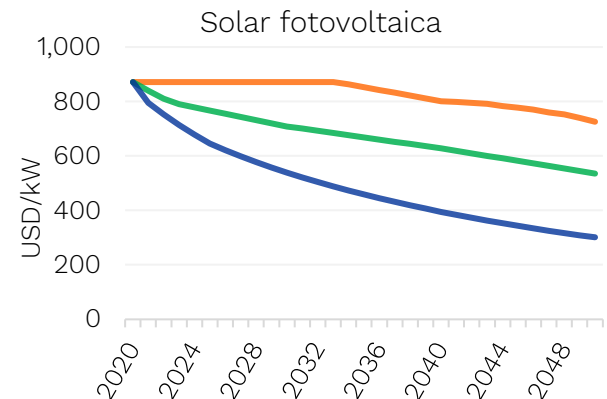
Más soluciones renovables para los distintos usos energéticos de la sociedad

Más de un 80% de las medidas para alcanzar la carbono neutralidad pasan por electrificar consumos energéticos actualmente provistos por fuentes fósiles, toda vez que el sector eléctrico se vaya limpiando con el retiro de centrales a carbón.

En la figura se presenta a modo referencial, el importante impacto que tienen cuatro medidas de electrificación sobre la demanda eléctrica (pudiendo incrementar en más de 35% el consumo eléctrico al 2050):

1. Electrificación motriz directa en industria y minería.
2. Electromovilidad en buses, taxis y autos particulares.
 - a) transporte de carga,
 - b) usos motrices en industria y minería,
 - c) Inyección en gasoductos.
3. Producción de hidrógeno verde (electrificación indirecta):
4. Climatización eléctrica

Costos de inversión de tecnologías de generación

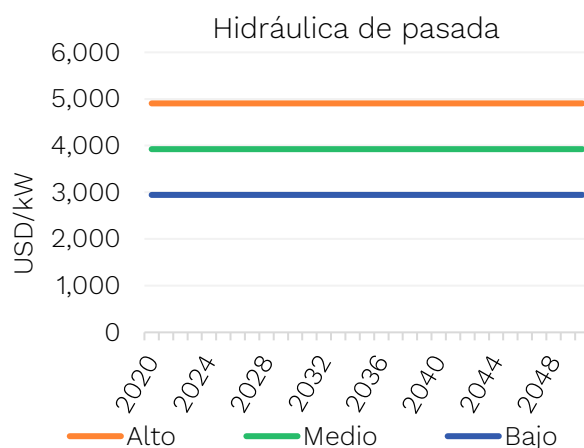
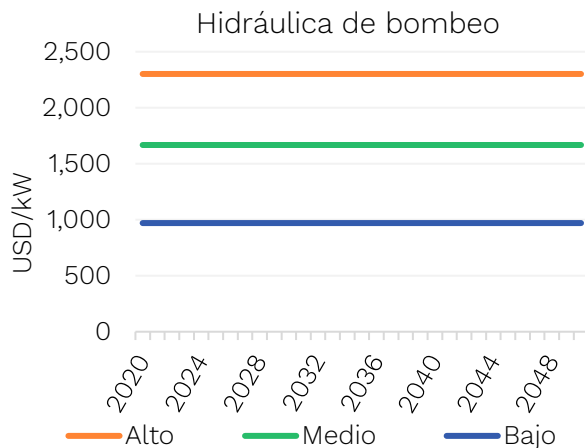
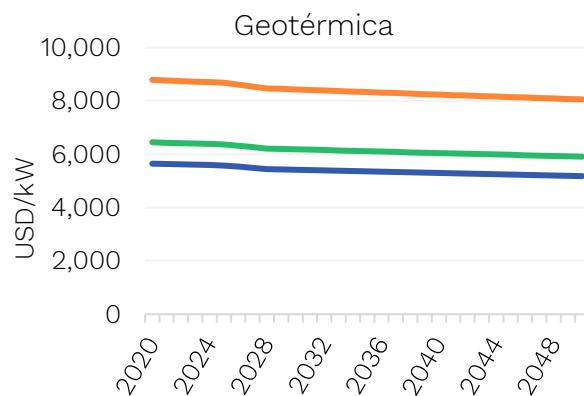
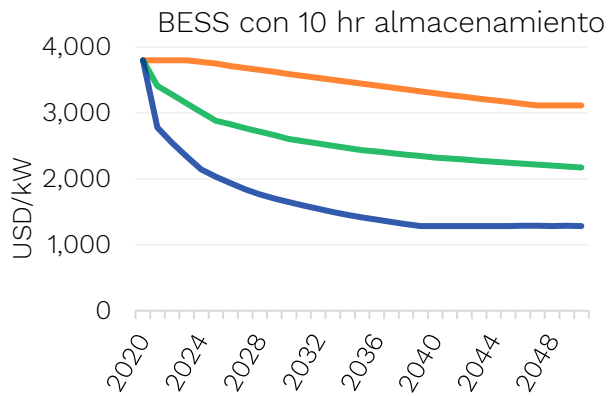


Referencias

Para la construcción de las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica se consideran distintas fuentes de información:

- Costos al 2020 para definir punto de partida: Informe de Costos de Tecnologías de Generación, versión marzo 2020, publicado por la Comisión Nacional de Energía en la web: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/06/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- Proyecciones al largo plazo:
 - o Bloomberg New Energy Finance
 - o National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy.
- Proyecciones de tecnología geotérmica: Mesa de Geotermia. <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>

Costos de inversión de tecnologías de generación



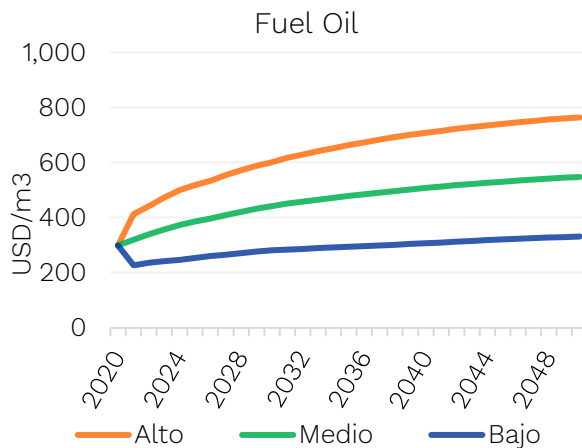
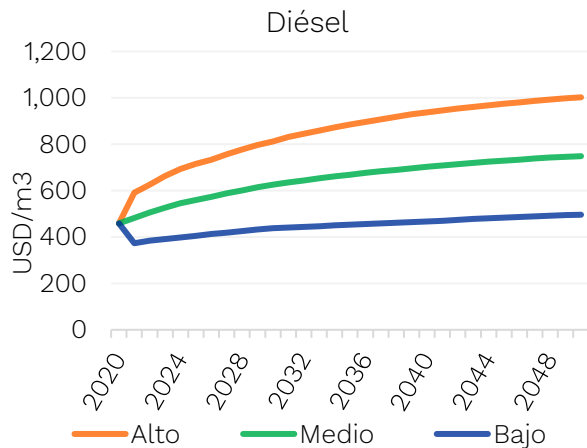
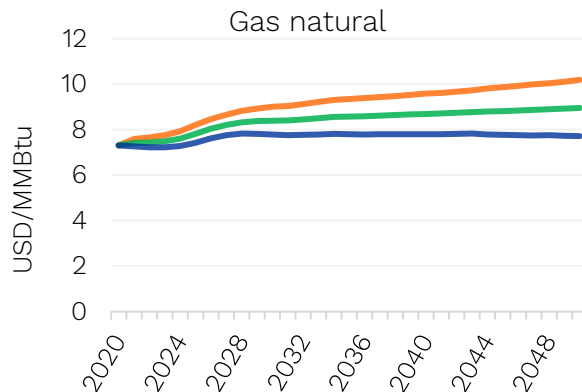
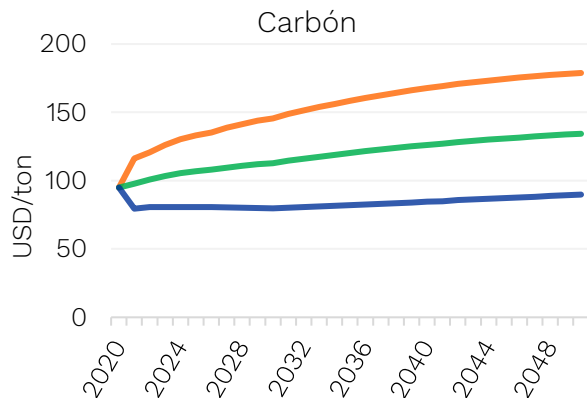
Referencias

Para la construcción de las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación eléctrica se consideran distintas fuentes de información:

- Costos al 2020 para definir punto de partida: Informe de Costos de Tecnologías de Generación, versión marzo 2020, publicado por la Comisión Nacional de Energía en la web: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/06/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- Proyecciones al largo plazo:
 - o Bloomberg New Energy Finance
 - o National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy.
- Proyecciones de tecnología geotérmica: Mesa de Geotermia.

<http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>

Precios de combustibles fósiles



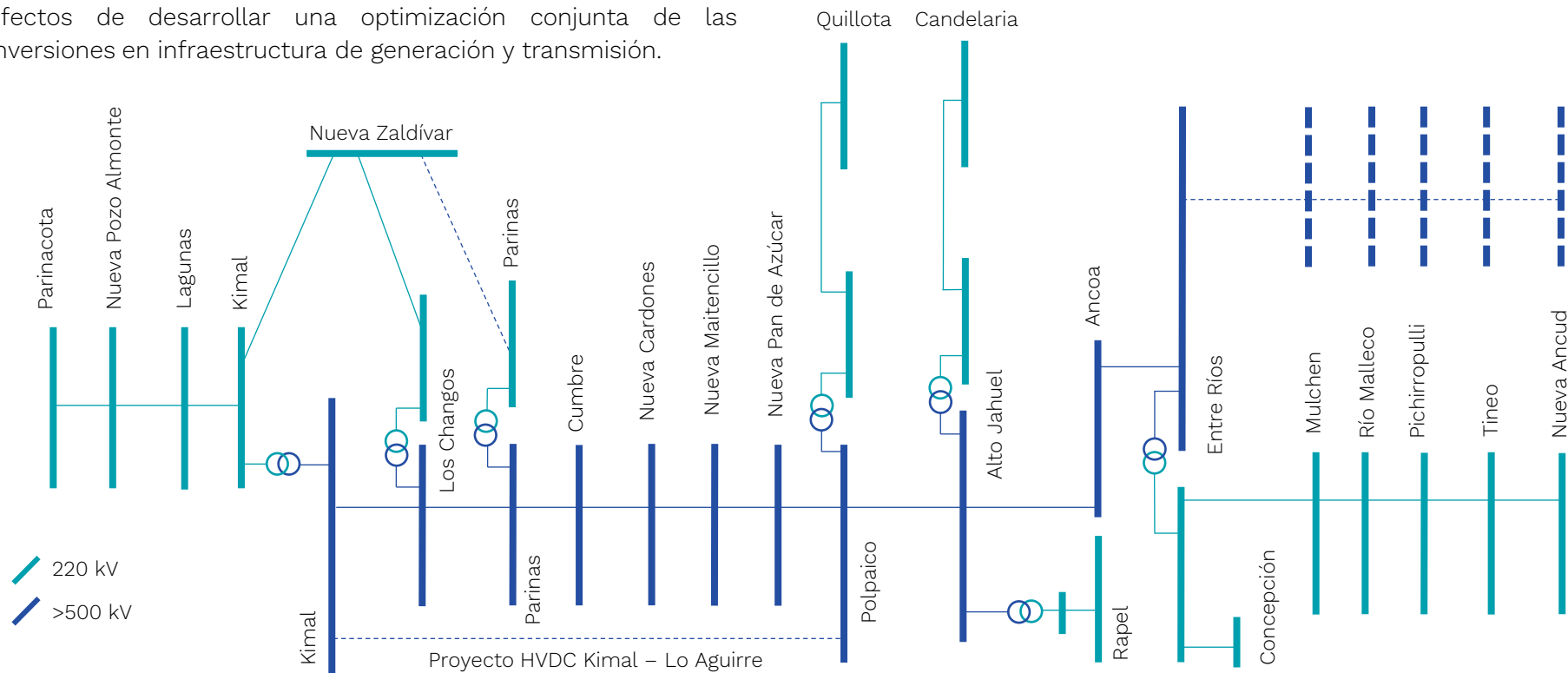
Referencias

Los precios de combustibles y sus respectivas proyecciones se obtienen del Annual Energy Outlook 2020 (AEO 2020), del U.S. Energy Information Administration (EIA).

<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

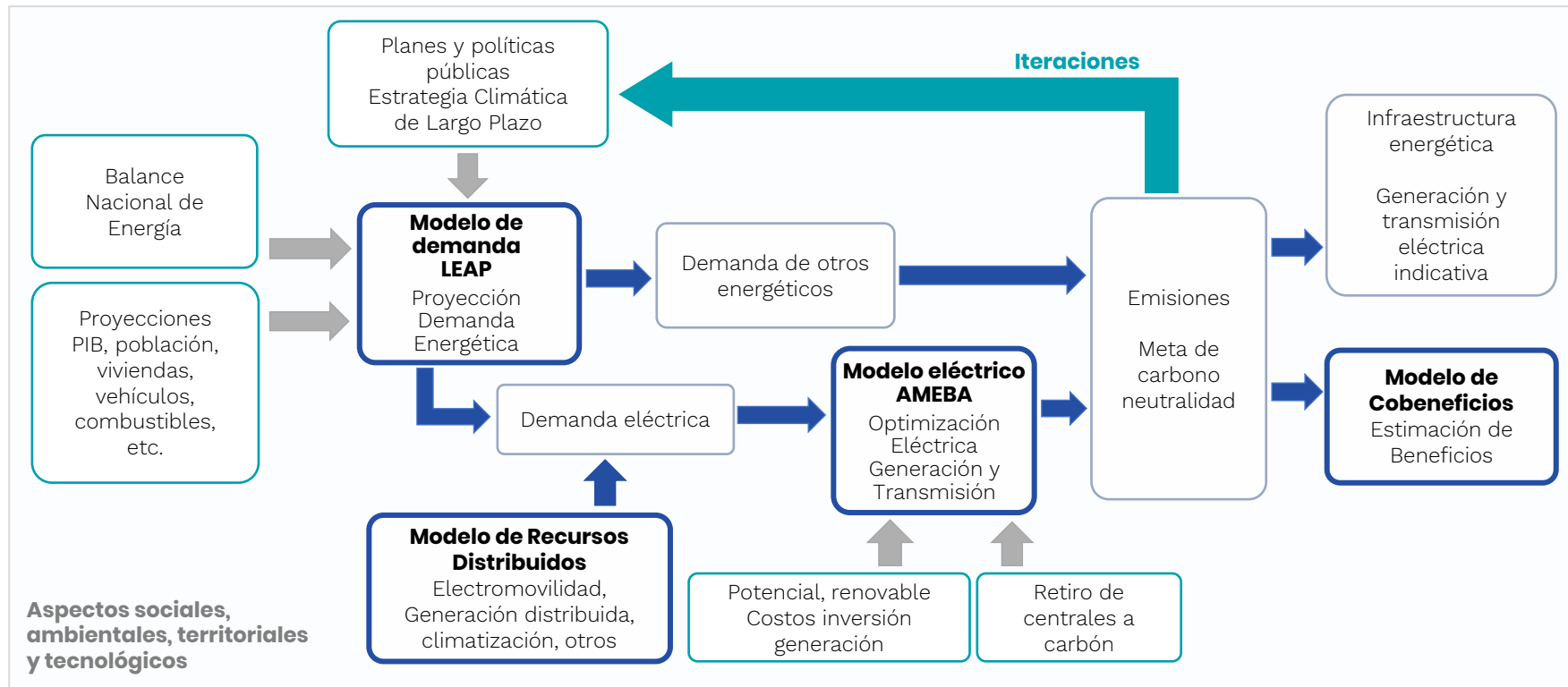
Transmisión eléctrica modelada

Red estructural simplificada de transmisión utilizada para efectos de desarrollar una optimización conjunta de las inversiones en infraestructura de generación y transmisión.



(*) Por cada tramo de transmisión, se modela la capacidad N-1 equivalente.

Relación metodológica de los modelos de proyección



Más información sobre los modelos de planificación utilizados:

LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning <https://leap.sei.org/>

AMEBA: <http://www.ameba.cloud/>

Índice

1. Escenarios energéticos
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
- 4. Proyecciones energéticas**
5. Desafíos operacionales de la red

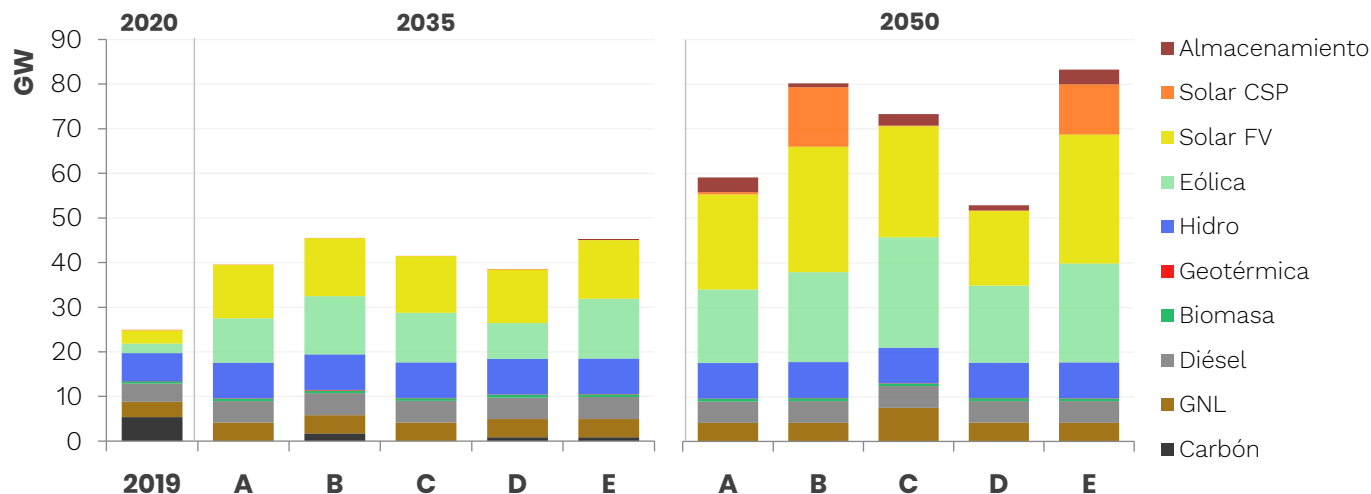
Evolución de la capacidad instalada por escenario

En las figuras se presenta la evolución proyectada de la capacidad instalada del parque generador eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, para cada uno de los cinco escenarios energéticos.

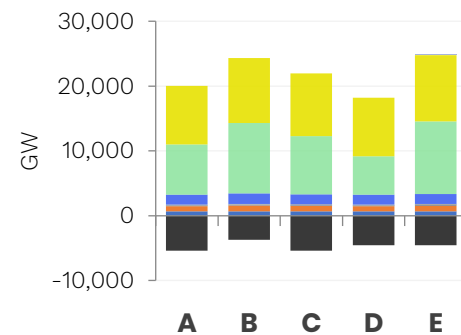
La primera mitad del periodo, destaca una fuerte inversión solar y eólica, el retiro de gran parte del parque generador a carbón, y la incorporación de almacenamiento en la red.

En la segunda mitad del periodo, comienzan a incorporarse tecnologías renovables que complementen la gestión de las energías renovables variables: almacenamiento y concentración solar de potencia. Sin perjuicio de lo anterior, proyecciones recientes en el marco del proceso PELP 2023-2027 dan cuenta de una necesidad anticipada de estas tecnologías, hacia fines de la presente década.

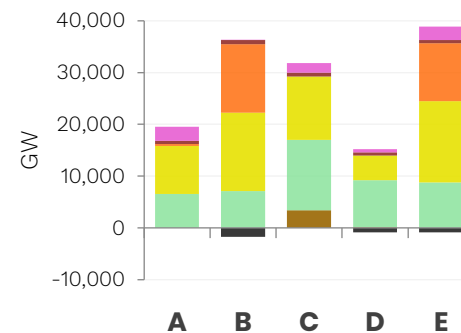
Capacidad instalada total



Capacidad adicional 2021-2030



Capacidad adicional 2031-2050



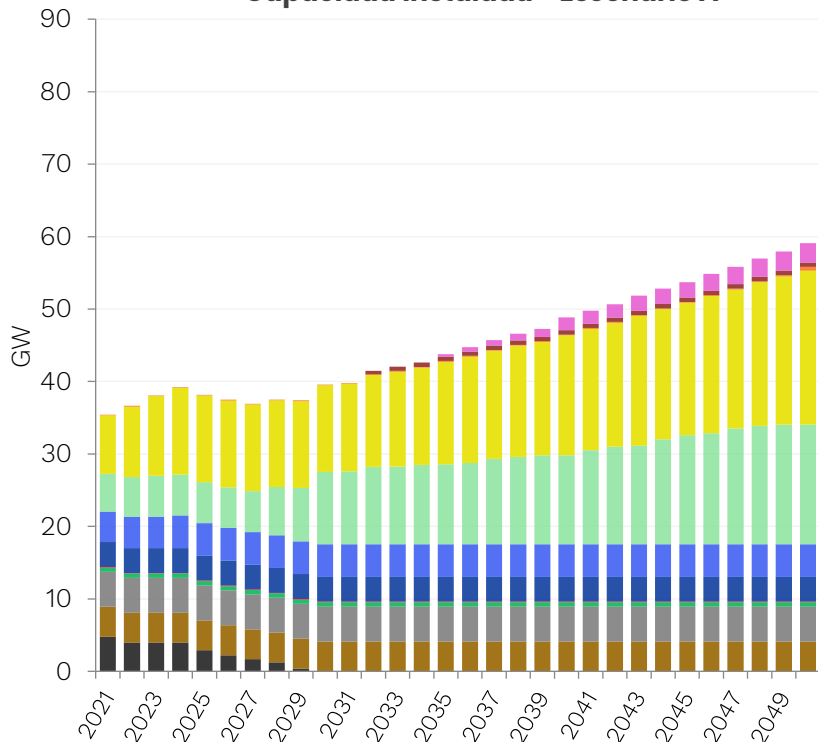
Proyección de capacidad y generación eléctrica

88%

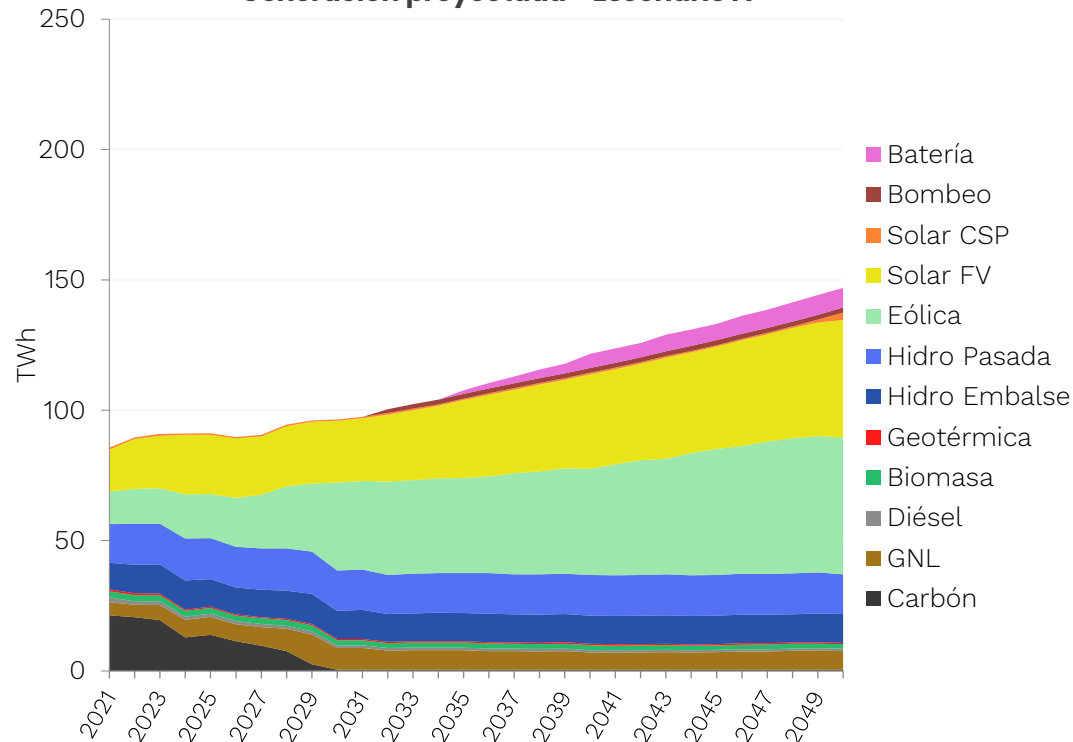
generación con energías
renovables en 2050

Escenario A

Capacidad instalada - Escenario A

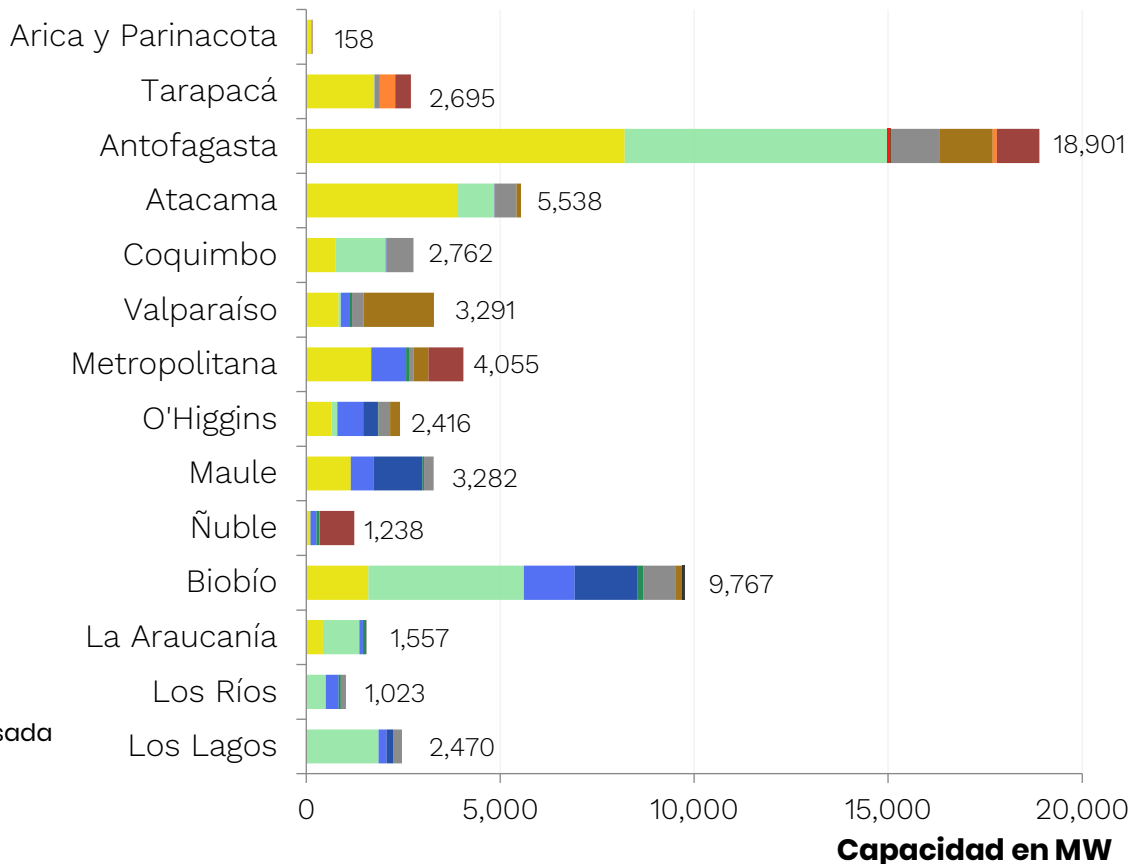
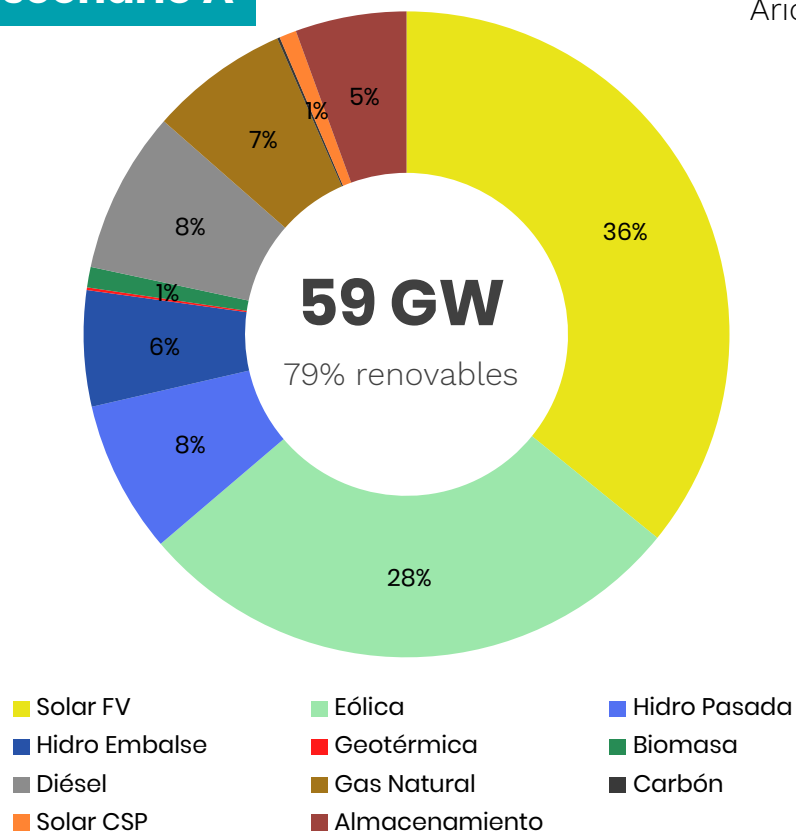


Generación proyectada - Escenario A



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario A

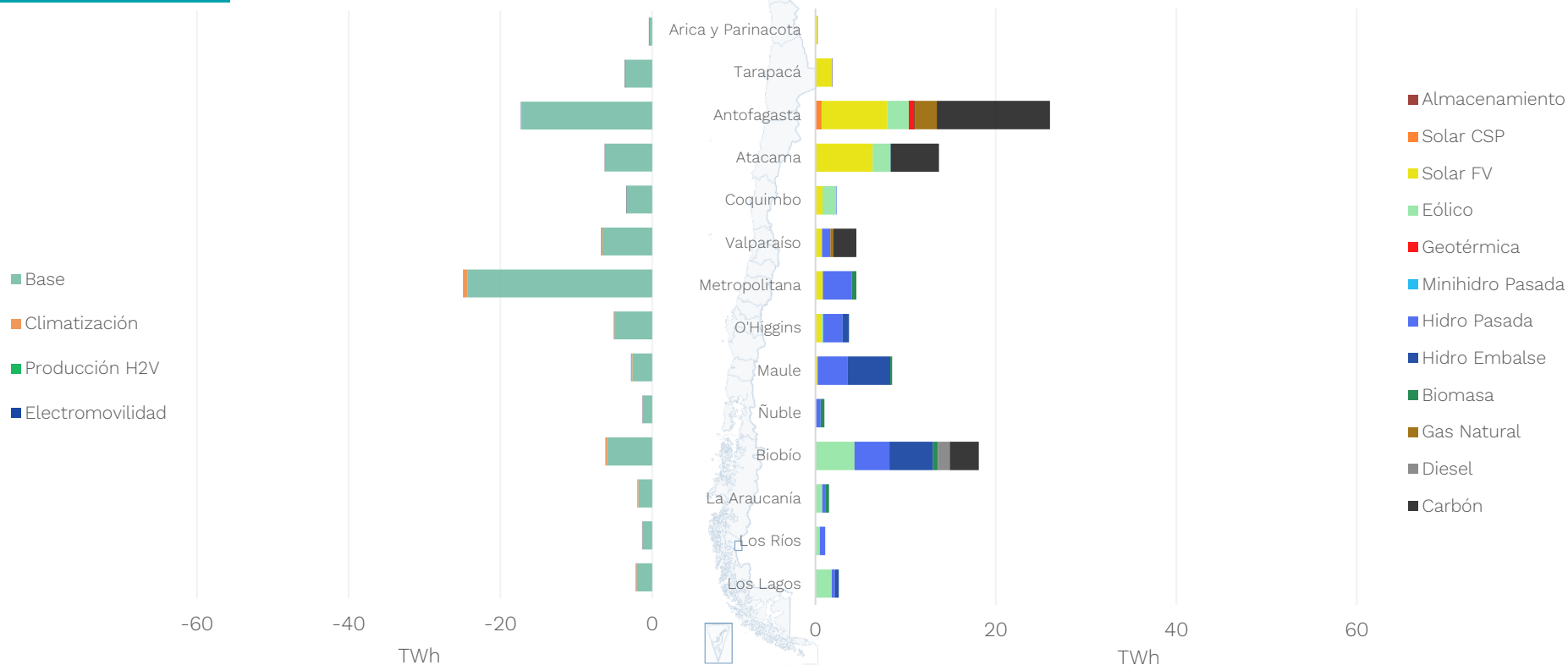


Demanda y generación anual por región al 2022

Escenario A

Demanda 2022

Generación 2022



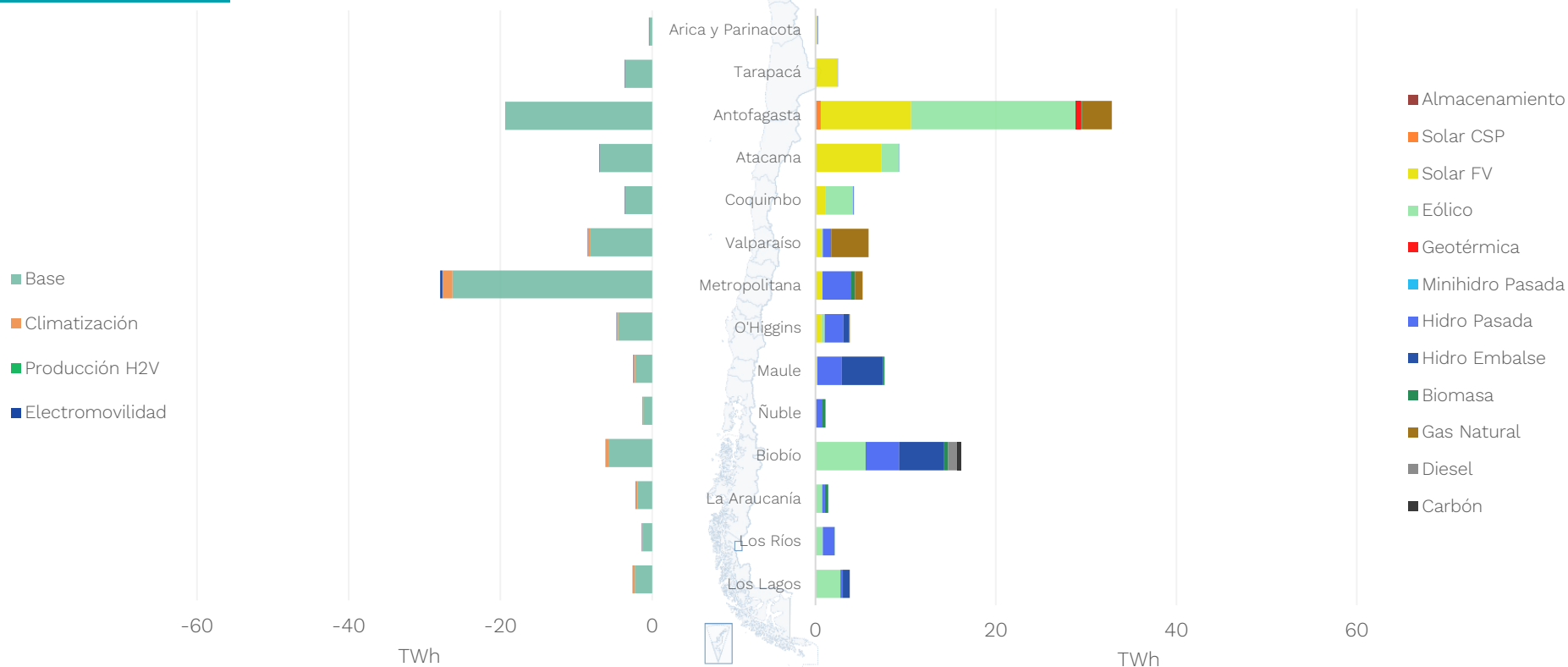
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2030

Escenario A

Demanda 2030

Generación 2030



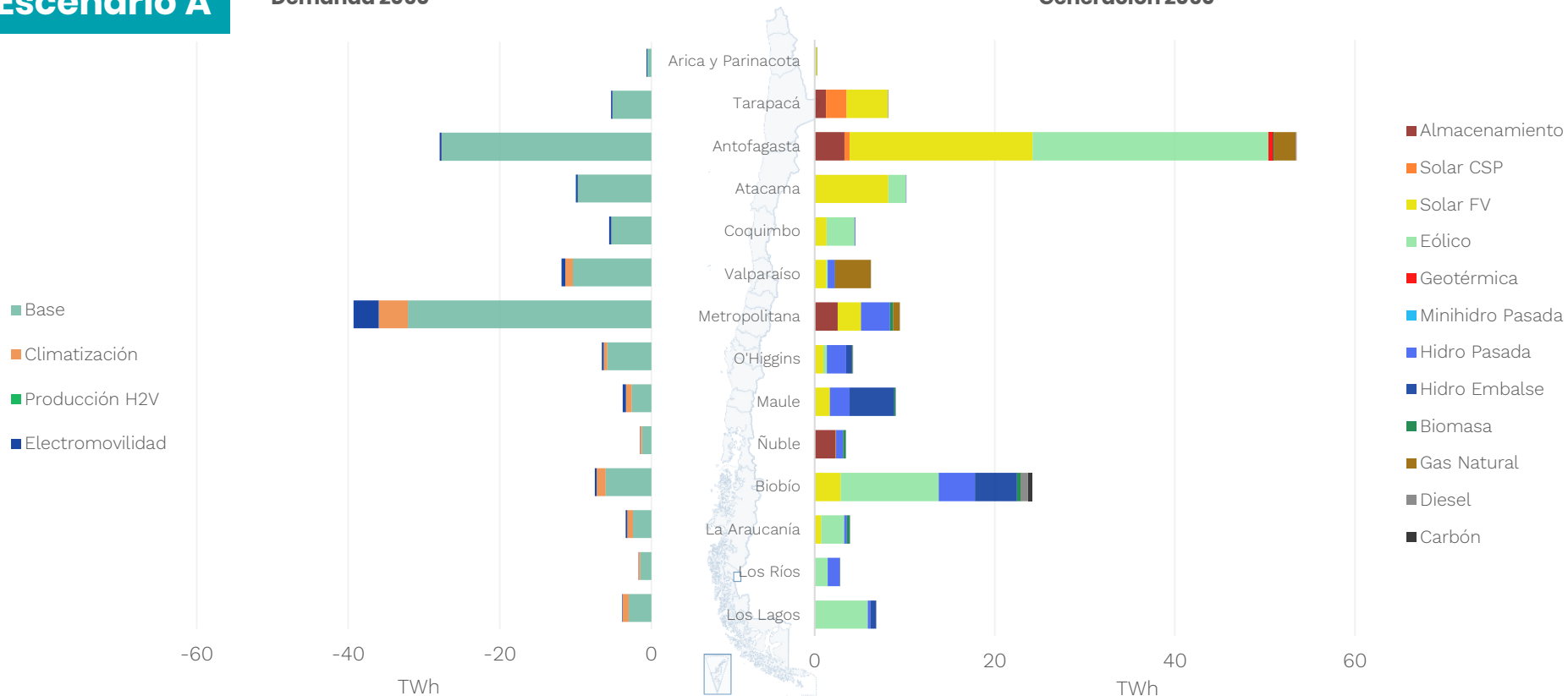
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2050

Escenario A

Demanda 2050

Generación 2050



(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

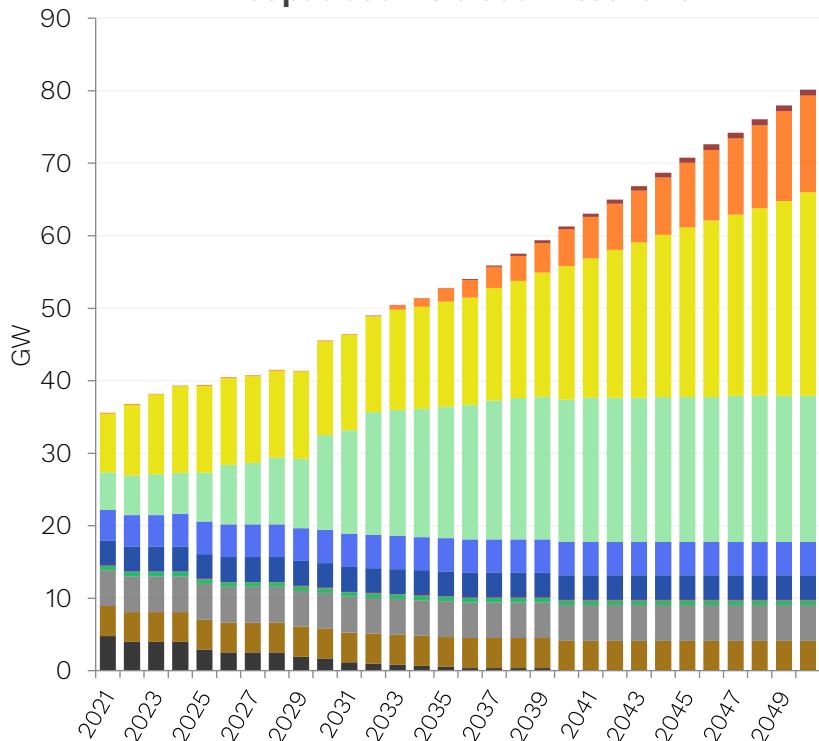
Proyección de capacidad y generación eléctrica

96%

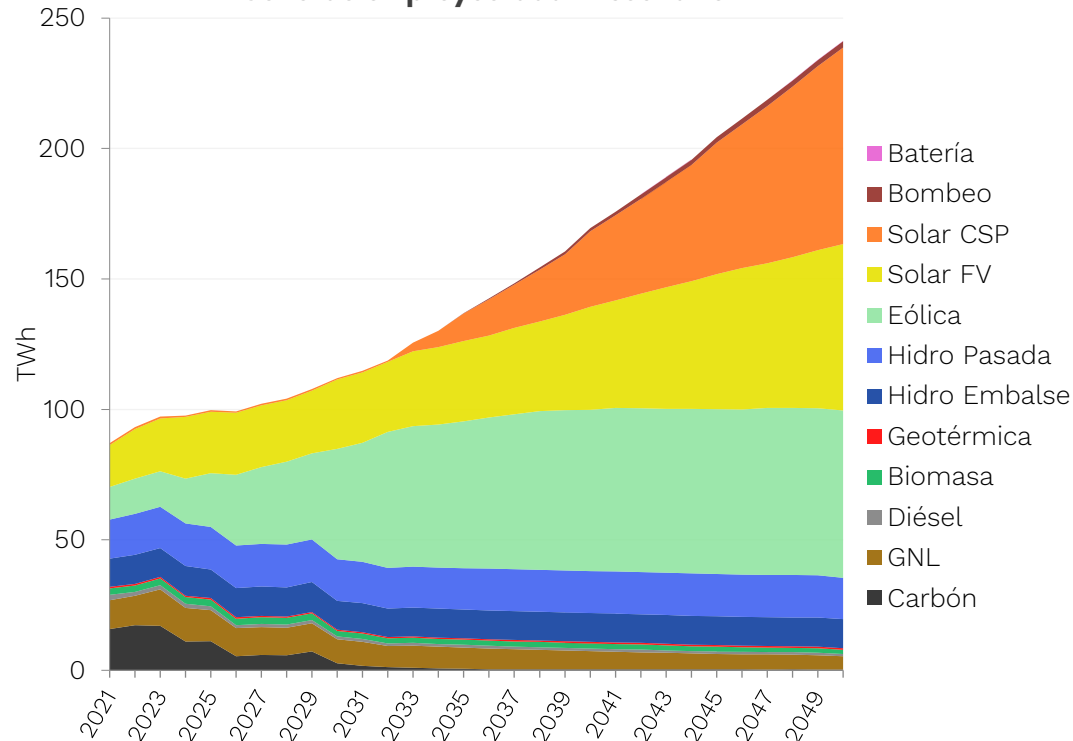
generación con energías
renovables en 2050

Escenario B

Capacidad instalada - Escenario B

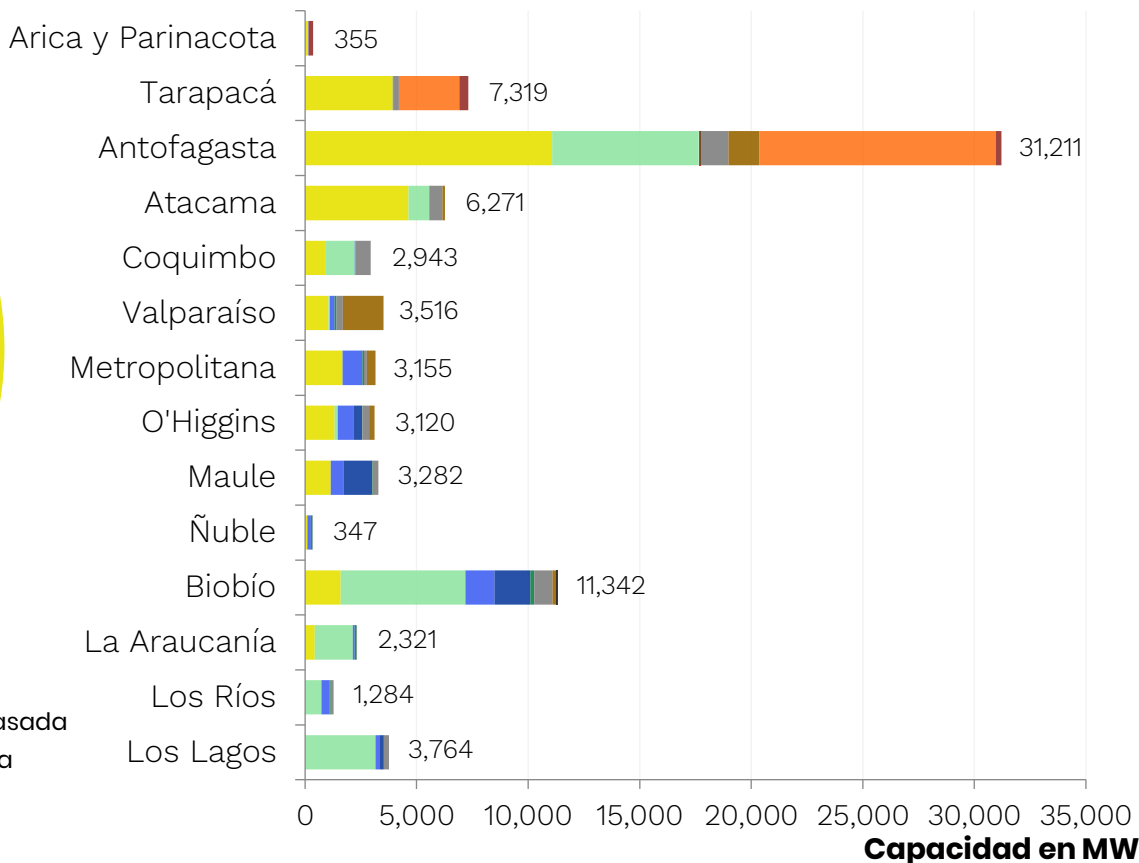
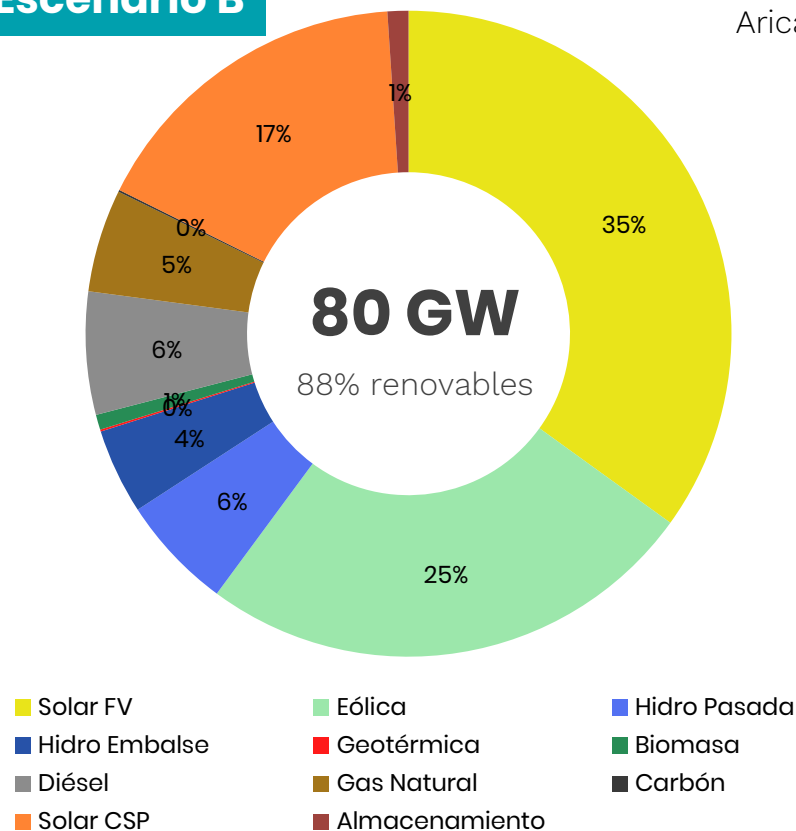


Generación proyectada - Escenario B



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario B

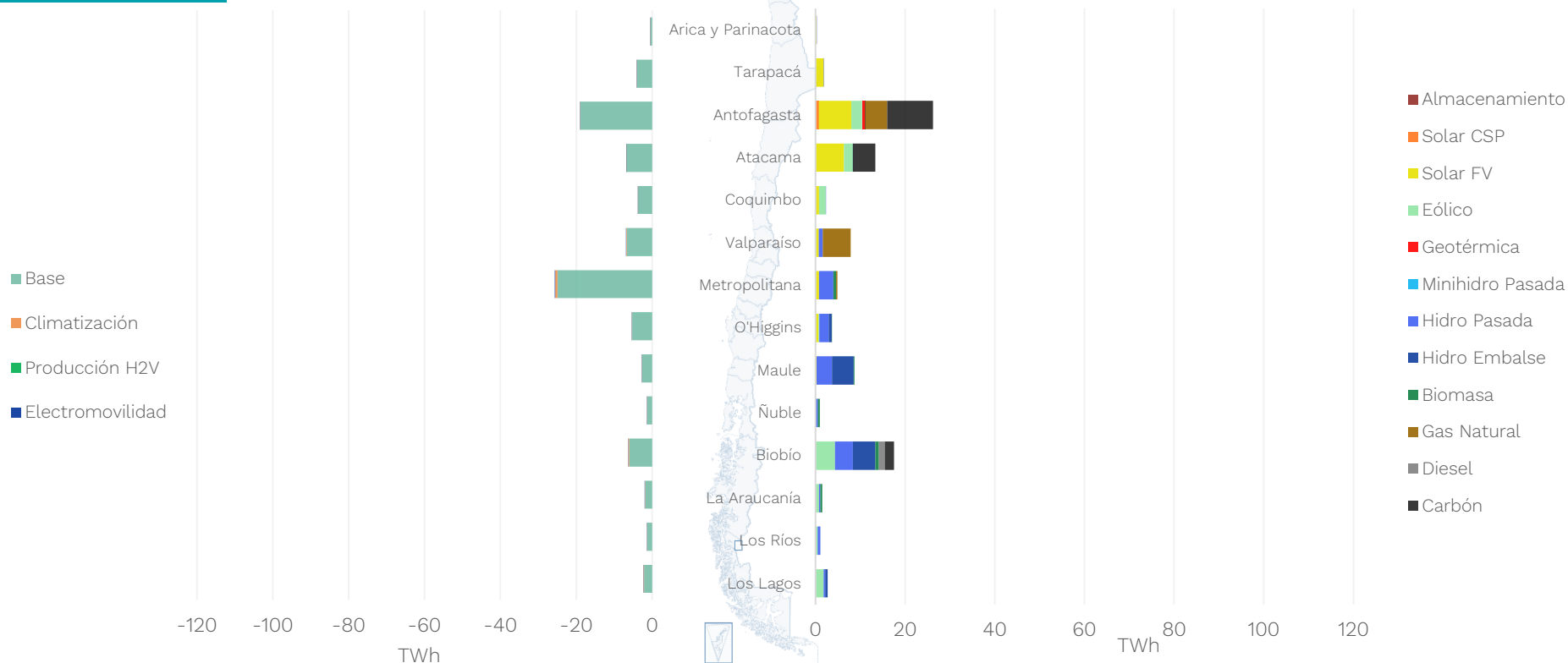


Demanda y generación anual por región al 2022

Escenario B

Demanda 2022

Generación 2022



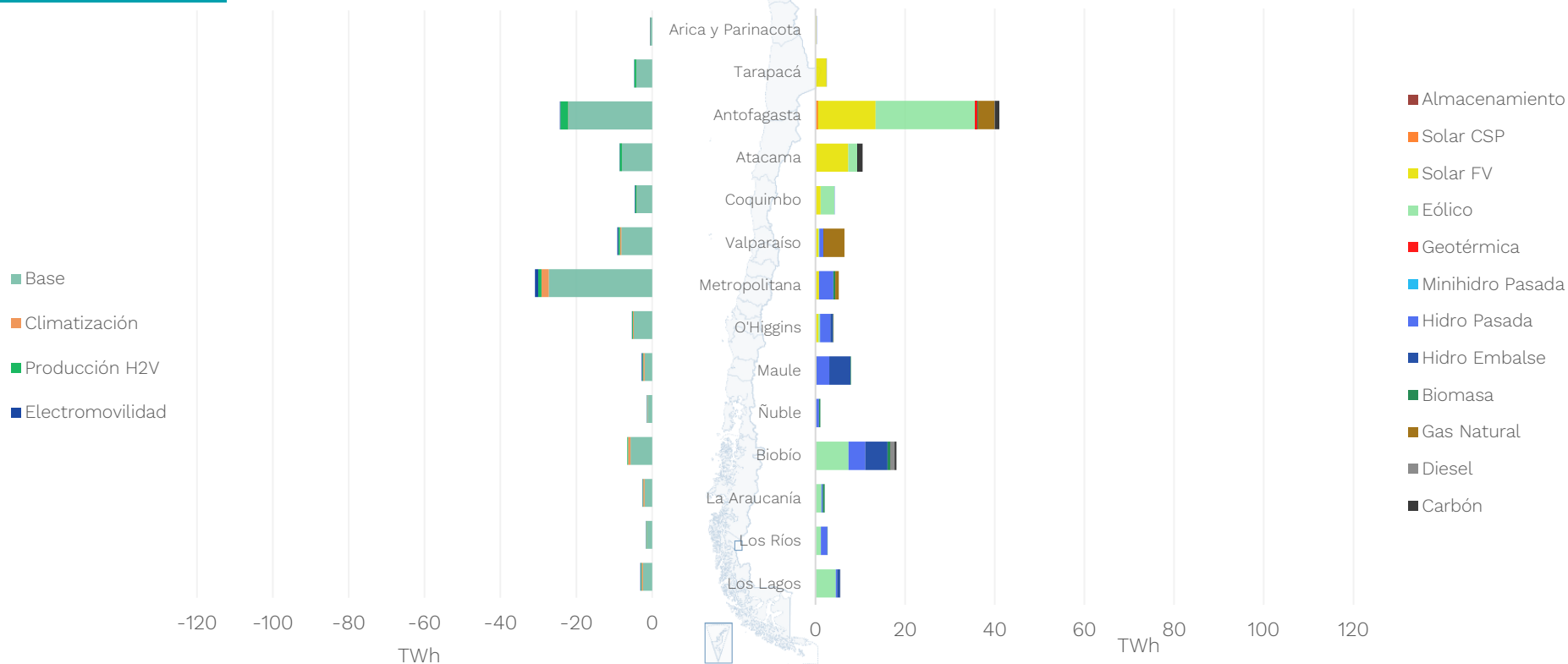
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2030

Escenario B

Demanda 2030

Generación 2030



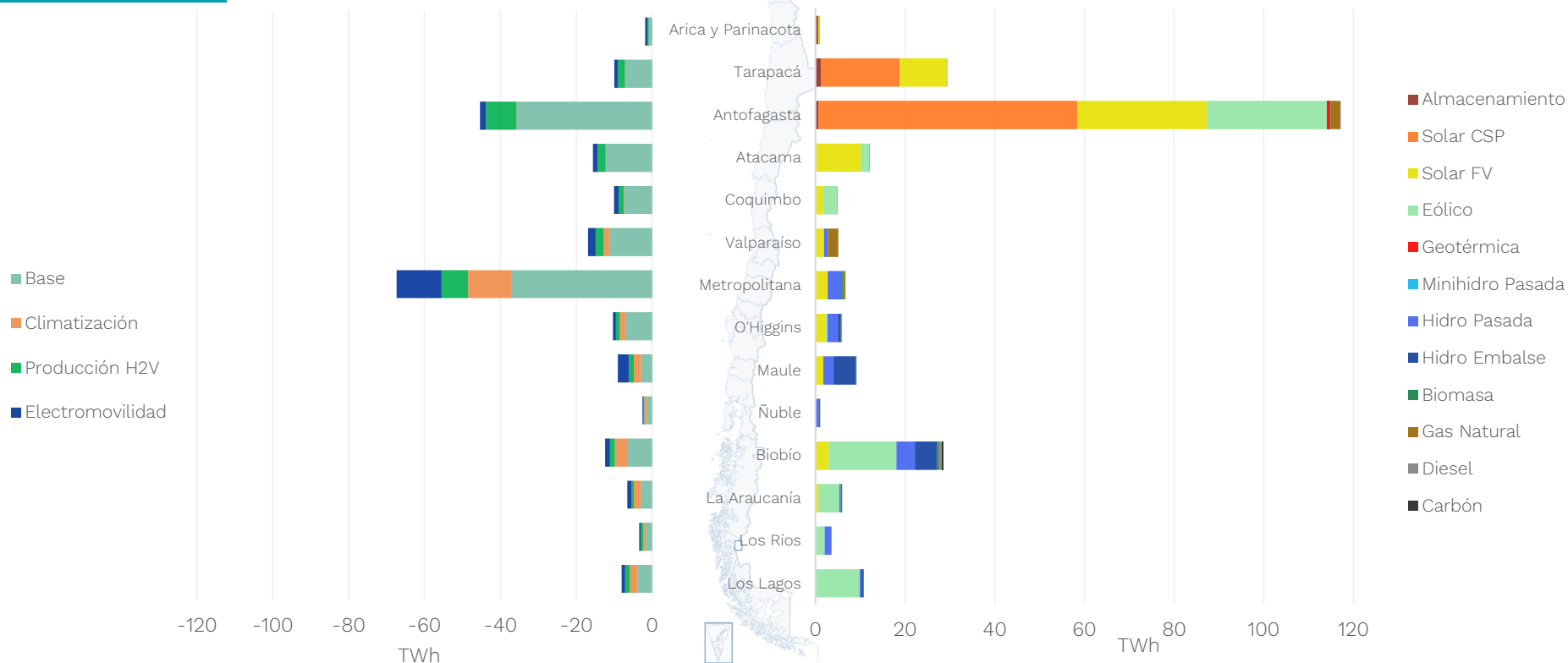
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2050

Escenario B

Demanda 2050

Generación 2050



(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

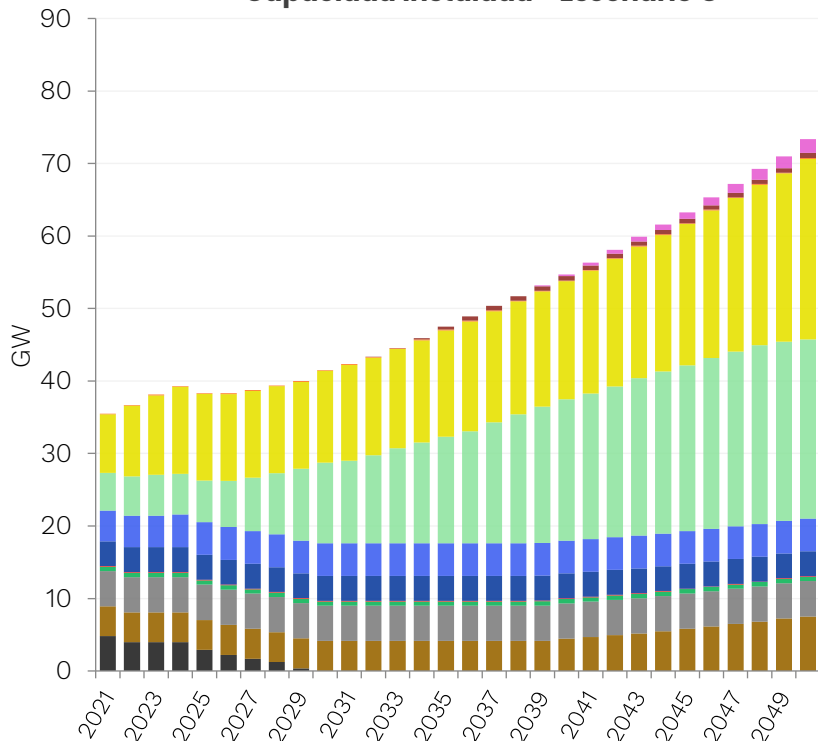
Proyección de capacidad y generación eléctrica

84%

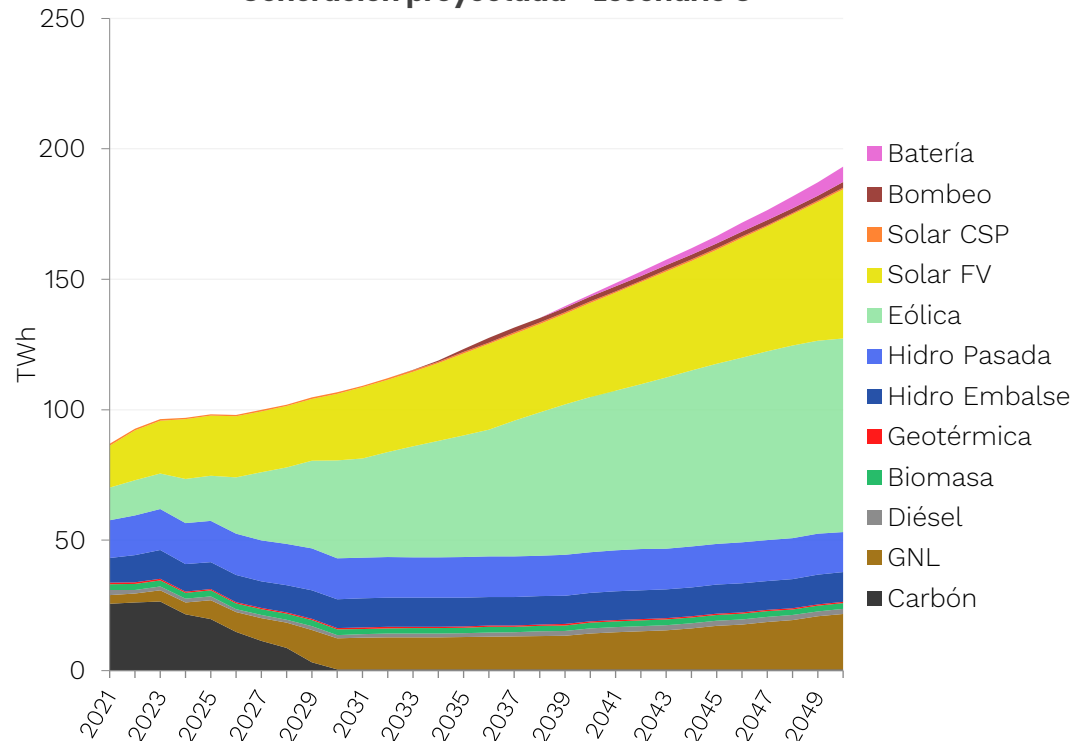
generación con energías
renovables en 2050

Escenario C

Capacidad instalada - Escenario C

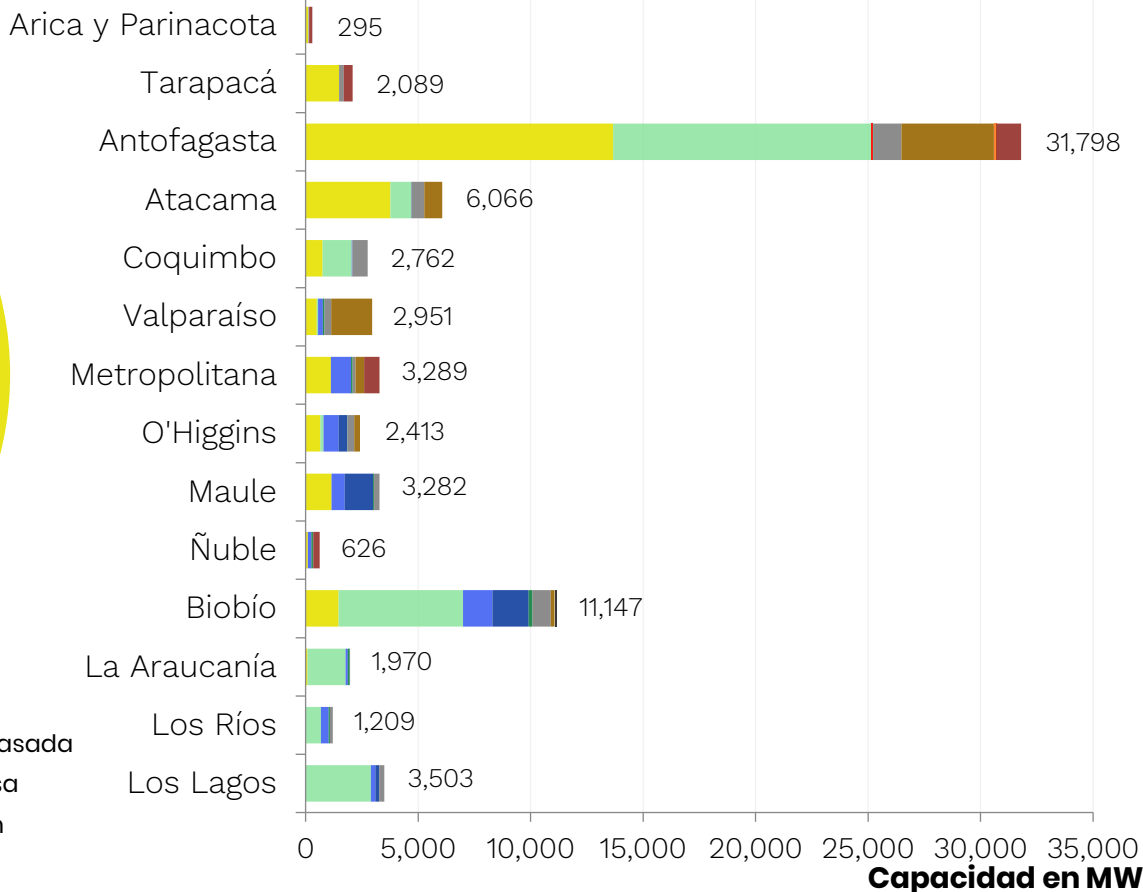
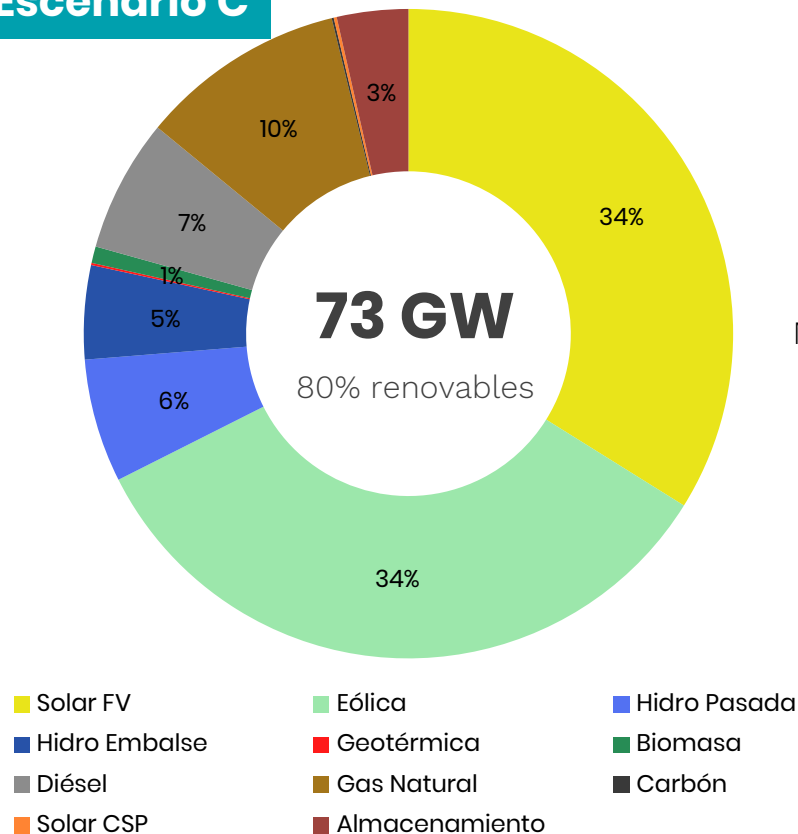


Generación proyectada - Escenario C



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario C

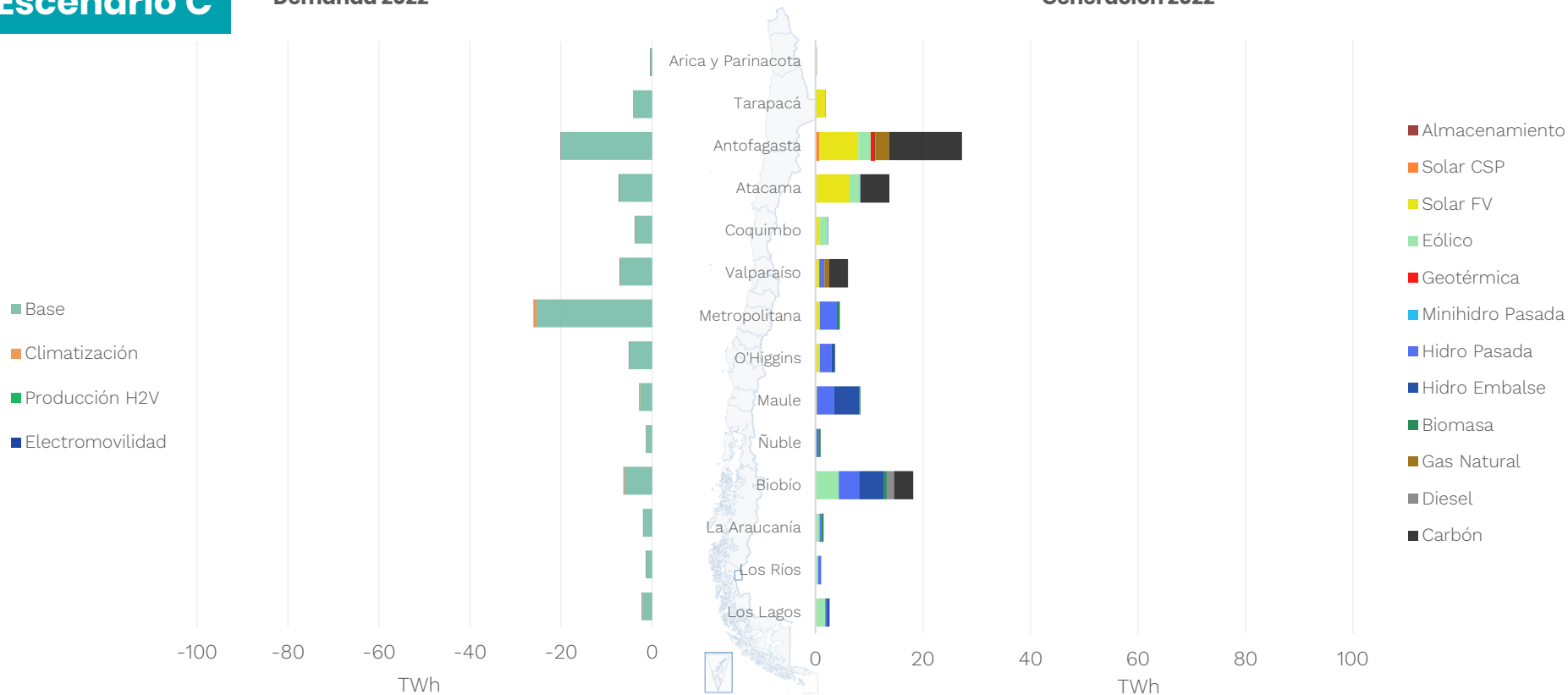


Demanda y generación anual por región al 2022

Escenario C

Demanda 2022

Generación 2022



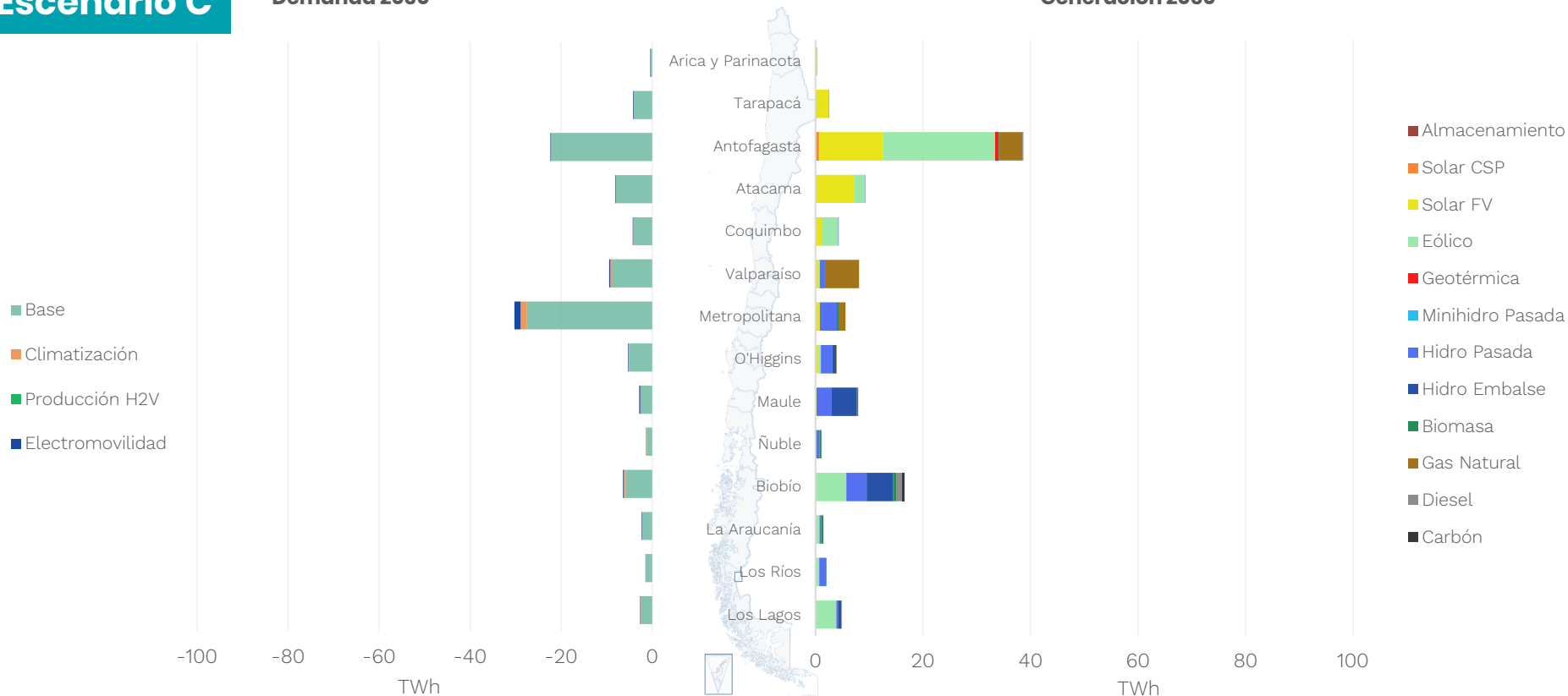
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2030

Escenario C

Demanda 2030

Generación 2030



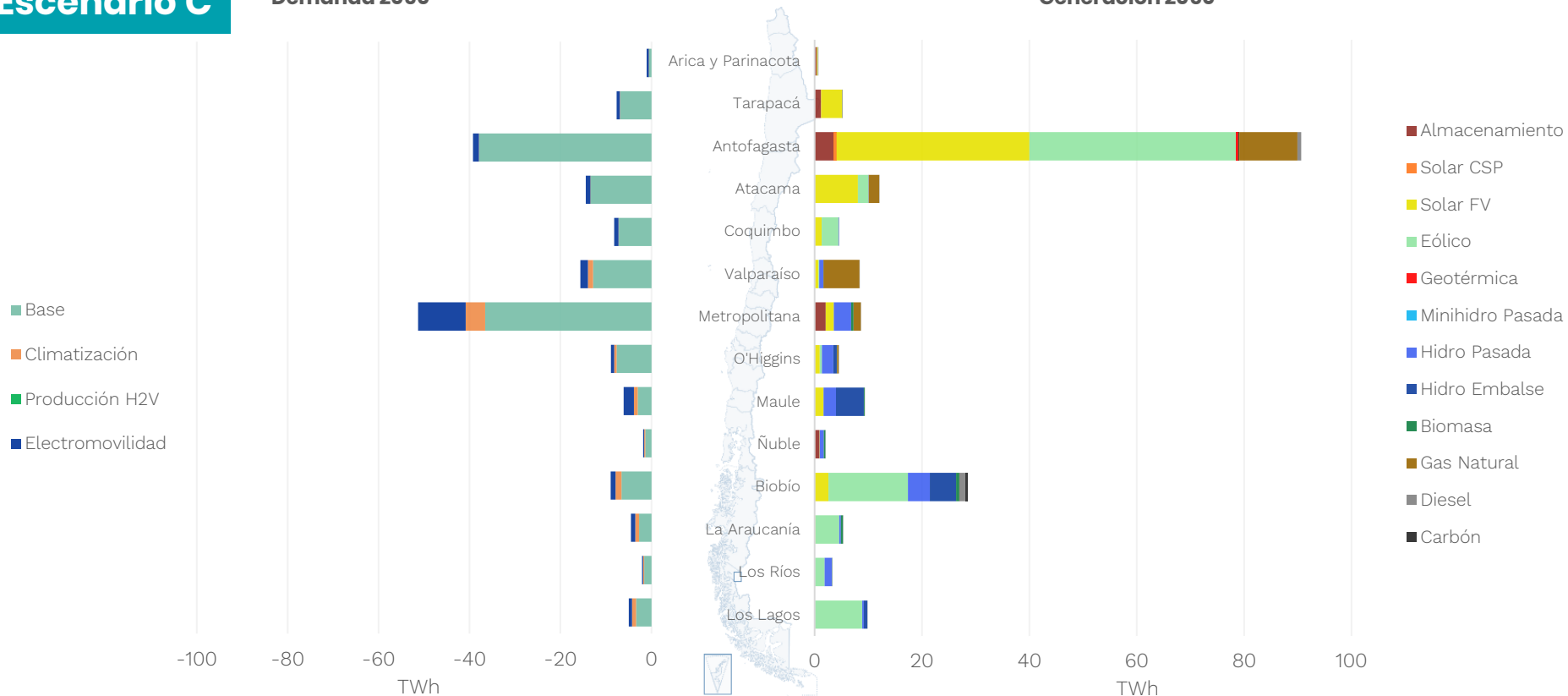
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2050

Escenario C

Demanda 2050

Generación 2050



(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

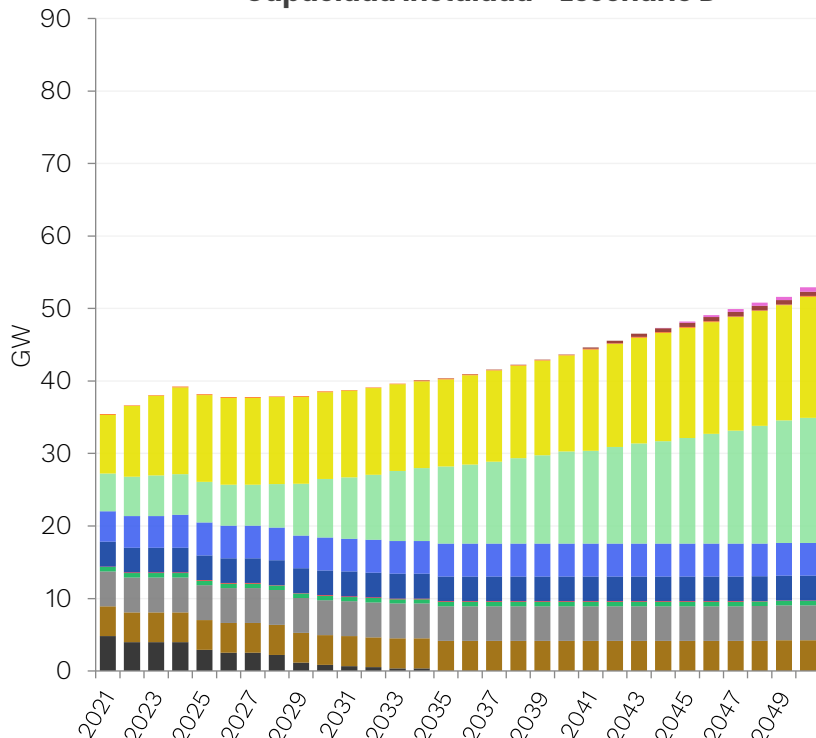
Proyección de capacidad y generación eléctrica

86%

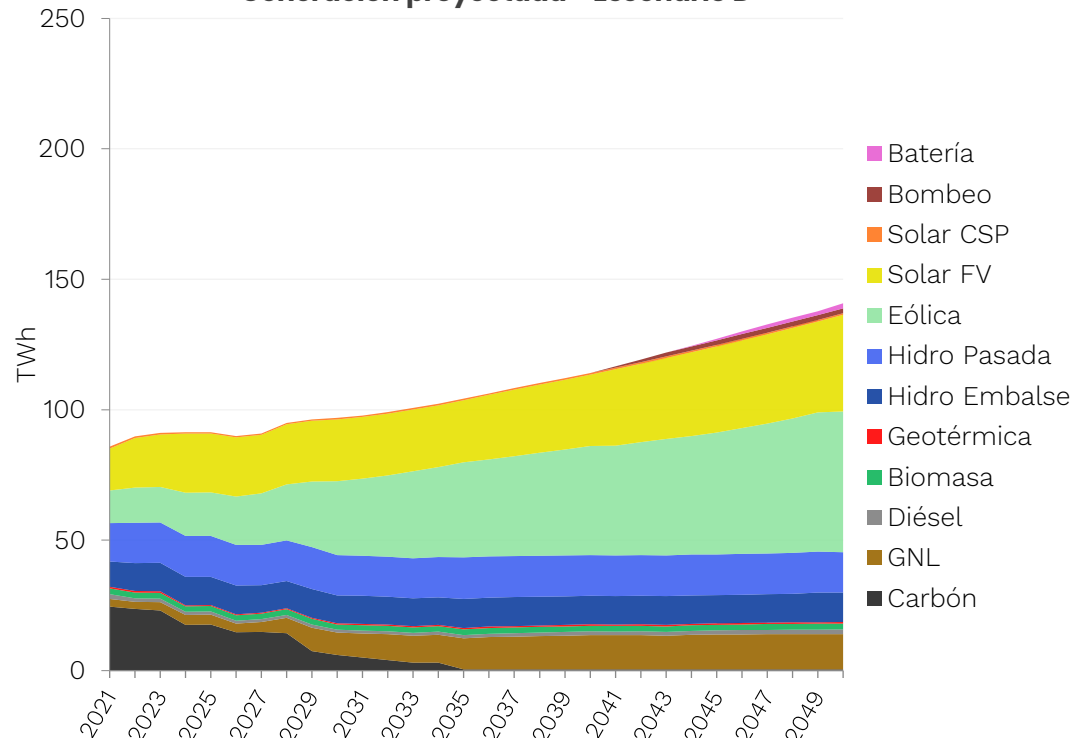
generación con energías
renovables en 2050

Escenario D

Capacidad instalada - Escenario D

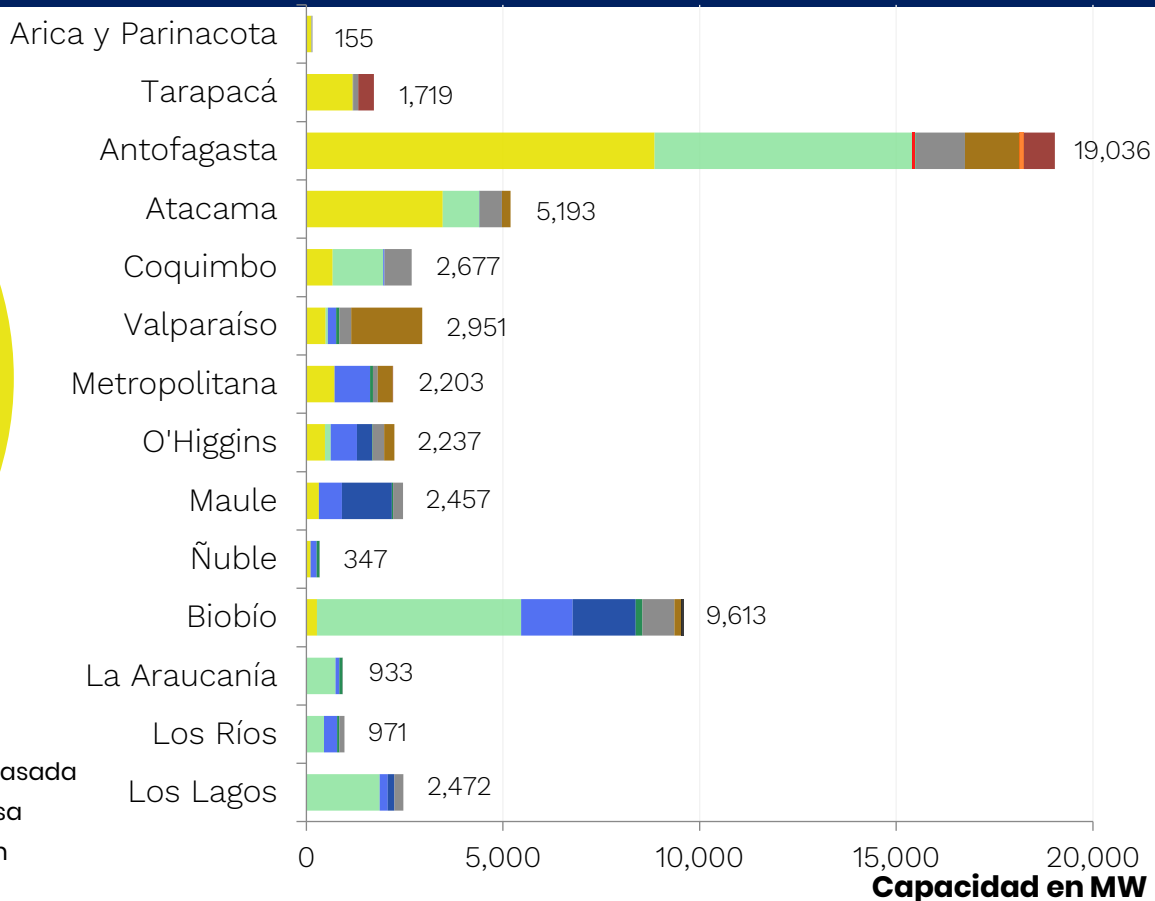
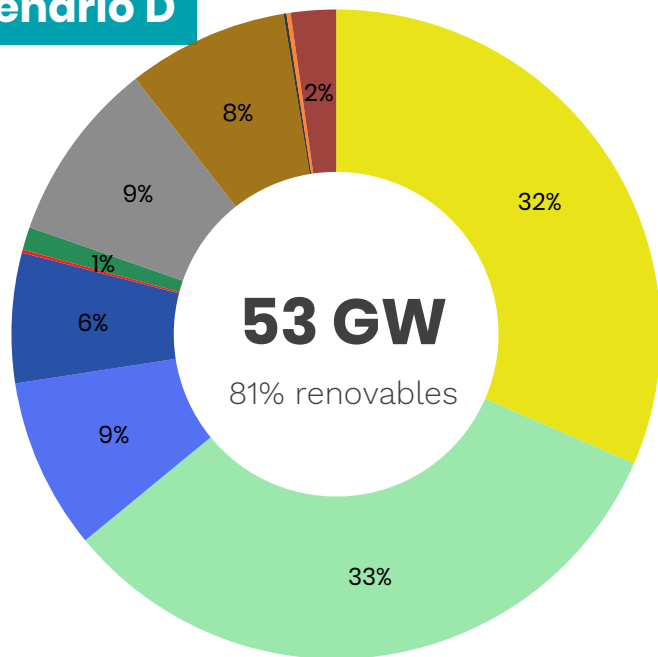


Generación proyectada - Escenario D



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario D

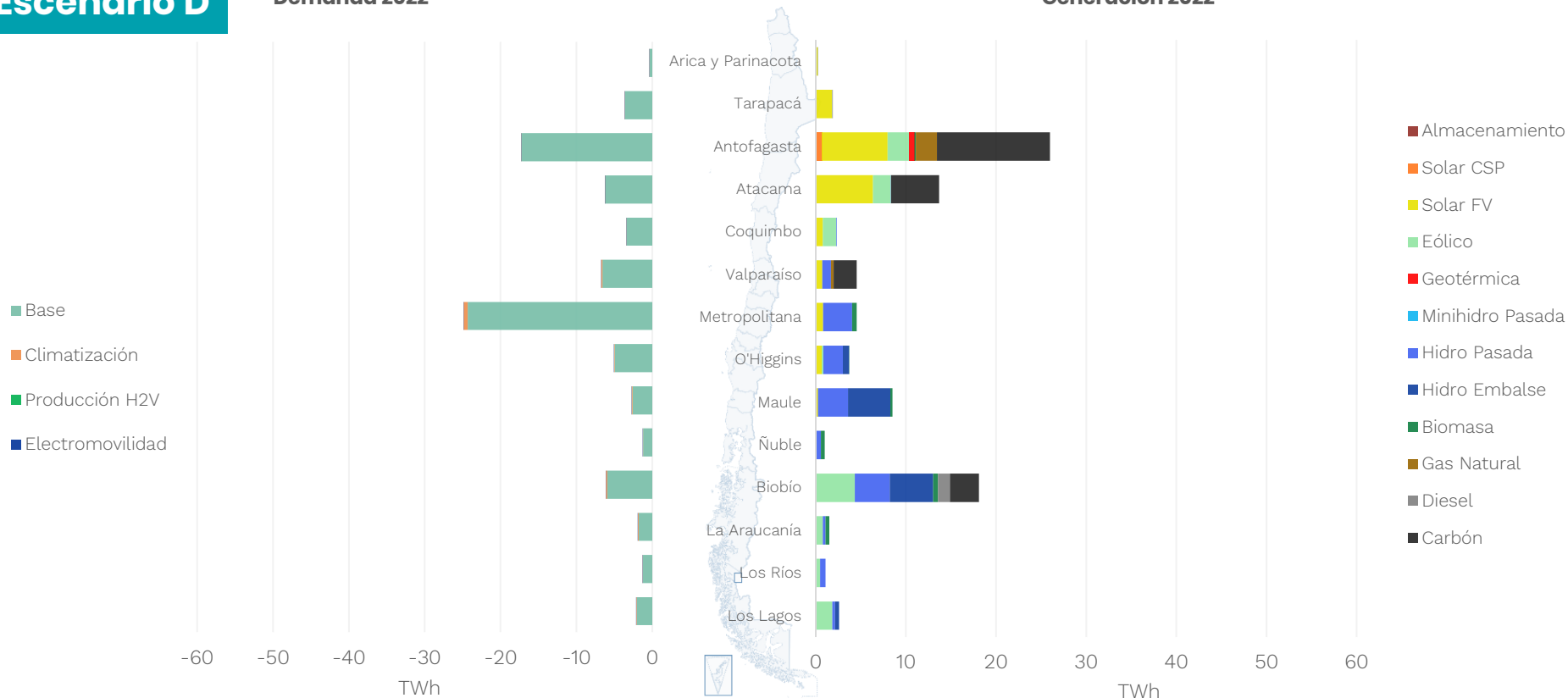


Demanda y generación anual por región al 2022

Escenario D

Demanda 2022

Generación 2022



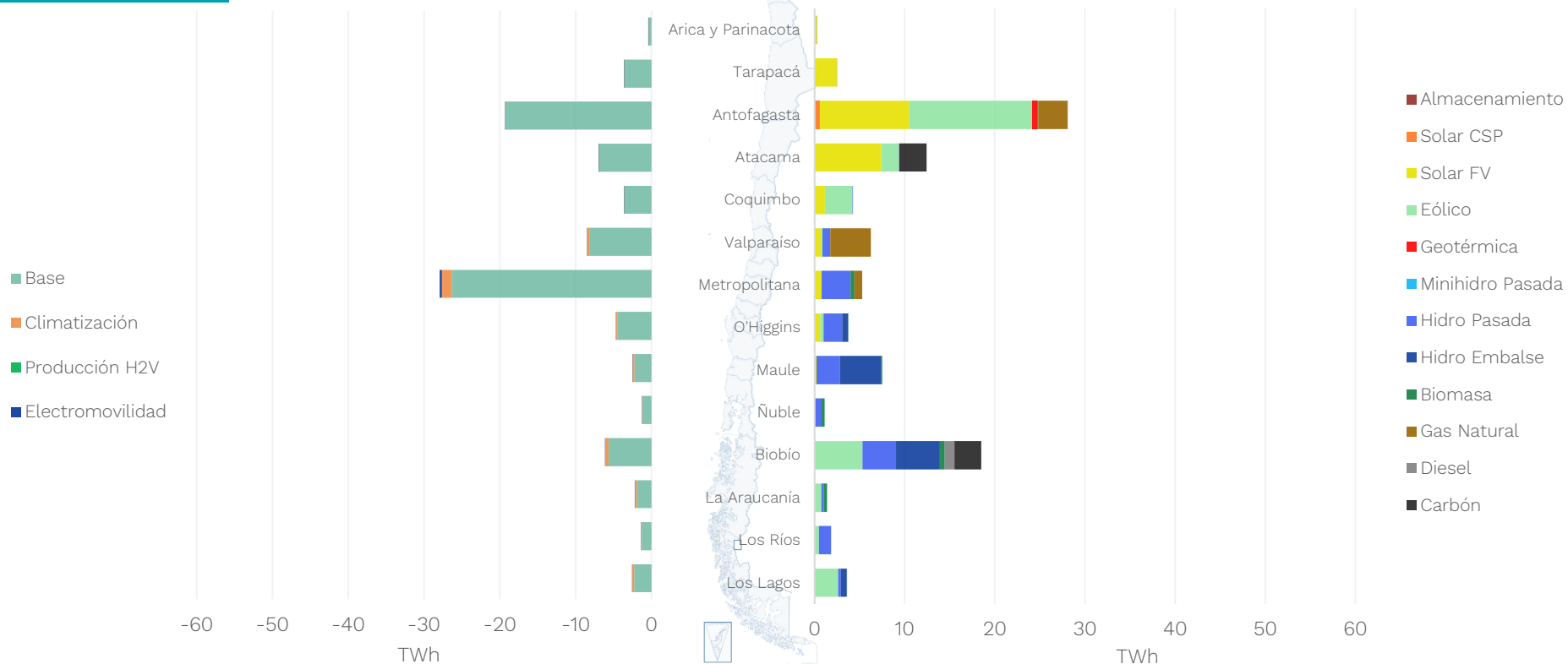
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2030

Escenario D

Demanda 2030

Generación 2030



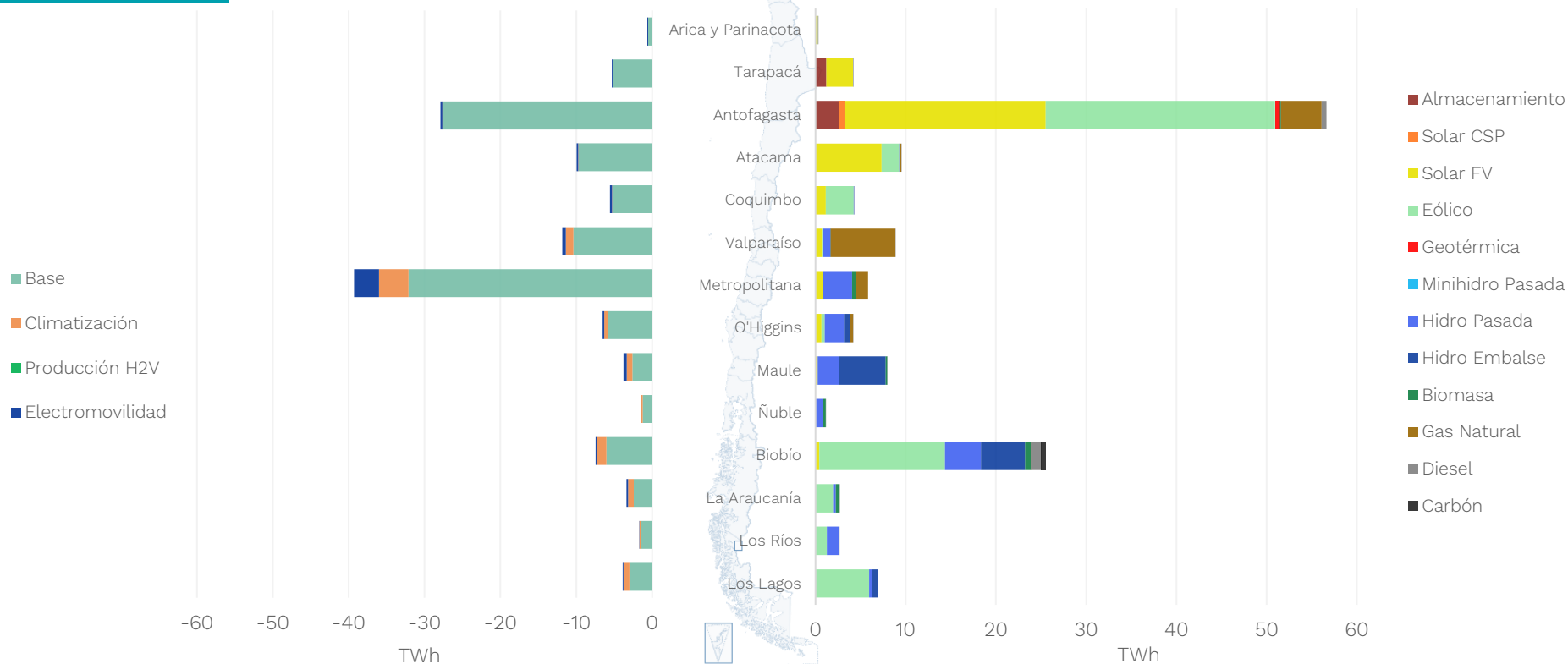
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2050

Escenario D

Demanda 2050

Generación 2050



(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

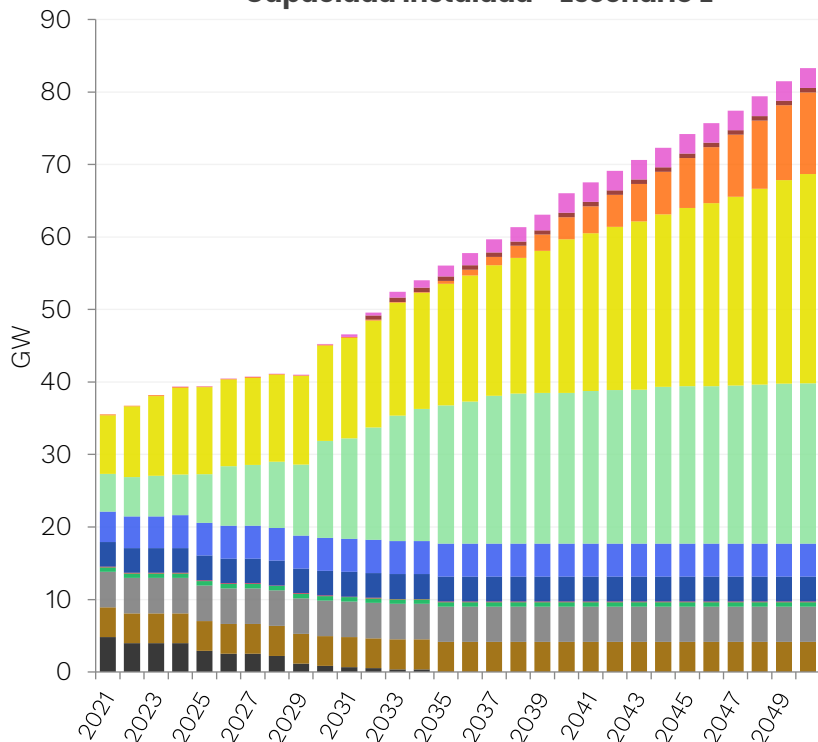
Proyección de capacidad y generación eléctrica

94%

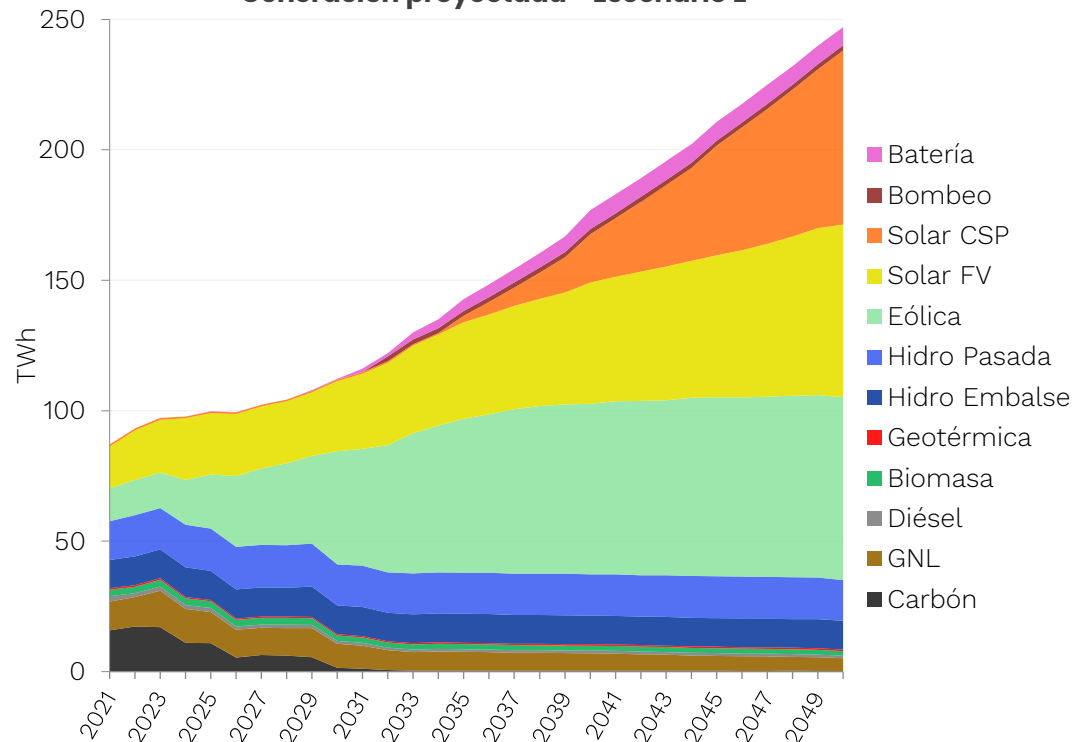
generación con energías
renovables en 2050

Escenario E

Capacidad instalada - Escenario E

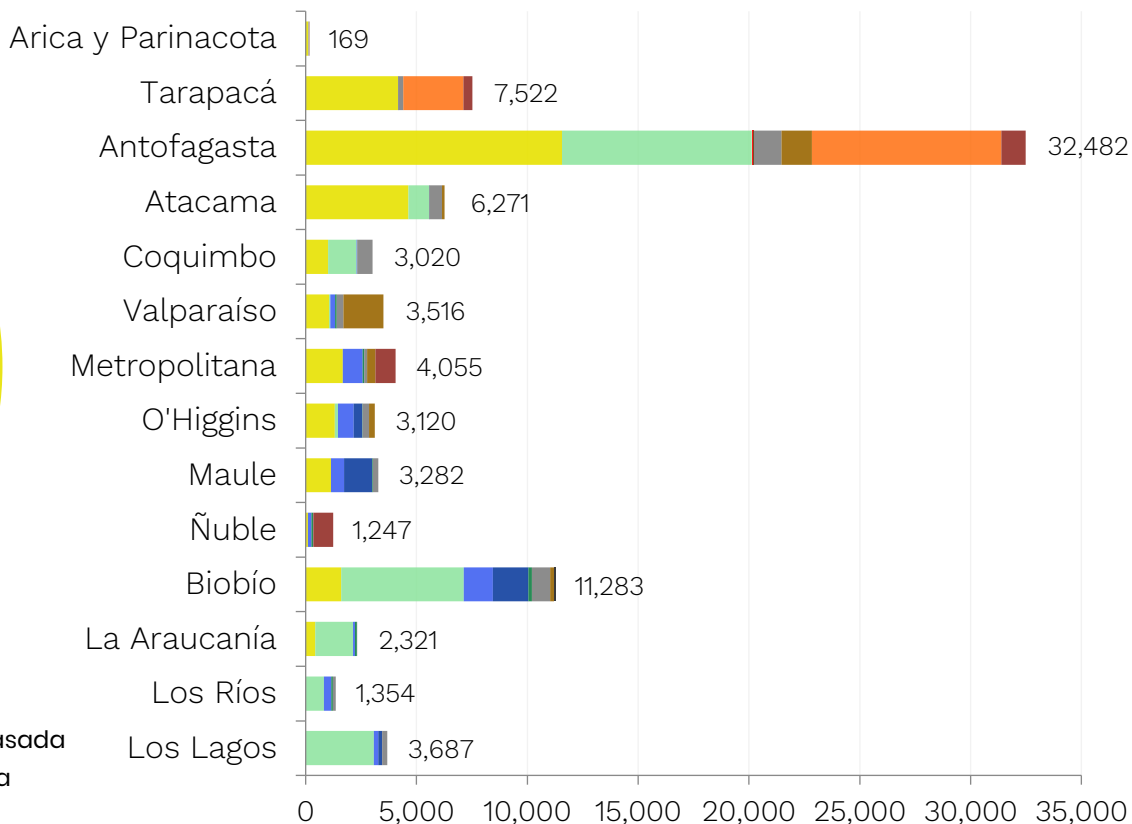
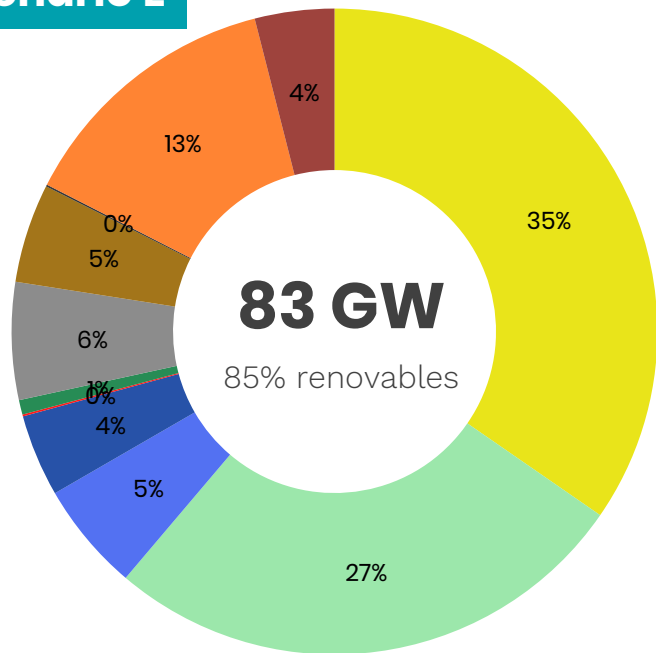


Generación proyectada - Escenario E



Capacidad instalada proyectada y distribución territorial al 2050

Escenario E



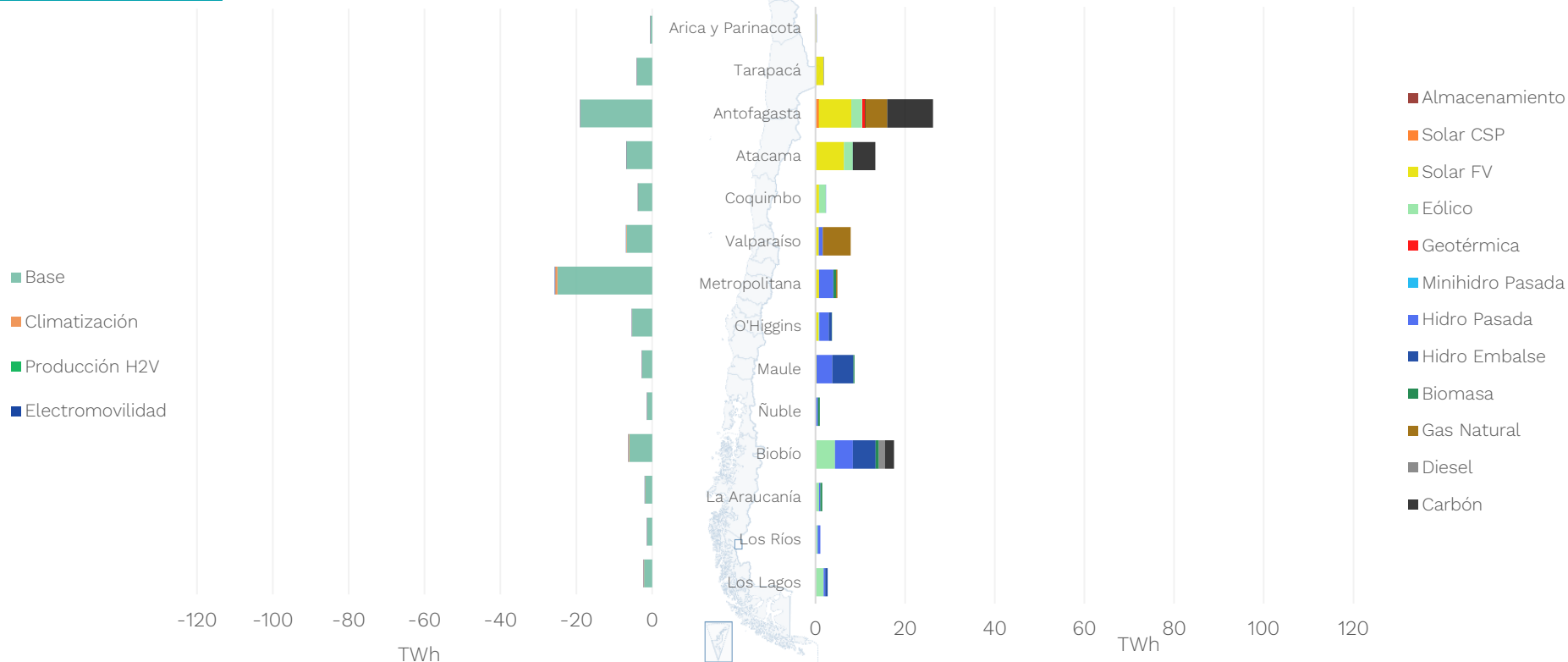
Capacidad en MW

Demanda y generación anual por región al 2022

Escenario E

Demanda 2022

Generación 2022



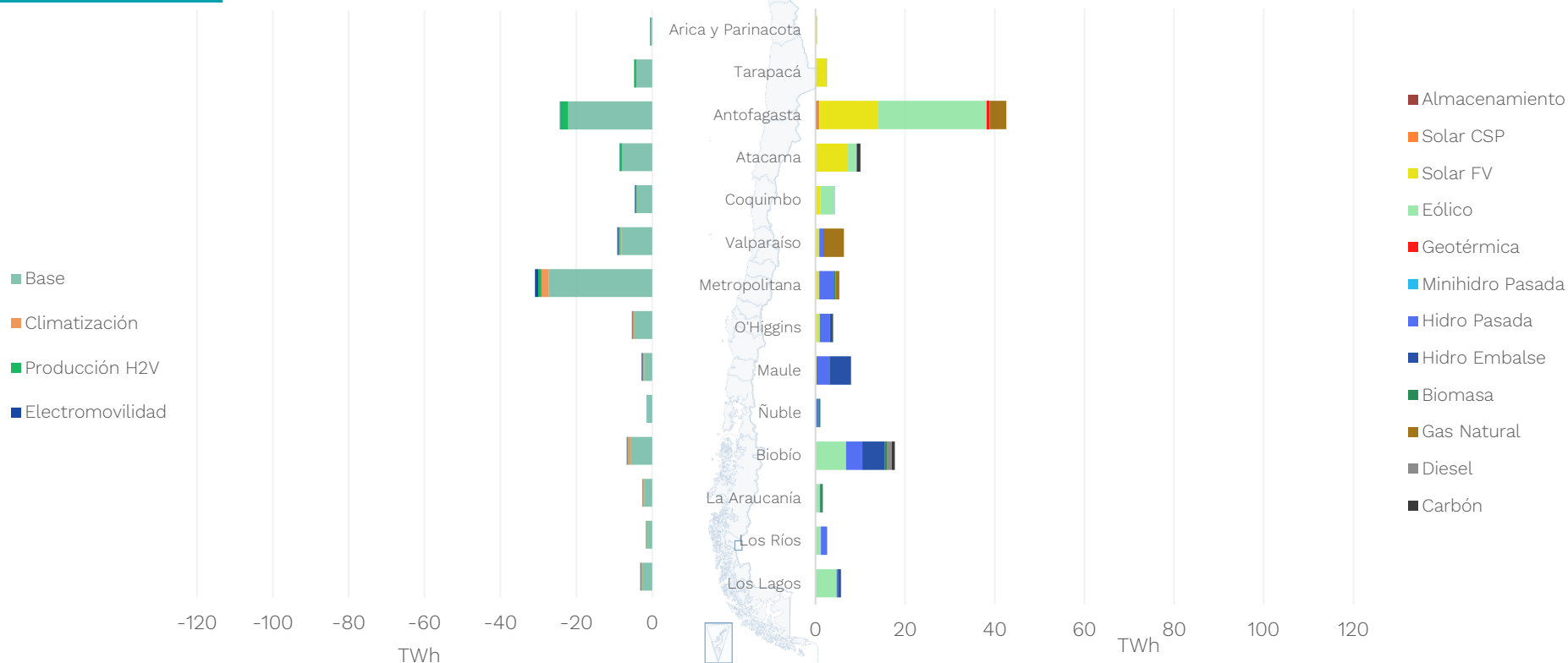
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2030

Escenario E

Demanda 2030

Generación 2030



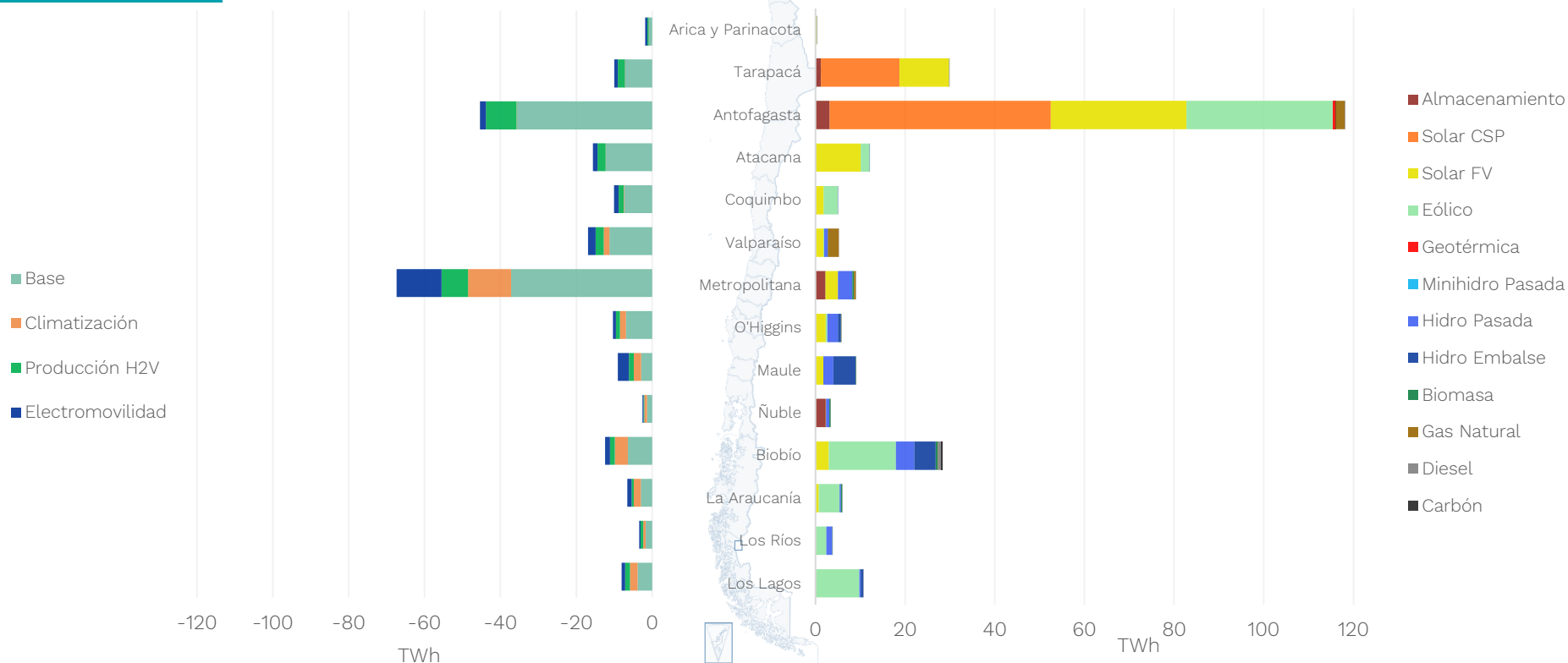
(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Demanda y generación anual por región al 2050

Escenario E

Demanda 2050

Generación 2050



(*) Conforme a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se contemplan las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional. Sistemas medianos y aislados si irán integrando a la planificación energética progresivamente.

Expansión referencial de la transmisión al 2030

Concretar proyectos de transmisión eléctrica requiere de importantes tiempos de planificación, tramitación y construcción. Por ello, es necesario incorporar en los modelos de planificación estas condiciones de borde en la materialización de infraestructura eléctrica.

Sin perjuicio de lo anterior, siempre es importante dimensionar los requerimientos de infraestructura en el sistema eléctrico si es que no existieran estas condicionantes, pues establecen la urgencia en la recomendación de obras estructurales y/o obras complementarias de optimización y refuerzo, tales como: almacenamiento para transmisión, automatismos, cambios de conductores, entre otros.

Comparación entre limitar y no la expansión de transmisión en la década 2022-2030

A efectos de visualizar los requerimientos de transmisión del sistema versus la posibilidad de materialización de los mismos, en la siguiente tabla se presentan los tramos que requieren / requerirán de manera más urgente una mayor capacidad de transferencia, comparando una situación con transmisión limitada en su materialización con una situación ideal en que se puede contar con más capacidad rápidamente.

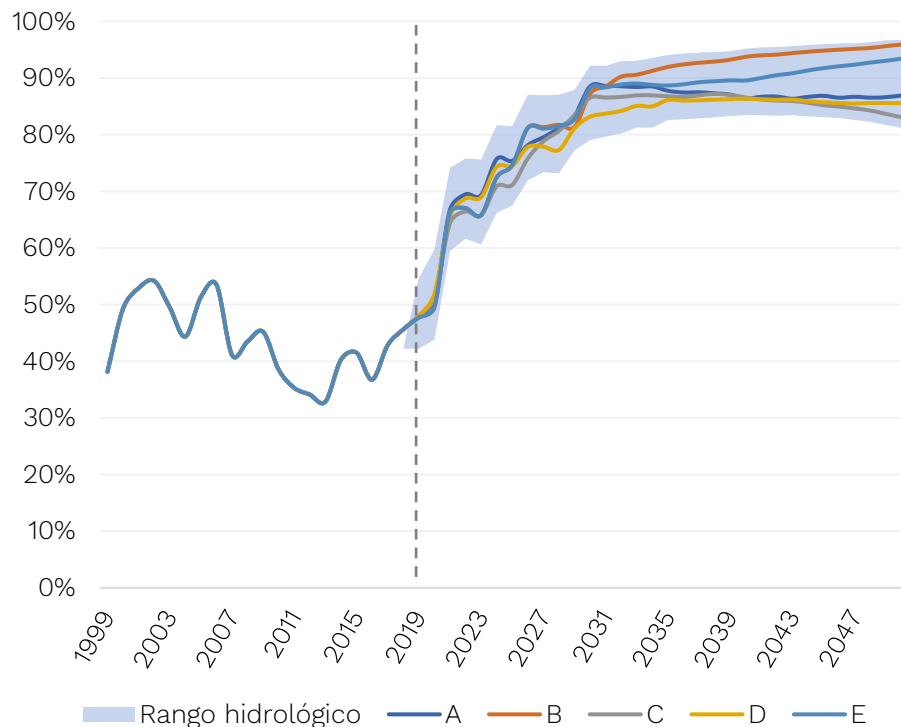
El caso sin limitaciones de expansión da cuenta de la necesidad de expandir en el corto y mediano plazo el corredor entre las subestaciones Cumbre y Polpaico, a la espera de la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, y como complemento a la misma una vez construida. Ello evitaría vertimientos de energías renovables progresivos.

Los incrementos de capacidad indicados en la tabla se pueden llevar a cabo mediante soluciones de optimización y refuerzo, vía almacenamiento de corta duración y/o automatismos.

Finalmente, se sugiere revisar los aspectos metodológicos en la evaluación de obras de transmisión, incorporando aspectos hasta ahora no cuantificados y que se mencionan en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Tramo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
AltoJahuel500_Ancoa500	-568	-596	4	-29	-33	59	27
Cumbre500_NuevaCardones500	-1,174	-1,776	-1,269	-1,269	-1,269	-1,269	-1,268
NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	-1,159	-1,622	-1,228	-1,243	-1,243	-1,243	-1,243
NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	-1,248	-1,711	-1,228	-1,228	-1,228	-1,228	-1,228
NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	-1,250	-1,714	-1,228	-1,269	-1,269	-1,269	-1,269
Parinas500_Cumbre500	-673	-1,040	-1,144	-1,144	-1,144	-1,144	-359

Participación renovable en la generación eléctrica



Nota: La participación renovable depende de las condiciones hidrológicas; mientras más seco es un año, menor generación hidráulica y, por ende, menos generación renovable.

(*) Climatescope 2021 de BloombergNEF: <https://global-climatescope.org/results>

De regreso a nuestra vocación renovable

Hace varias décadas atrás, Chile contaba con una producción de generación eléctrica altamente renovable, impulsada principalmente por las tecnologías hidroeléctricas. En las últimas décadas fue necesario incorporar generación termoeléctrica para hacer frente a los diversos desafíos energéticos del país; pero hoy eso ha cambiado, las tecnologías renovables, principalmente solar y eólica son altamente competitivas y están impulsando un futuro energético sustentable. El país ha dado importantes pasos en ese sentido, y hoy es una de las economías más atractivas del mundo para invertir en energías renovables*.

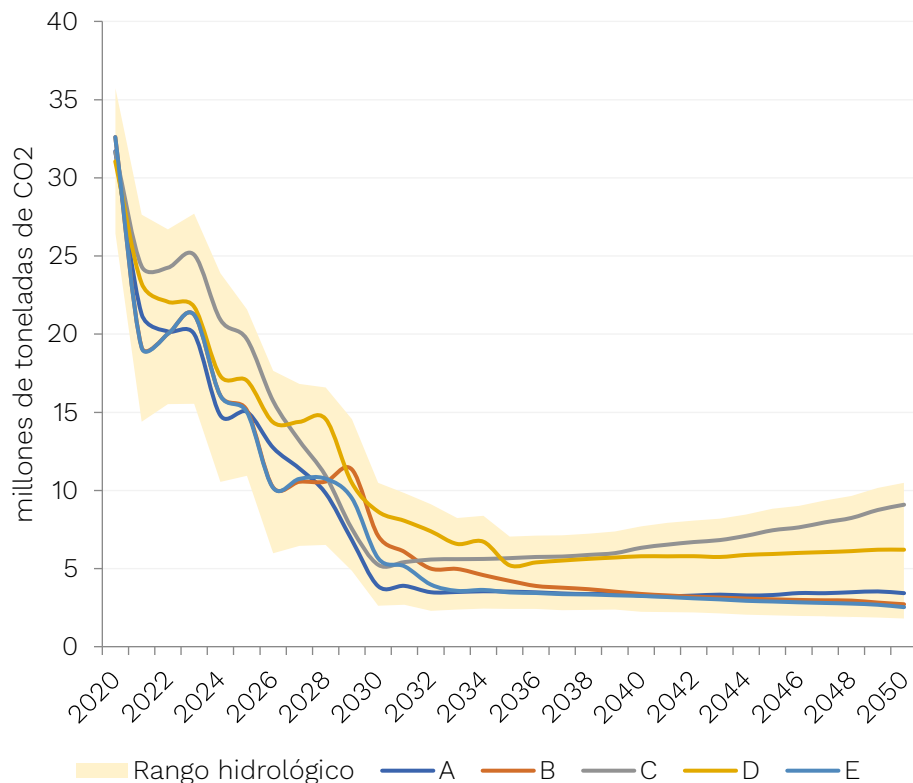
Hoy ya superamos la barrera de un 20% de generación eléctrica en base a fuentes renovables no convencionales, anticipando la meta en establecida en la LGSE en 5 años.

El desafío ahora es mayor, y el país se prepara para continuar por la senda de las energías limpias, proyectándose:

- Al 2030, un 80% de la generación será renovable.
- Al 2040, más de un 85% de la generación será renovable.
- Al 2050, más de un 90% de la generación será renovable.

Emisiones proyectadas del sector eléctrico

Emisiones del sector eléctrico proyectadas según escenario



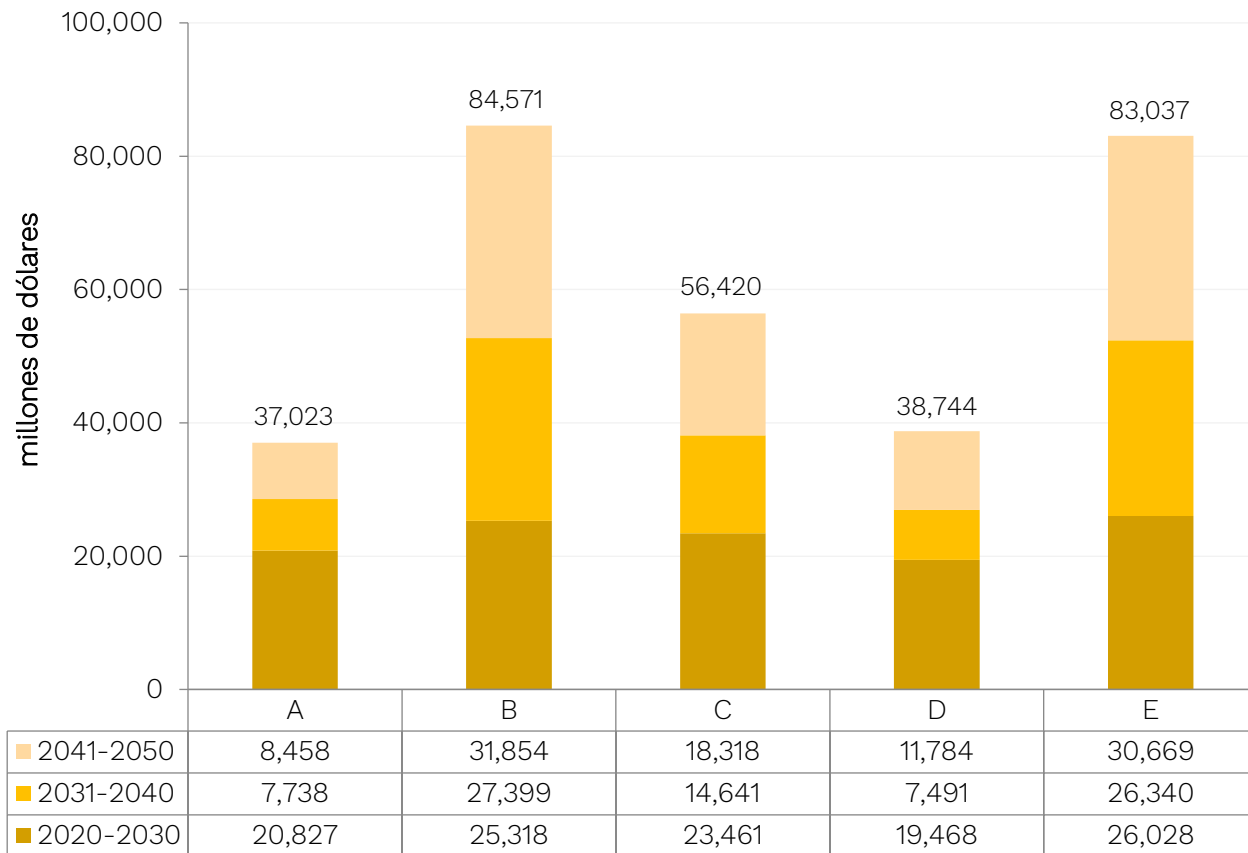
Una matriz eléctrica que se limpia

Las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector eléctrico presentan una tendencia a la baja entre 2020 y 2040. Posterior a ello, se estabilizan en torno a los 3 a 5 millones de toneladas anuales, lo que representa poco más de un 10% de los valores que se presentan en la actualidad. Además, el rango hidrológico también se reduce drásticamente, fundamentalmente porque la participación de la energía hidroeléctrica se prevé cada vez menos preponderante en favor de otras tecnologías renovables.

El tránsito entre 2020 y 2042 es distinto entre los escenarios. Por una parte, se observa que los escenarios B y E tienen una caída más lenta del nivel de emisiones GEI, principalmente porque la demanda en ambos considera la tendencia “alta”, y porque el retiro total de centrales a carbón se produce en 2040.

Los escenarios A, C y D presentan un nivel de emisiones más bajas durante el periodo 2020 a 2040 dado que contienen una demanda con menores tasas de crecimiento. En el caso de los escenarios A y C, éstos contemplan un retiro de carbón total al 2033, lo que explica la sustancial baja de emisiones en torno a esa fecha.

Inversiones en proyectos de generación eléctrica



Periodo 2020
a 2030
Incluye
proyectos en
construcción
y decretados

26.000
millones de
dólares

27.500
millones de
dólares

Periodo
2030-2040
Proyectos nuevos
de generación y
almacenamiento

Periodo
2040 a 2050
Proyectos nuevos
de generación y
almacenamiento

32.000
millones de
dólares

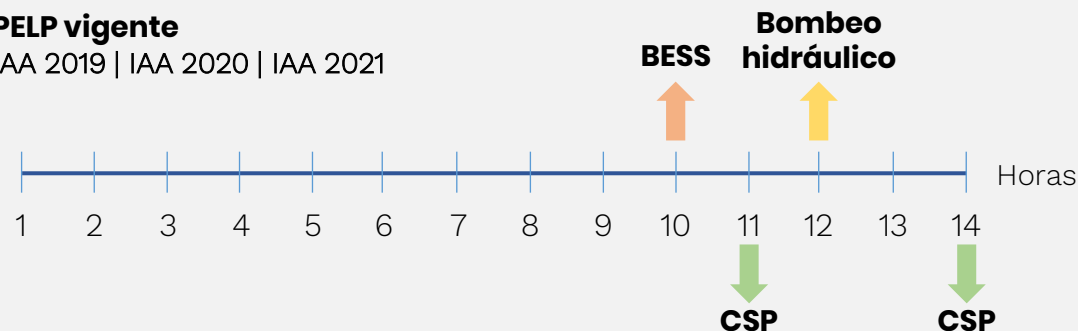
Índice

1. Escenarios energéticos
2. Contexto energético
3. Principales actualizaciones
4. Proyecciones energéticas
- 5. Desafíos operacionales de la red**

Modelación de almacenamiento y generación gestionable

PELP vigente

IAA 2019 | IAA 2020 | IAA 2021



PELP: Planificación Energética de Largo Plazo

BESS: Battery Energy Storage System

CSP: Concentración Solar de Potencia

Proyectando un sistema eléctrico renovable y flexible

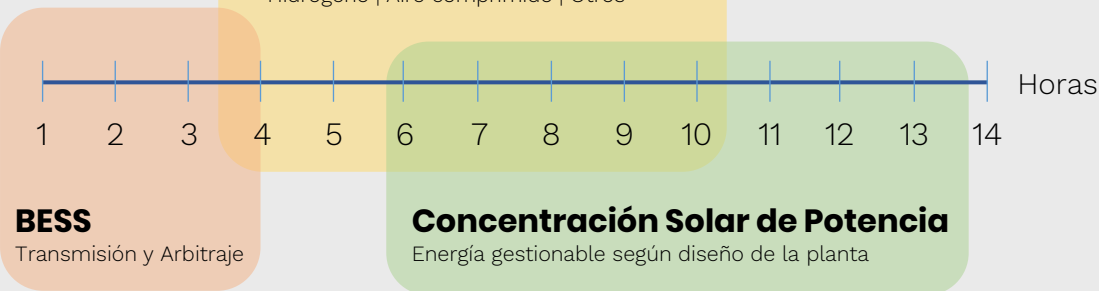
Para mejorar las proyecciones energéticas al largo plazo, considerando altos niveles de inserción de fuentes de generación renovable variable, es relevante considerar las condiciones de seguridad de la red.

Por ello, las proyecciones en el marco del proceso PELP 2023-2027 han modelado de mejor manera el almacenamiento, la generación gestionable y las restricciones operativas de seguridad del sistema para dotar de más flexibilidad a la red, entregando claras señales de inversión en el país y sentar las bases de la modernización del sector eléctrico, en particular, su operación.

Nueva PELP quinquenal Periodo 2023-2027

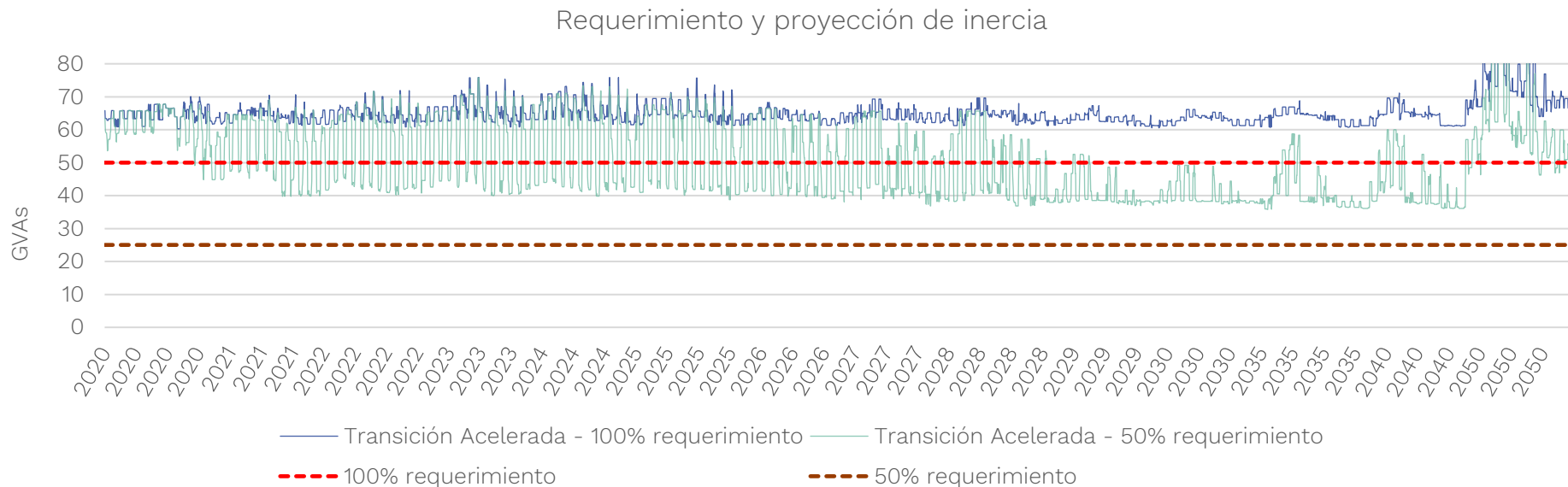
Otros almacenamientos

Bombeo hidráulico | Baterías de Carnot | Hidrógeno | Aire comprimido | Otros



+ Flexibilidad

Proyección de los cumplimientos de inercia



Desafíos de la operación del sistema eléctrico

La entrada masiva de energías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica), sumado al retiro progresivo y cada vez más rápido de las centrales a carbón, además de la menor disponibilidad hidroeléctrica por la escasez hídrica, suponen grandes desafíos en la operación del sistema eléctrica en términos de mantener la estabilidad y seguridad del mismo, utilizando nuevas tecnologías coherentes con el largo plazo.

Se requerirá la adopción de nuevas tecnologías, como almacenamiento, aporte a través de inversores en base a electrónica de potencia, condensadores sincrónicos, etc., lo que debe atenderse con la urgencia que merece esta solución habilitadora hacia un desarrollo carbono neutral. Digitalización, proyectos piloto, alianzas entre organismos, serán clave en los próximos años.



INFORME DE ACTUALIZACIÓN DE ANTECEDENTES 2020

Planificación Energética de Largo Plazo

División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales
Ministerio de Energía

Sitio web: pelp.minenergia.cl
Contacto: pelp@minenergia.cl

Diciembre 2021