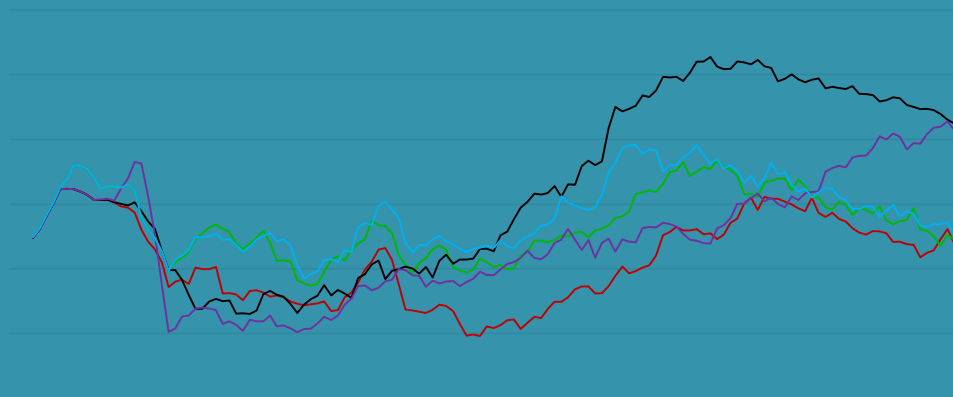


PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

Periodo 2018 – 2022

Informe de
Actualización de
Antecedentes 2019



Diciembre 2019

[Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco]

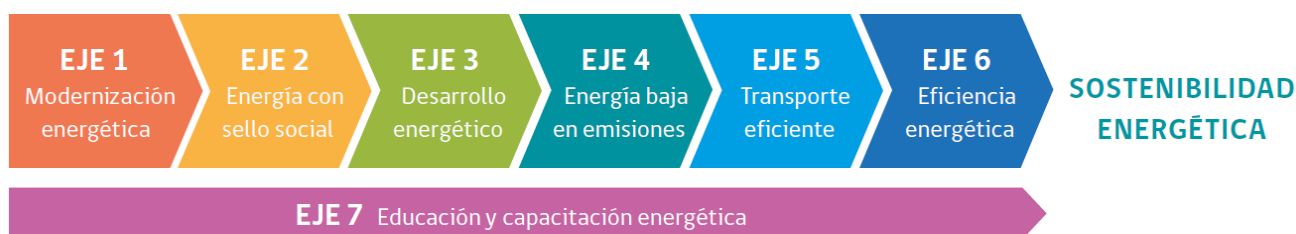
Índice

1.	Presentación	5
2.	Resumen ejecutivo	6
2.1	Ley General de Servicios Eléctricos	6
2.2	Escenarios energéticos	7
2.3	Plan de descarbonización energética nacional	7
2.4	Parque generador futuro indicativo	10
3.	Marco regulatorio	17
3.1	Ley General de Servicios Eléctricos	17
3.2	Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo	18
3.3	Proceso de Expansión de la Transmisión	20
4.	Retiro de centrales de generación eléctrica a carbón	22
5.	Escenarios energéticos	25
6.	Actualización de antecedentes	27
6.1	Infraestructura eléctrica	27
6.2	Crecimiento económico	28
6.3	Eficiencia energética	29
6.4	Electromovilidad	31
6.5	Climatización	32
6.6	Generación distribuida	33
6.7	Demanda	35
6.8	Costos de combustibles	37
6.9	Costos de inversión de tecnologías de generación	39
6.10	Potenciales y perfiles de generación	42
7.	Aspectos metodológicos	44

7.1	Co-optimización generación-transmisión eléctrica.....	44
7.2	Interacción del sistema energético y eléctrico	49
8.	Resultados	50
8.1	Resultados interactivos.....	50
8.2	Capacidad instalada y generación esperada	50
8.3	Participación renovable en la matriz eléctrica.....	56
8.4	Costos marginales	58
8.5	Plan de obras de generación indicativo resultante	60
8.6	Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero	70
9.	Análisis de la operación de corto plazo	71
10.	Desafíos futuros	75
10.1	Flexibilidad en el sistema eléctrico	76
10.2	Modelación con optimización en el uso de almacenamiento	77
10.3	Metodología para la selección de escenarios	77
11.	Conclusiones.....	78

1. Presentación

A través del presente documento, se deja a disposición pública el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 (IAA 2019) del proceso quinquenal de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), periodo 2018-2022 vigente, considerando las metas y políticas de energía al largo plazo, y los ejes de la Ruta Energética 2018-2022.



En términos generales, se actualizan los antecedentes que definen los cinco (5) escenarios energéticos vigentes, es decir, las proyecciones de demanda energética (y eléctrica), las proyecciones de costos de combustibles, las proyecciones de costos de inversión de las tecnologías de generación eléctrica, entre otros. Además, y en línea con lo dispuesto en la Ruta Energética, específicamente en el Eje 3 “Desarrollo energético”, este informe de actualización considera además lo dispuesto en el plan de descarbonización “Energía Zero Carbón”, anunciado por el Presidente de la República, Sr. Sebastián Piñera Echenique, en junio de 2019.

De esta manera, el IAA 2019 considera el retiro de ocho (8) unidades de generación eléctrica a carbón por una capacidad de 1.047 MW al año 2024 en los cinco (5) escenarios energéticos, y aborda tres (3) trayectorias prospectivas de intensidad de retiro de las unidades generadoras a carbón restantes, antes del año 2040. Asimismo, este trabajo ha sentado las bases para el desarrollo de los análisis asociados a la proyección de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en la evaluación de medidas costo efectivas del sector energético para alcanzar la meta de carbono neutralidad al año 2050, cuyos resultados han sido insumos fundamentales para la definición de las nuevas propuestas de cumplimiento de la NDC¹ de Chile al año 2030.

Finalmente, el ejercicio de planificación energética, en vistas de dar señales para el desarrollo de la transmisión eléctrica y apoyar las decisiones regulatorias relacionadas, incorpora –por primera vez– la optimización conjunta de la matriz de generación y transmisión eléctrica, sentando las bases para la consideración efectiva de los desafíos relacionados con las necesidades de flexibilidad y resiliencia del sistema energético.

¹ NDC: Contribución Nacional Determinada, que mide la contribución de cada país para hacer frente al cambio climático.

2. Resumen ejecutivo

El día 9 de marzo de 2018 se aprobó el Decreto Exento N° 92 que:

1. Aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2018 – 2022.
2. Define los Escenarios Energéticos vigentes en función de seis (6) de factores.

Con el objeto de actualizar los resultados de la Planificación Energética de Largo Plazo periodo 2018 – 2022, considerando los escenarios energéticos del Decreto Exento N° 92, se deben desarrollar anualmente informes de actualización de antecedentes. De esta forma, el presente documento corresponde al Informe de Actualización de Antecedentes año 2019 de la Planificación Energética de Largo Plazo vigente, proceso 2018 – 2022, el cual contempla el contexto energético actual, así como una actualización de las proyecciones de demanda, costos de inversión, combustibles fósiles, entre otros.

2.1 Ley General de Servicios Eléctricos

El artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) vigente, establece:

- *“Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años”.*
- *“...Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86°”.*

Al respecto, los resultados que se presentan en este documento forman parte del Informe de Actualización de Antecedentes 2019, asociado al proceso de planificación energética de largo plazo periodo 2018-2022 vigente, cuyos resultados serán considerados por la Comisión Nacional de Energía para desarrollar el Plan de Expansión de la Transmisión 2019, conforme a lo establecido en el artículo 87° de la LGSE y en el respectivo Reglamento de la Planificación de la Transmisión.

En ese sentido, el objetivo principal de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es entregar escenarios energéticos que contengan tendencias y comportamiento del consumo y de la oferta de energía que el país podría enfrentar en el futuro, de modo que sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que llevará a cabo la Comisión Nacional de Energía, y sirvan como apoyo para la toma de decisiones de política pública en materia energética. Mediante el presente informe se pone a disposición pública los resultados del Informe de Actualización de Antecedentes 2019.

2.2 Escenarios energéticos

Durante el año 2017, se desarrolló el primer proceso quinquenal de la PELP, actualmente vigente a través del respectivo Decreto Exento N° 92 exento, de fecha 9 de marzo de 2018, que aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018 – 2022, y los cinco escenarios energéticos para dicho quinquenio, los cuales se definen con mayor detalle en la sección 5 del presente documento. Estos escenarios están asociados al proceso quinquenal de la Planificación Energética de Largo Plazo, y serán actualizados una vez que se desarrolle un nuevo proceso quinquenal

Tabla 1: Escenarios energéticos de largo plazo, periodo 2018-2022.

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos	+ Costo y con carbón CCS	Libre	+ Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
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

2.3 Plan de descarbonización energética nacional

A inicios del mes de junio de 2019, el Presidente de la República Sebastián Piñera anunció el plan de descarbonización energética “Energía Zero Carbón”, que contempla importantes anuncios que sitúan a Chile en el camino para alcanzar la carbono-neutralidad al 2050, con hitos específicos, que permitirán propiciar un desarrollo sustentable y sostenible para la comunidad.

El anuncio contempla los siguientes objetivos:

1. Retiro de ocho (8) unidades generadoras a carbón al año 2024, por una capacidad de 1.047 MW.
2. Cese total de generación eléctrica en base a carbón al año 2040.
3. Carbono neutralidad² al año 2050.

Con el fin de incorporar estos compromisos en la planificación energética de largo plazo, el retiro de centrales de carbón del Sistema Eléctrico Nacional se ha asociado al factor “Disposición social de proyectos”, uno de los seis factores que definen los escenarios energéticos vigentes. Así, se elaboraron tres distintas trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón, según se detalla a continuación, las que fueron asociadas a las tendencias: (a) + Costo y con carbón CCS (Alta intensidad de retiro), (b) + Costo (Media intensidad de retiro) y (c) Libre (Baja intensidad de retiro). De esta manera, una alta intensidad de retiro se asocia a una reducción más acelerada de la generación a carbón en el sistema, y viceversa.

En la Figura 1 se presentan las distintas trayectorias de intensidad de retiro de carbón, desarrolladas con fines prospectivos para cumplir con lo anteriormente expuesto, las cuales se construyeron mediante un ranking de las unidades a carbón existentes, considerando dos variables: 1) años en operación, y 2) factor de planta histórico de cada unidad, con el fin de caracterizar tanto la antigüedad como la eficiencia operacional de éstas al momento de determinar su fecha de cierre prospectiva, para efectos de este ejercicio de planificación.

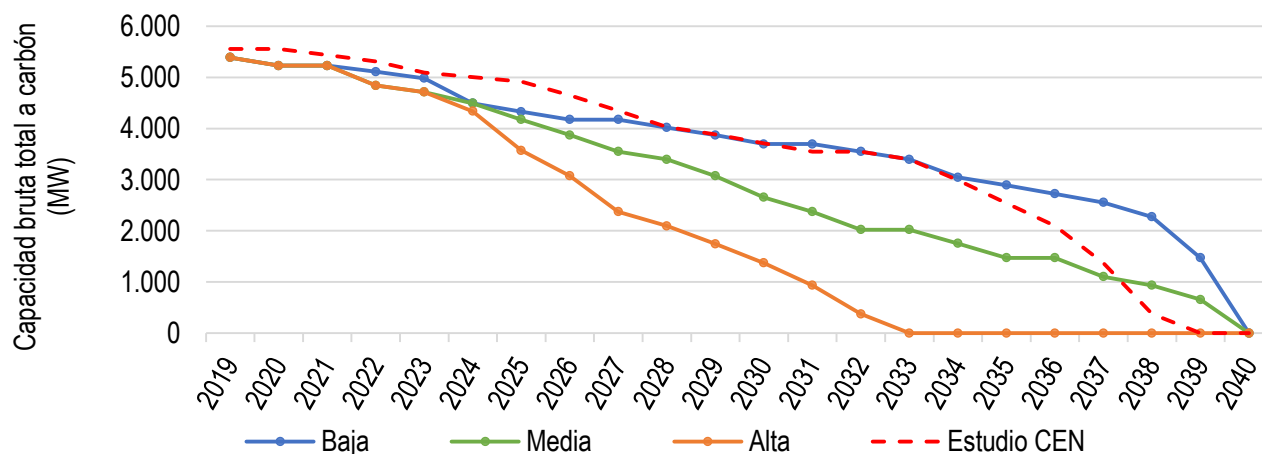


Figura 1: Trayectoria de intensidad de retiro de centrales eléctricas a carbón.

Nota 1: Es importante notar que las trayectorias de retiro de centrales a carbón son definidas para efectos de los ejercicios de planificación energética de largo plazo y son referenciales entre los años 2024 y 2040.

Nota 2: Previo al año 2024 se observa una diferencia en las trayectorias de retiro de centrales a carbón considerando la posibilidad de adelantar el retiro de las unidades de Central Tocopilla, U14 y U15, desde mayo de 2024 a enero de 2022, sujeto a la construcción de nuevas centrales renovables, según se detalla en el plan “Energía Zero Carbón”. La tendencia alta considera el retiro anticipado antes mencionado.

² Un país se define como “carbono neutral” toda vez que las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el mismo son iguales o menores a la capacidad de absorción que éste tenga (por ejemplo, a través de recursos forestales).

Es posible observar que se determinaron tres tendencias de intensidad de retiro de carbón; alta, media y baja, las cuales se comparan gráficamente con el cronograma considerado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su respectivo estudio prospectivo de retiro de centrales a carbón³, desarrollado para efectos de la sesión temática de impactos en el sector eléctrico que se desarrolló en Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón⁴.

Considerando esto, en la Figura 2 se observan las antigüedades promedio de las unidades a carbón al momento de su respectivo retiro del sistema eléctrico, para cada una de las trayectorias de descarbonización utilizadas con fines prospectivos para efectos del presente análisis. Para ello, se han agrupado las unidades a carbón de acuerdo a su fecha de puesta en servicio, estableciendo tres grupos, identificados como aquellas unidades construidas: 1) antes del año 1990, las cuales suman cerca de 1.047 MW y saldrán de servicio antes de culminar el año 2024, 2) durante la década del 1990, las cuales suman cerca de 940 MW, y 3) a partir del año 2009, que suman 3.550 MW y que actualmente poseen una antigüedad promedio de siete (7) años.

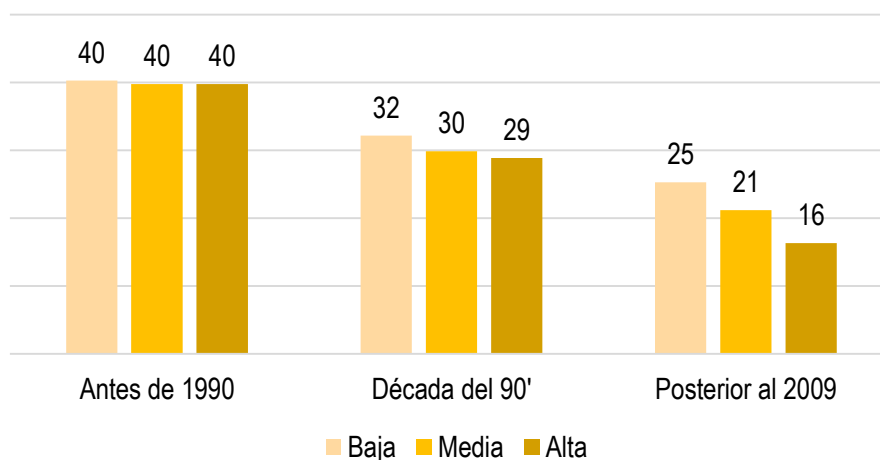


Figura 2: Antigüedad promedio de unidades a carbón al momento de su respectivo retiro, para cada una de las trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón, en función de los grupos definidos según su puesta en servicio.

³ Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón, Coordinador Eléctrico Nacional. Descarga en sitio web: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/12_2018_coordinador_estudio_impacto_sistema_electrico_informe_principal.pdf

⁴ Más información de la Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón en sitio web: <http://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion>

2.4 Parque generador futuro indicativo

2.4.1 Expansión de la matriz de generación eléctrica

En la Figura 3 se presenta la expansión de capacidad del parque generador eléctrico proyectado en función de los escenarios de la PELP, considerando los crecimientos esperados de demanda eléctrica del sistema, así como el retiro de las ocho unidades generadoras a carbón al 2024 como parte del primer paso del plan de descarbonización, y las demás según las tres (3) trayectorias prospectivas de intensidad de retiro de carbón de la red eléctrica antes del año 2040, para los periodos 2019 a 2030, y 2031 a 2050, respectivamente.

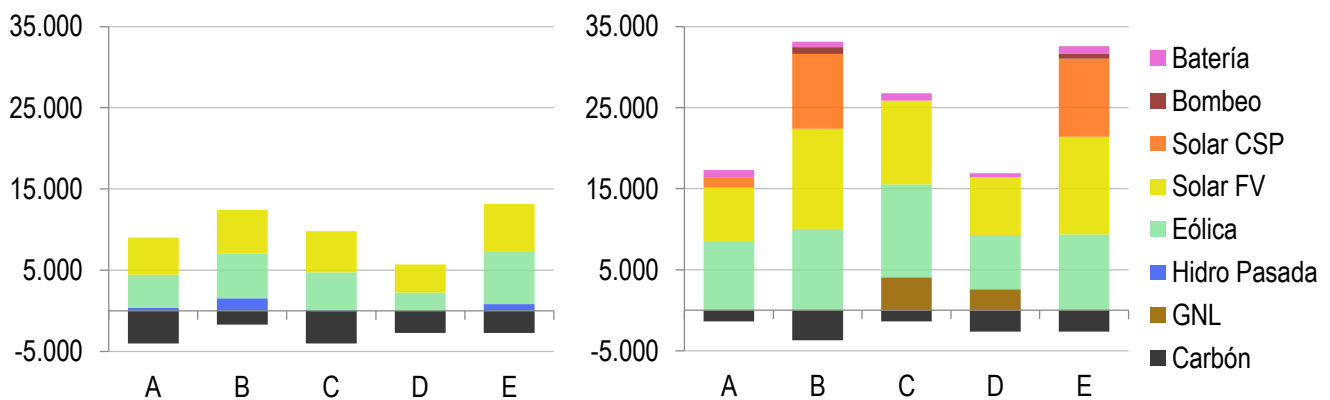


Figura 3: Nueva capacidad instalada entre el 2019-2030 (izquierda) y entre el 2031-2050 (derecha), en MW.

Se observa que antes del año 2030, todos los escenarios presentan una fuerte inversión en tecnología solar fotovoltaica, seguida de instalación de centrales eólicas; y la tercera tecnología –con menor proporción de instalación– en dos escenarios, es la hidráulica de pasada.

Por otro lado, al año 2050 se observa además la incorporación de nueva capacidad de generación en base a gas natural, particularmente en dos (2) de los cinco (5) escenarios, debido principalmente a la tendencia baja de combustibles fósiles en los escenarios C y D, mientras que en los escenarios restantes –principalmente B y E– se evidencia la incorporación de generación en base a tecnología de concentración solar de potencia (CSP), propiciada principalmente por bajos costos de inversión renovable en dichos escenarios, y una demanda eléctrica alta.

Ahora bien, el plan de obras de generación indicativo resultante, para cada uno de los cinco escenarios de la PELP, se traduce en un importante incremento de la participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica nacional, lo que se puede observar en la Figura 4 para distintos años de análisis, evidenciándose un incremento notoriamente superior en la década del 2020 al 2030.

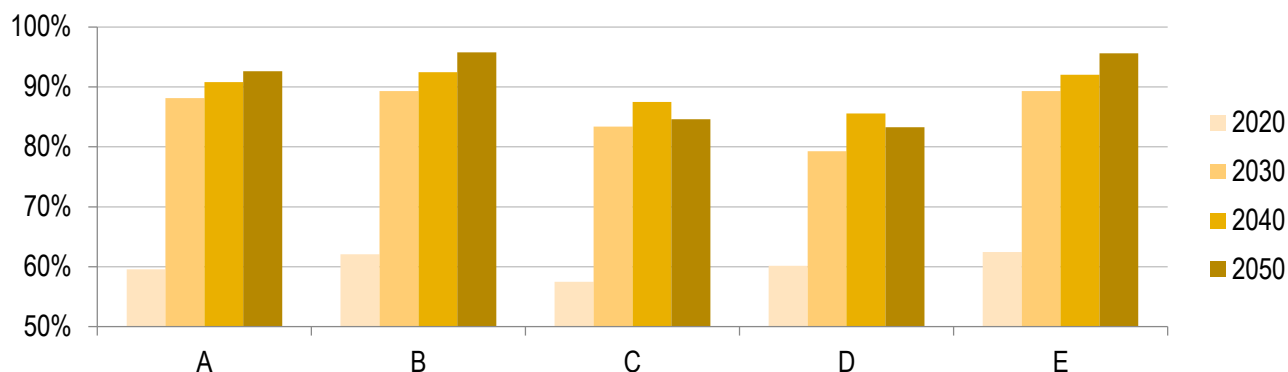


Figura 4: Evolución temporal del nivel de participación de energías renovables en la matriz eléctrica promedio en cada escenario.

Sin perjuicio de lo anterior, es relevante considerar e incorporar la incertidumbre asociada a la variación hidrológica (lluvias y deshielos, y consecuentemente uso del agua para generar electricidad) dentro del análisis de la participación renovable en la matriz eléctrica, lo que resulta en la proyección de una banda de participación renovable.

En este sentido, en la Figura 5 se presenta el rango de proyección de la participación renovable en la matriz eléctrica para cada uno de los escenarios. Se observa que, al pasar los años, la variabilidad del rango de proyección renovable se va acotando respecto a los valores promedio, debido principalmente al aumento de la capacidad de las tecnologías solares y eólicas. De esa manera, la participación renovable en la generación eléctrica pasaría de casi un 50% en la actualidad a más de un 70% al año 2025, lo cual se irá incrementando en función de distintos factores, tales como los crecimientos de demanda eléctrica, la velocidad de retiro de centrales a carbón, etc. Al final del periodo, se estima que se podrían alcanzar valores de participación renovable incluso superiores a un 90% en la matriz, más aun considerando estrategias sectoriales que se están proponiendo para alcanzar la meta de carbono neutralidad en el país.

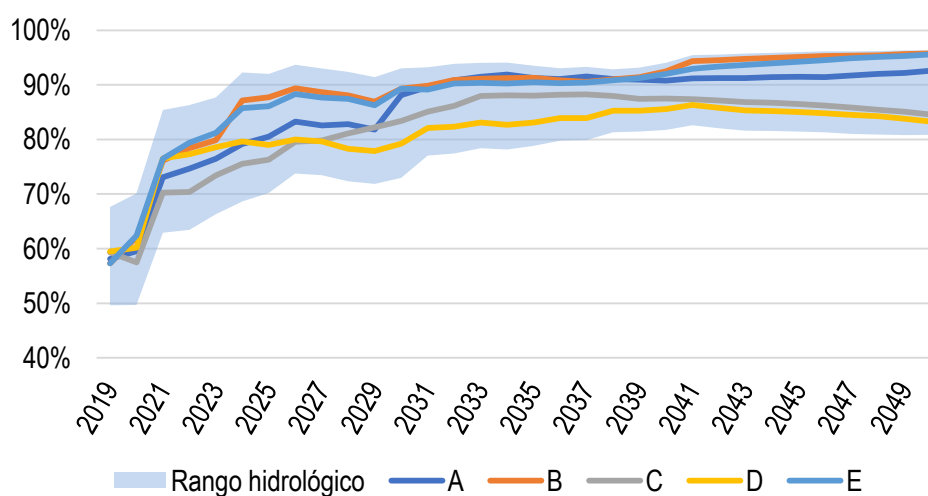


Figura 5: Banda de participación renovable en la matriz eléctrica, considerando una banda que representa la variabilidad hidrológica en cada uno de los escenarios evaluados.

En la Figura 6 se presenta la capacidad instalada acumulada (actual y proyectada) por tecnología a los años 2030 y 2050, respectivamente. Destaca un incremento de la participación de las tecnologías renovables, en particular la solar fotovoltaica y la eólica, y una capacidad instalada de generación al año 2050 que podría incluso triplicar la capacidad actual.

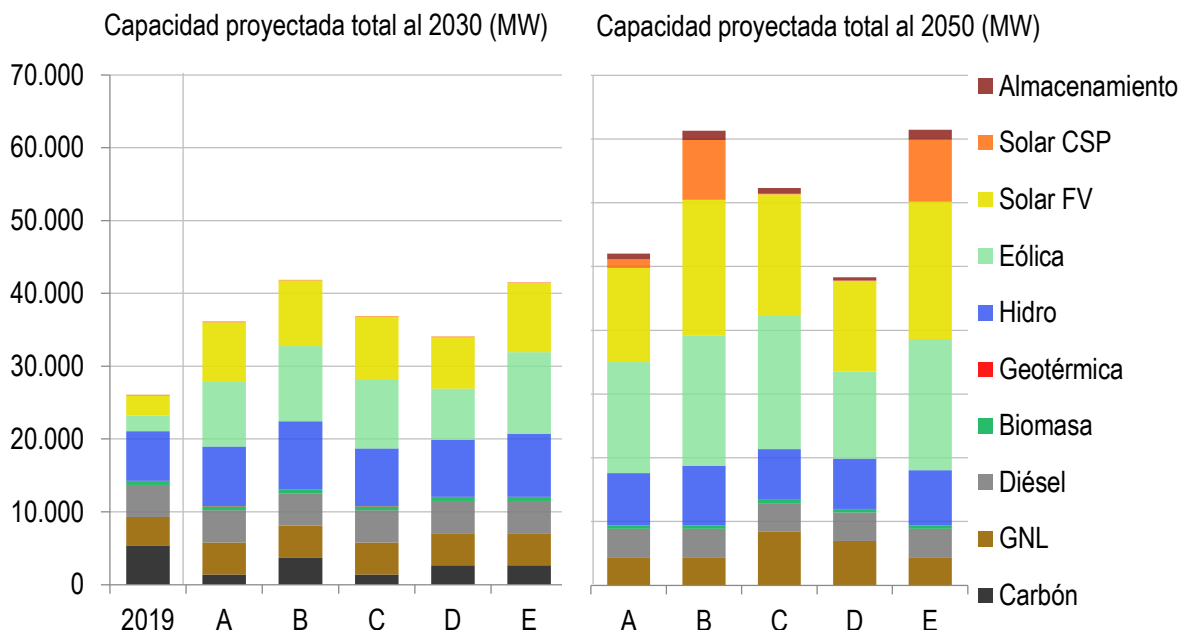


Figura 6: Capacidad instalada total por escenario para los años 2030 y 2050.

Nota: La capacidad instalada de almacenamiento de larga duración, por medio de baterías y centrales de bombeo, ha sido considerada como aporte energético y analizada como tal, y no responde a necesidades de seguridad y/o flexibilidad del sistema eléctrica.

Con el objeto de ilustrar la manera en que se expande la matriz de generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, en la Figura 7 se presenta la distribución geográfica de la nueva capacidad instalada por tecnología, para cada escenario, en el periodo 2020-2050. Del mismo modo, en la Figura 8 se presentan las expansiones en el sistema de transmisión modelado, lo que responde a una red simplificada que apoya el ejercicio de optimizar conjuntamente el crecimiento del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional y la transmisión eléctrica en alta tensión representativa. En ese sentido, se observa que los principales desarrollos en transmisión se deben realizar principalmente entre el norte y centro de Chile, y que tienen como objetivo primordial, permitir la incorporación de nuevos proyectos de generación renovable en el norte del país, aprovechando el potencial solar y eólico. También se evidencian expansiones importantes de la red entre las zonas centro y sur, aprovechando principalmente el potencial eólico existente en el sur del país.

Cabe mencionar que las expansiones del sistema de transmisión desarrolladas en el presente documento tienen la finalidad de definir la expansión más costo-eficiente de la matriz de generación eléctrica para la ciudadanía, no obstante, será la Comisión Nacional de Energía, en su Proceso de Expansión de la Transmisión, quien definirá las expansiones en transmisión requeridas para el país, con un mayor nivel de detalle y especificidad que lo realizado en este ejercicio.

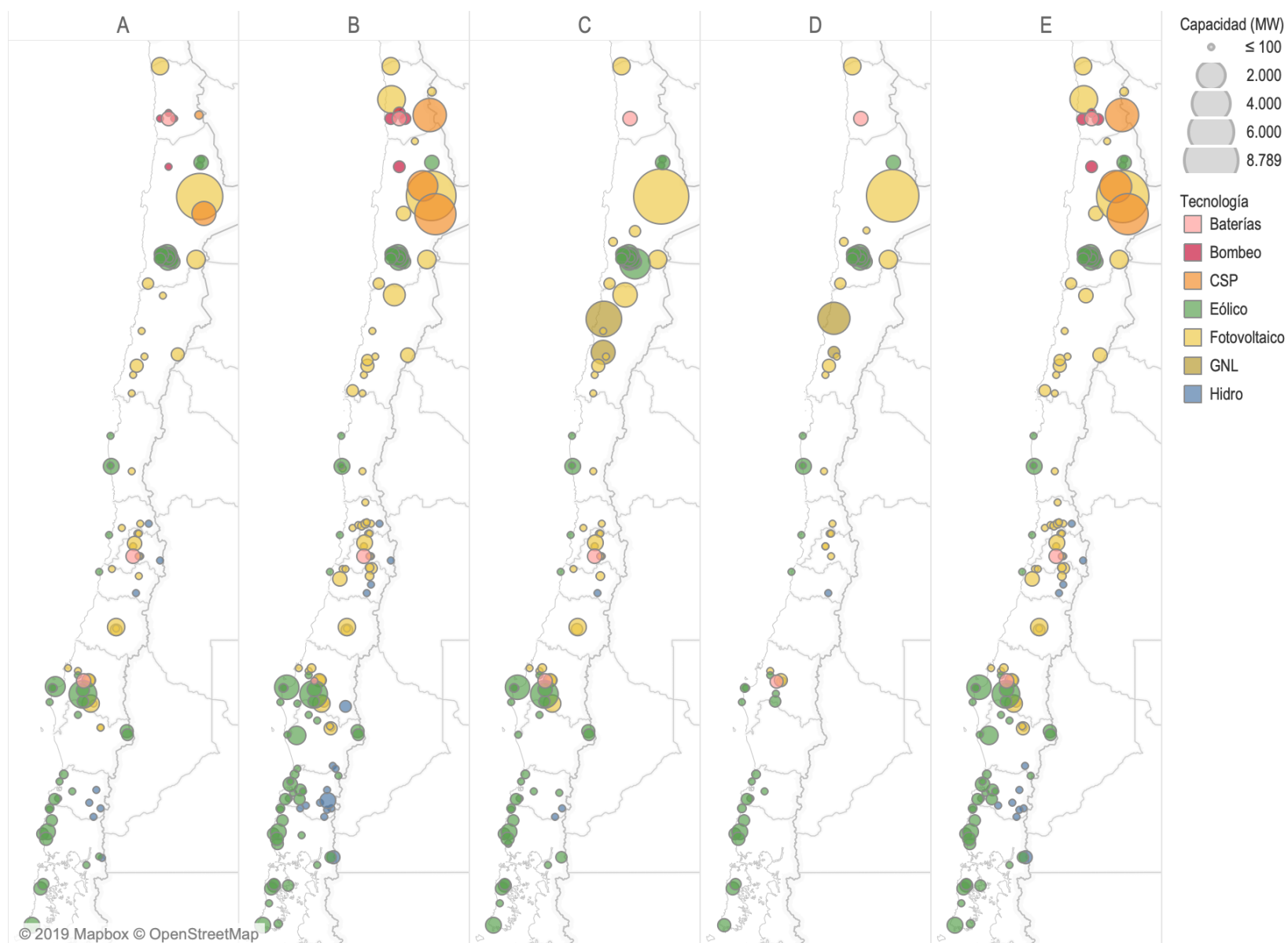


Figura 7: Distribución geográfica de los nuevos proyectos indicativos en la matriz de generación eléctrica para el periodo 2020-2050.

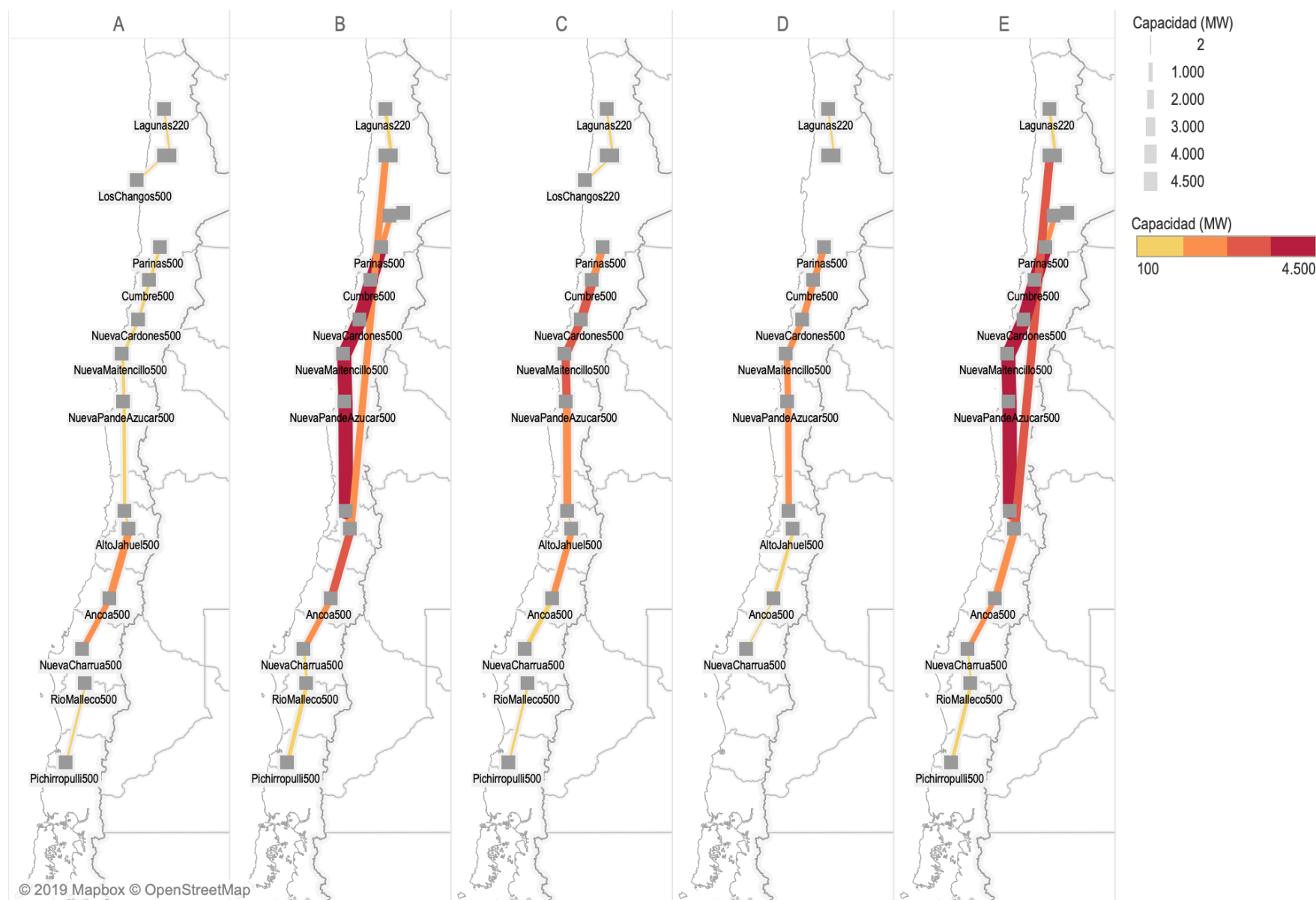


Figura 8: Principales expansiones de la red de transmisión requeridos para el periodo 2020-2050 de acuerdo con los proyectos de generación indicativos.

2.4.2 Costos de inversión y operación del Sistema Eléctrico Nacional

A continuación, se presentan los costos de inversión en generación eléctrica al año 2050, para cada uno de los cinco escenarios, indicando las características principales de cada uno de ellos.

Descripción de escenarios y partida de costos	Costos por escenario 2019 - 2050 (millones de dólares)				
	A	B	C	D	E
Intensidad de retiro de carbón	Alta	Baja	Alta	Media	Media
Nivel de demanda	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
Costos de Inversión renovable	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto
Inversión generación	27 mil	65 mil	38 mil	26 mil	66 mil

En la siguiente figura se presentan las inversiones totales en proyectos de generación para los periodos 2020 a 2030, 2031 a 2040 y 2041 a 2050, para cada uno de los cinco escenarios de la PELP.

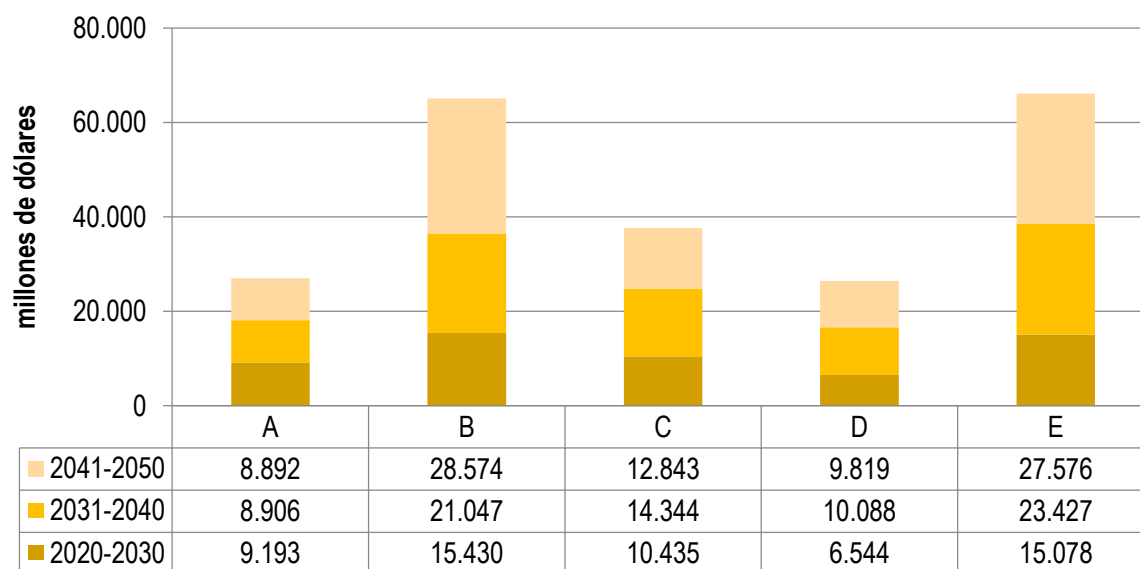


Figura 9: Inversiones en generación por periodo para todos los escenarios

Los costos de inversión totales de generación eléctrica al año 2030, rondan entre los 6,5 mil y 15,5 mil millones de dólares, lo cual por supuesto dependerá de las condiciones de demanda y precios tecnológicos que se vayan presentando en el futuro.

En la siguiente tabla se presenta el costo medio anual de operación del Sistema Eléctrico Nacional en cada periodo, para los cinco (5) escenarios de la PELP (los valores corresponden al promedio de las hidrologías modeladas).

Periodo	Costo medio anual de operación por escenario (millones de dólares)				
	A	B	C	D	E
2020-2030	964	895	1,001	881	920
2031-2040	524	771	920	874	702
2041-2050	551	677	1,183	1,132	653

Los costos de operación disminuyen progresivamente en los escenarios A, B y E, mientras que, para el C y el D, si bien bajan en el periodo 2031-2040, tienen un alza en la última década de simulación. Ello se debe a que en estos dos últimos escenarios, el parque generador eléctrico no sólo se expande en base a energías renovables, sino que también en centrales de gas natural, cuya operación incrementa los costos operacionales promedio del sistema.

3. Marco regulatorio

3.1 Ley General de Servicios Eléctricos

De acuerdo con el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), *“Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años”*. Este proceso deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética, y en particular eléctrica, considerando:

1. polos de desarrollo de generación.
2. generación distribuida.
3. intercambios internacionales de energía.
4. políticas medio ambientales que tengan incidencia.
5. objetivos de eficiencia energética.
6. los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía.

El objetivo principal de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) es entregar escenarios energéticos que contengan tendencias y comportamiento del consumo y de la oferta de energía que el país podría enfrentar en el futuro, de modo que sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que llevará a cabo la Comisión Nacional de Energía, y sirvan como apoyo para la toma de decisiones de política pública en materia energética.

Durante el año 2017 se desarrolló el primer y actual proceso de la PELP, definido en el Decreto Exento Núm. 92 exento, de fecha 9 de marzo de 2018, que aprueba la planificación energética de largo plazo, periodo 2018-2022. De esta manera, actualmente este Decreto contiene los cinco escenarios energéticos de largo plazo para el quinquenio recién mencionado, los cuales se presentan en la sección 5 del presente documento; cada uno de los cinco escenarios está afecto a seis factores, cuyas distintas tendencias permiten diferenciar estos escenarios, y responden principalmente a: 1) disposición social para proyectos, 2) demanda energética, 3) cambio tecnológico en almacenamiento en baterías, 4) costo de externalidades, 5) costos de inversión de tecnologías renovables, y 6) precio de combustibles fósiles.

3.2 Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo

Entendiendo la naturaleza propia de los procesos de planificación de largo plazo, cuyos resultados se encuentran sujetos a la evolución de las variables de entrada que alimentan los respectivos modelos de simulación, tales como las proyecciones de costos, demanda, etc., el artículo 83° de la LGSE, permite que el proceso de la PELP se actualice, manteniendo los escenarios energéticos, mediante la indicación: *“Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86°”*.

En consecuencia con lo anterior, recientemente se ha propuesto modificar el reglamento de la Planificación Energética de Largo Plazo vigente, mediante decreto supremo número 134 de 2016, del Ministerio de Energía, incorporando –entre otras modificaciones– el siguiente párrafo como parte del inciso primero del artículo 22°: *“El Ministerio podrá emitir, durante el primer trimestre de cada año, un Informe de Actualización de Antecedentes, lo que será comunicado mediante correo electrónico a los inscritos en el Registro de Interesados y publicado en el sitio web del Ministerio junto con la metodología utilizada para permitir la reproducción de los análisis realizados. En caso de que el Ministerio emita el señalado informe, deberá comunicarlo a la Comisión, dentro de los cinco días siguientes a su publicación, para los efectos de que ésta lo considere en la planificación de la transmisión a la que se refieren los artículos 87° y siguientes de la Ley.”*.

A su vez, el Informe de Actualización de Antecedentes se define como: *“Informe emitido anualmente por el Ministerio de Energía, que contiene un análisis comparativo entre la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos y los demás antecedentes considerados en los Escenarios Energéticos definidos en el Decreto de Planificación Energética vigente y las señaladas variables a la fecha del análisis, con el objetivo de definir y cuantificar las diferencias, identificar el impacto sobre los Escenarios Energéticos contenidos en el Informe Definitivo y la pertinencia de actualizar los antecedentes que correspondan”*, es decir, y tal como su nombre lo menciona, es una actualización de los principales antecedentes con un enfoque comparativo, pero manteniendo la definición de los escenarios energéticos y polos de desarrollos publicados en el decreto vigente al momento de desarrollar dicha actualización. De esta manera, el proceso quinquenal actual involucra las actividades indicadas en la Figura 10.



Figura 10: Proceso quinquenal de la planificación energética de largo plazo.

Los insumos de la PELP que se actualizarán anualmente –como mínimo– para la emisión del Informe de Actualización de Antecedentes, se presentan en la Figura 11.

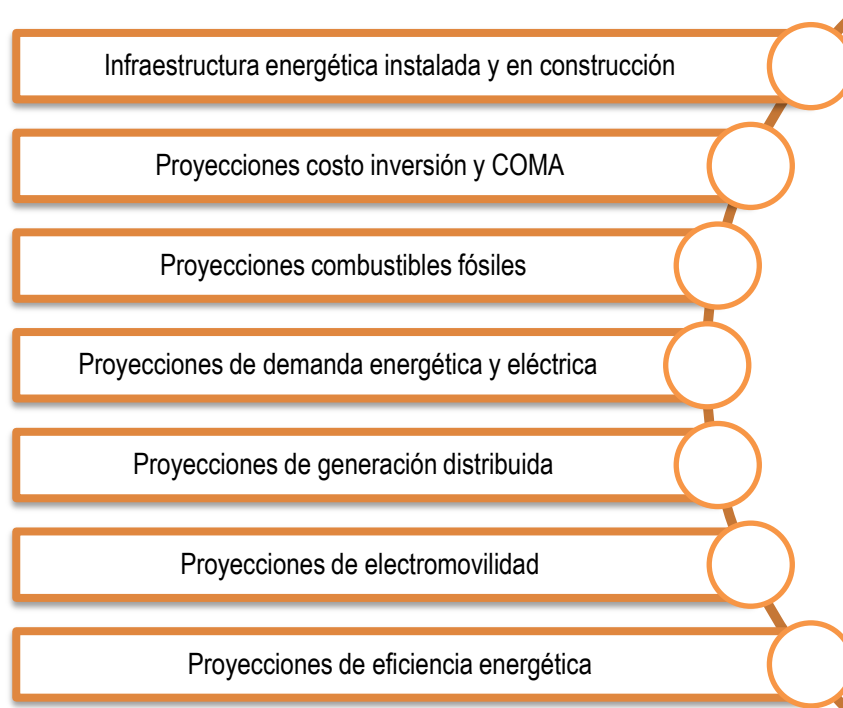


Figura 11: Insumos para la PELP.

Por otro lado, los principales resultados del proceso quinquenal se presentan en la Figura 12. Respecto a éstos, es preciso señalar que, para la elaboración de cada Informe de Actualización de Antecedentes, se considerarán los mismos escenarios energéticos definidos en el Decreto Exento N°92, y no se evaluará la actualización de Escenarios Energéticos ni la definición de Polos de Desarrollo, elementos que deben ser abordados en los próximos procesos quinquenales, según lo indicado en la LGSE.

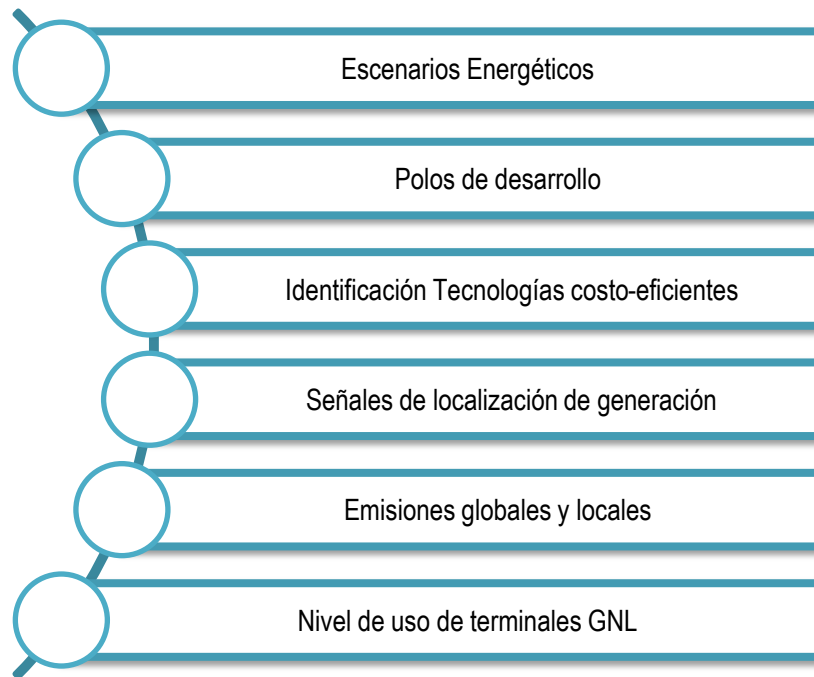


Figura 12: Productos de la PELP.

3.3 Proceso de Expansión de la Transmisión

El artículo 87° de la LGSE indica que la Comisión Nacional de Energía deberá considerar en el proceso de Planificación Anual de la Transmisión, la Planificación Energética de Largo Plazo que desarrolle el Ministerio de Energía. Las distintas etapas que conforman la Expansión de la Transmisión se presentan esquemáticamente en la Figura 13, donde se observa que la Planificación Energética de Largo Plazo forma parte de la primera parte del proceso de expansión de la transmisión eléctrica, entregando información que permite orientar el desarrollo del sistema eléctrico con una visión de Estado que garantice un sector eléctrico eficiente para todos los ciudadanos, entregando señales de localización para los distintos actores que forman parte de su expansión.

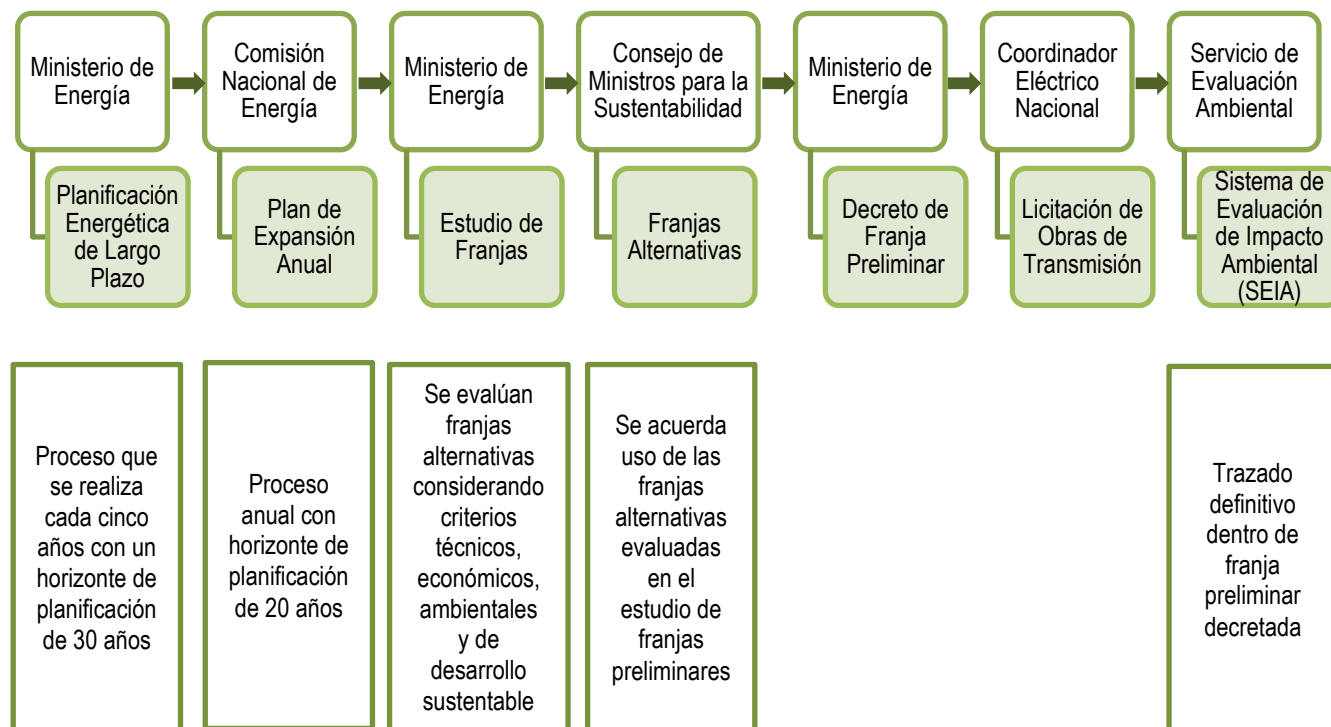


Figura 13: Proceso de expansión de la transmisión eléctrica.

Finalmente, este documento corresponde al Informe de Actualización de Antecedentes 2019, cuyos resultados han sido puestos a disposición de la Comisión Nacional de Energía para su utilización en el proceso de expansión de la transmisión 2019, según lo indicado en la ley y en los respectivos reglamentos que regulan esta materia.

4. Retiro de centrales de generación eléctrica a carbón

El martes 4 de junio de 2019, el Presidente de la República Sebastián Piñera anunció del plan de descarbonización energética “Energía Zero Carbón”, el cual contempla los siguientes objetivos:

- ✓ Retiro de ocho unidades generadoras a carbón al año 2024 (según se detalla en el esquema siguiente).
- ✓ Cese de generación eléctrica a carbón al año 2040.
- ✓ Alcanzar la meta de carbono neutralidad al año 2050.



Fuente: Ministerio de Energía

* Podría salir en enero de 2022 sujeto a la construcción de nuevas centrales renovables.

Figura 14: Unidades de generación a carbón que se retiran entre 2019 y 2024.

Con el fin de incorporar estos compromisos en el proceso PELP, se ha asociado el retiro de centrales de carbón al factor “Disposición social de proyectos”, uno de los seis que definen los escenarios energéticos vigentes. Así, se elaboraron tres distintas trayectorias de intensidad de retiro de carbón, las que fueron asociadas a las tendencias: (a) + Costo y con carbón CCS (tendencia Alta), (b) + Costo (tendencia Media) y (c) Libre (tendencia Baja).

En la Figura 15 se presentan las trayectorias de intensidad de retiro de carbón prospectivas, las cuales se construyeron utilizando un ranking de unidades a carbón que considera dos variables de decisión: 1) años en operación, y 2) factor de

planta histórico de cada unidad, con el fin de caracterizar tanto la antigüedad como la eficiencia operacional de éstas, al momento de determinar su cierre, para efectos de este ejercicio.

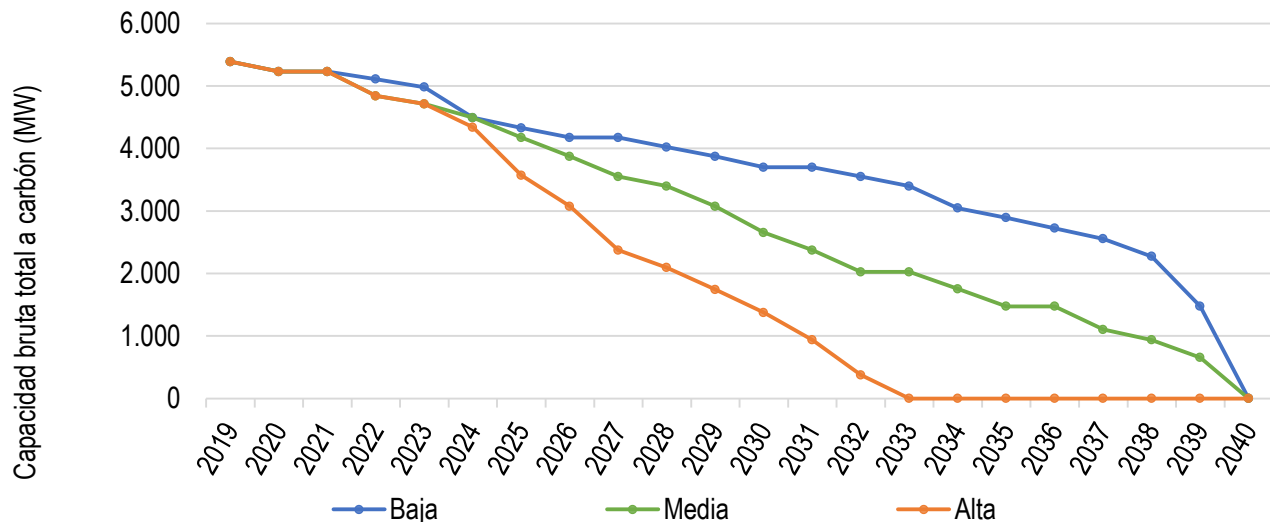


Figura 15: Evolución prospectiva de capacidad instalada de centrales a carbón, en MW.

Nota 1: Es importante notar que las trayectorias de retiro de centrales a carbón son definidas para efectos de los ejercicios de planificación energética de largo plazo y son sólo referenciales entre los años 2024 y 2040.

Nota 2: Previo al año 2024 se observa una diferencia en las trayectorias de retiro de centrales a carbón considerando la posibilidad de adelantar el retiro de las unidades de Central Tocopilla, U14 y U15, desde mayo de 2024 a enero de 2022, sujeto a la construcción de nuevas centrales renovables. De esta manera, la tendencia de alta descarbonización considera el retiro anticipado antes mencionado.

A modo de síntesis, en la siguiente figura se observan las antigüedades promedio al momento del retiro de unidades a carbón según cada una de las trayectorias de descarbonización utilizadas con fines prospectivos para la Planificación Energética de Largo Plazo. Para ello, se han agrupado las unidades a carbón de acuerdo a su fecha de puesta en servicio, estableciendo tres grupos, identificados como aquellas unidades construidas: 1) antes del año 1990, las cuales suman cerca de 1.074 MW y saldrán de servicio antes de terminar el año 2024, 2) durante la década del 1990, las cuales suman cerca de 940 MW, y 3) a partir del año 2009, que suman 3.550 MW y actualmente poseen una antigüedad promedio de 6,5 años.

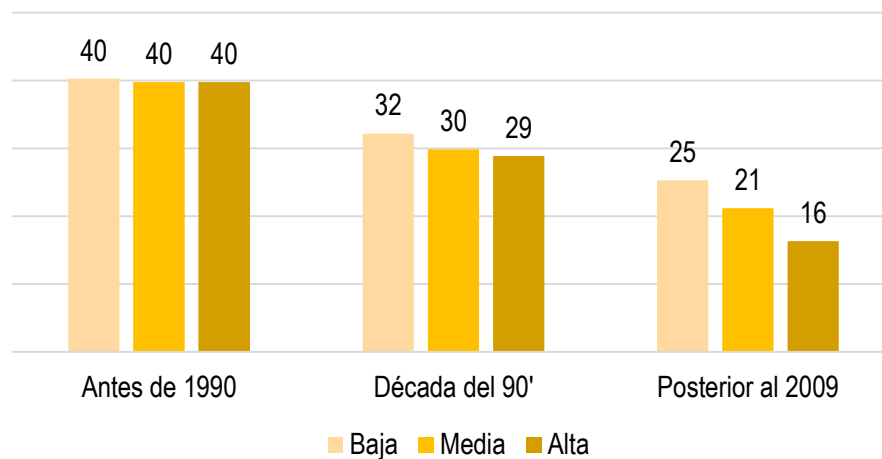


Figura 16: Antigüedad promedio de retiro de unidades a carbón según periodo de construcción.

Ahora bien, el plan “Energía Zero Carbón”, además del retiro de las unidades de generación eléctrica a carbón, establece el desafío de largo plazo de alcanzar la Carbono Neutralidad en 2050, lo que involucra a todos los sectores de la economía, pero por sobre todo al de energía, dado que es responsable del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero, aproximadamente.

En ese sentido, el Ministerio de Energía junto a otras carteras del Gobierno ha realizado análisis prospectivos de factibilidad técnica y económica de diversas medidas de reducción de emisiones para el sector, para lo cual se ha considerado como punto de partida los resultados de la presente actualización de la PELP, IAA 2019. De dichos estudios, se ha concluido que el retiro de centrales a carbón es la medida habilitadora que permite disminuir sustancialmente las emisiones generadas por el subsector generación eléctrica, lo que sumado a un desarrollo eficiente de la matriz eléctrica –considerando los bajos costos de inversión de fuentes renovables que se proyectan– transforman a la electrificación de consumo, actualmente emisor y no eléctrico, como una alternativa necesaria y eficiente para alcanzar la carbono neutralidad.

5. Escenarios energéticos

En el proceso de planificación energética de largo plazo quinquenal, se conformaron los escenarios energéticos para el periodo 2018-2022 que se encuentran vigentes. Estos escenarios fueron contruidos a través de un Comité de Escenarios, conformado transversalmente por personas con vasta experiencia en energía en distintos sectores de la sociedad, considerando por ejemplo, representantes de la academia, sector público y privado, quienes finalmente realizaron una priorización de factores de incertidumbre para la construcción de escenarios, los cuales se describe a continuación:

1. *Disposición social para proyectos.*

Se relaciona con la dificultad para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica en ciertas zonas del país. En particular, para las tecnologías de generación térmica en todo el país, e hidroeléctrica y eólica en el sur.

2. *Demanda energética.*

Entre los principales determinantes de largo plazo de la demanda energética se encuentran: la climatización eléctrica, electro-movilidad, eficiencia energética y crecimiento económico.

3. *Cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías.*

El desarrollo y costo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio, considerando el aporte que esta tecnología puede significar para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

4. *Costos de externalidades ambientales.*

Las externalidades ambientales y el costo internalizado que el sector energético tendrá en el largo plazo, donde se han considerado tanto las emisiones locales y globales.

5. *Costos de inversión en tecnologías renovables.*

El costo de inversión que algunas de las tecnologías renovables tendrán en el futuro, en particular la eólica y solar fotovoltaica, y también otras tecnologías como la concentración solar de potencia.

6. *Precio de combustibles fósiles.*

Los precios de los combustibles fósiles utilizados para generación eléctrica, en particular, los del gas natural, considerando que antes del año 2040 se realizaría el retiro de todas las unidades generadoras a carbón del Sistema Eléctrico Nacional.

Una vez definido el listado de factores priorizados, el trabajo se centró en la agrupación de éstos, mediante la definición de relatos coherentes sobre el desarrollo futuro del sector. Para ello, se asignaron tendencias a cada uno de los factores,

según se detalla en la Tabla 2. En esta oportunidad, además se consideran distintas tendencias para las trayectorias de intensidad de retiro de centrales a carbón del Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 2: Escenarios energéticos de largo plazo, periodo 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

(*) ++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.

6. Actualización de antecedentes

En el marco del IAA 2019 de la PELP, se consideraron las proyecciones actuales de los insumos indicados en la Figura 11. Al respecto, los niveles de demanda energética y eléctrica dependen de las proyecciones en electromovilidad, eficiencia energética, generación distribuida (residencial e industrial) y eficiencia energética, junto a la actualización de toda la infraestructura eléctrica disponible y en construcción. En relación a este último punto, y con el propósito de actualizar la información técnica de forma transversal, se realizó un trabajo conjunto con la Comisión Nacional de Energía y con el Coordinador Eléctrico Nacional para unificar la información, así como también con distintos equipos del Ministerio de Energía, como la División de Energías Sostenibles y la División Ambiental y de Cambio Climático, para las proyecciones e insumos del proceso de planificación energética de largo plazo.

6.1 Infraestructura eléctrica

En la Tabla 3 se presenta la capacidad instalada existente considerada para el año 2018, diferenciada por tecnología.

Tabla 3: Capacidad instalada existente para el año 2018.

Tecnología	Capacidad (MW)
Biogás	20
Biomasa	483
Carbón	5,233
Cogeneración	26
Diésel TG	2,349
Eólica	1,621
Fuel oil	148
Geotérmica	45
GNL TG CA	606
GNL TG CC	3,064
Hidráulica Embalse	3,307
Hidráulica Pasada	2,983
Hidráulica Pasada <3MW	454
Motor Diésel	1,157
Motor GNL	20
Solar Fotovoltaico	2,355
Total	23,871

Para modelar la infraestructura de generación eléctrica en construcción para los próximos años, se considera lo publicado en el Precio Nudo del primer semestre 2019, emitido por la Comisión Nacional de Energía. Además, se incorporan también aquellas centrales de generación eléctrica que se encuentran comprometidas por las licitaciones de suministro de energía para clientes sujetos a precios regulados. Lo anterior se presenta en la Figura 17.

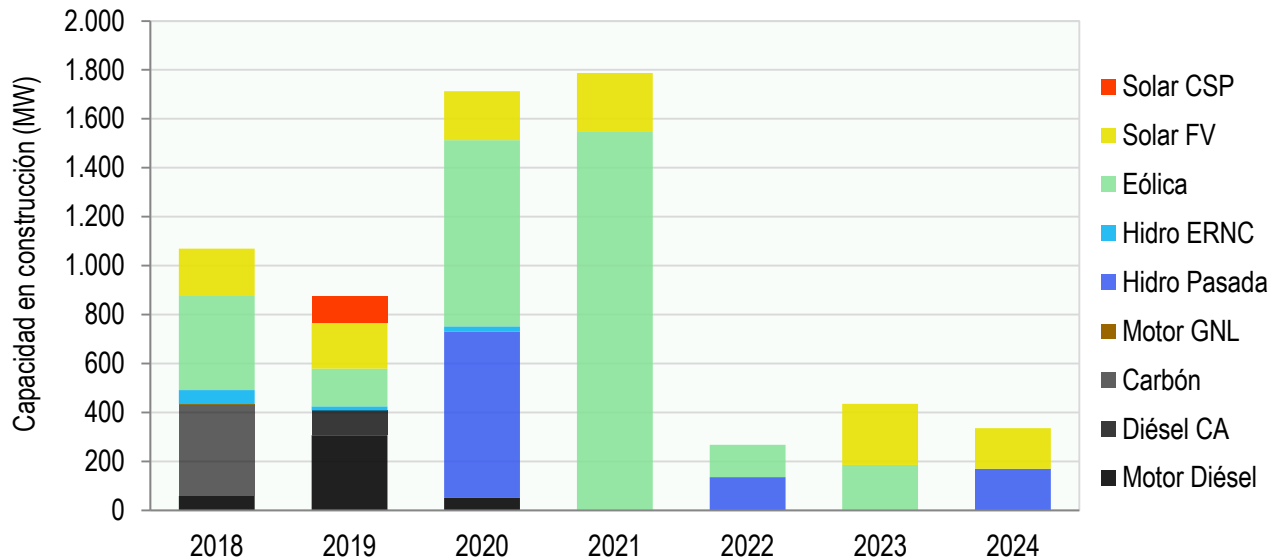


Figura 17: Plan de obras de generación eléctrica.

6.2 Crecimiento económico

Uno de los parámetros relevantes en el desarrollo de ejercicios de planificación energética es la proyección del crecimiento económico del país. Al respecto, las tendencias futuras consideradas fueron desarrolladas en conjunto con el Ministerio de Hacienda, las cuales se presentan en la Figura 18 para dos tendencias que buscan ampliar el rango de evaluación.

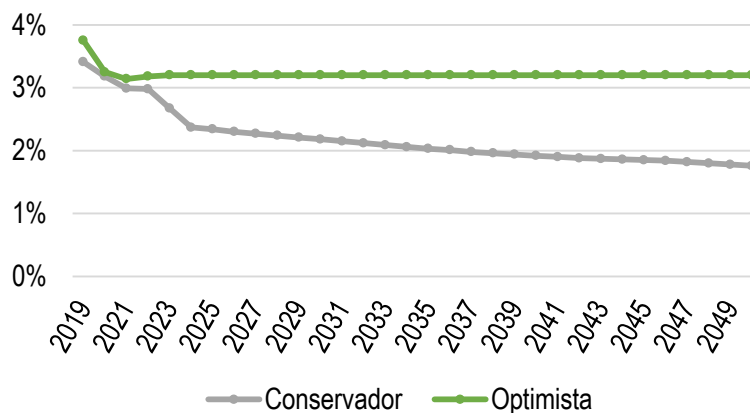


Figura 18: Crecimiento económico considerado.

6.3 Eficiencia energética

La Ley Eléctrica establece que el proceso PELP debe considerar, entre otros aspectos, los objetivos de eficiencia energética que sean definidos para el país. En ese sentido, y tal como se realizó para el proceso quinquenal, en esta actualización se consideró el efecto de medidas específicas de eficiencia energética en la proyección de la demanda. Para ello, se modeló el efecto de cada una en los distintos sectores consumidores de energía.

Estas medidas, dependiendo de sus características particulares y de la manera en que está modelado cada sector, pueden disminuir las intensidades de consumo de usos o procesos particulares, incrementar eficiencias de equipos específicos y/o vehículos, o bien modificar la partición de usos de combustibles o tecnologías para satisfacer una demanda proyectada.

En el modelo de proyección de demanda que utiliza el Ministerio de Energía, denominado LEAP⁵, se consideraron dos casos de penetración de eficiencia energética:

1. **Base:** se consideran mejoras en equipos y artefactos energéticos que ya presentan disminuciones en su consumo energético producto de medidas de eficiencia energética aplicadas (por ejemplo, recambio de luminarias). A su vez, se consideran mejoras continuas en aislación de viviendas y mejoramientos tecnológicos (por ejemplo, eficiencia de vehículos).
2. **Alta penetración:** se considera, por sobre las tendencias actuales, la aplicación de nuevas medidas de eficiencia energética y/o una mayor penetración de las existentes. Las medidas consideradas por sector fueron:
 - a) *Industria y Minería:* Estándares mínimos de eficiencia en motores eléctricos (MEPS⁶), considerando su implementación durante los años 2018 y 2030; Fomento a la cogeneración, estimando la entrada de un 5% anual a partir del año 2019; Obligaciones a Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía, asumiendo una capacidad de ahorro anual de 0,56% en el consumo eléctrico a partir del año 2019; e Implementación de medidas a través de empresas distribuidoras eléctricas, a través de un cargo por eficiencia energética a partir del año 2022.
 - b) *Transporte:* Conducción eficiente en vehículos de carga y de pasajeros, aumentando el rendimiento de éstos, con un ahorro porcentual de un 7.5% por cada chofer que aprende conducción eficiente; Cambio modal a modos más eficientes a partir del año 2025, con un 5% del parque automotor que se cambia hacia modos más eficientes; y Establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética en vehículos livianos en los años 2019, 2023 y 2027.

⁵ LEAP: Long-Range Energy Alternatives Planning.

⁶ MEPS: Minimum Energy Performance Standard.

- c) *Residencial*: MEPS de artefactos: establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para refrigeradores, ampolletas, lavadoras, equipos de aire acondicionado y calefactores a leña; Agua Caliente Sanitaria (ACS): mediante sistemas solares térmicos (SST) en viviendas, con la prolongación de la franquicia tributaria para estos sistemas, hasta el año 2028; Reglamentación térmica en viviendas: se establecen actualizaciones a la reglamentación térmica de viviendas en los años 2018, 2028 y 2038; Calificación obligatoria de viviendas nuevas: mediante un etiquetado de viviendas a partir del año 2020; Reacondicionamiento de viviendas vulnerables y privadas con créditos blandos. En viviendas vulnerables se establece una mejora promedio de un 30% en cuanto a los parámetros fijados en la reglamentación térmica; Fomento al uso de leña seca: asumiendo un porcentaje de 29% de aumento en su eficiencia a partir del año 2023; e Implementación de medidas a través de empresas distribuidoras eléctricas: mediante un cargo por eficiencia energética a partir del año 2022.
- d) *Comercial y Público*: MEPS de artefactos; establecimiento de estándares mínimos de eficiencia energética para refrigeradores, ampolletas, tubos fluorescentes, equipos de aire acondicionado y motores. Recambio anual de un 5% de luminarias públicas hasta el año 2021. Implementación de mejoras de eficiencia energética en Edificios Públicos (colegios, universidades y otros). Implementación de medidas de mejoras del potencial térmico de hospitales públicos. Implementación de medidas a través de empresas distribuidoras eléctricas, mediante un cargo por eficiencia energética a partir del año 2022.

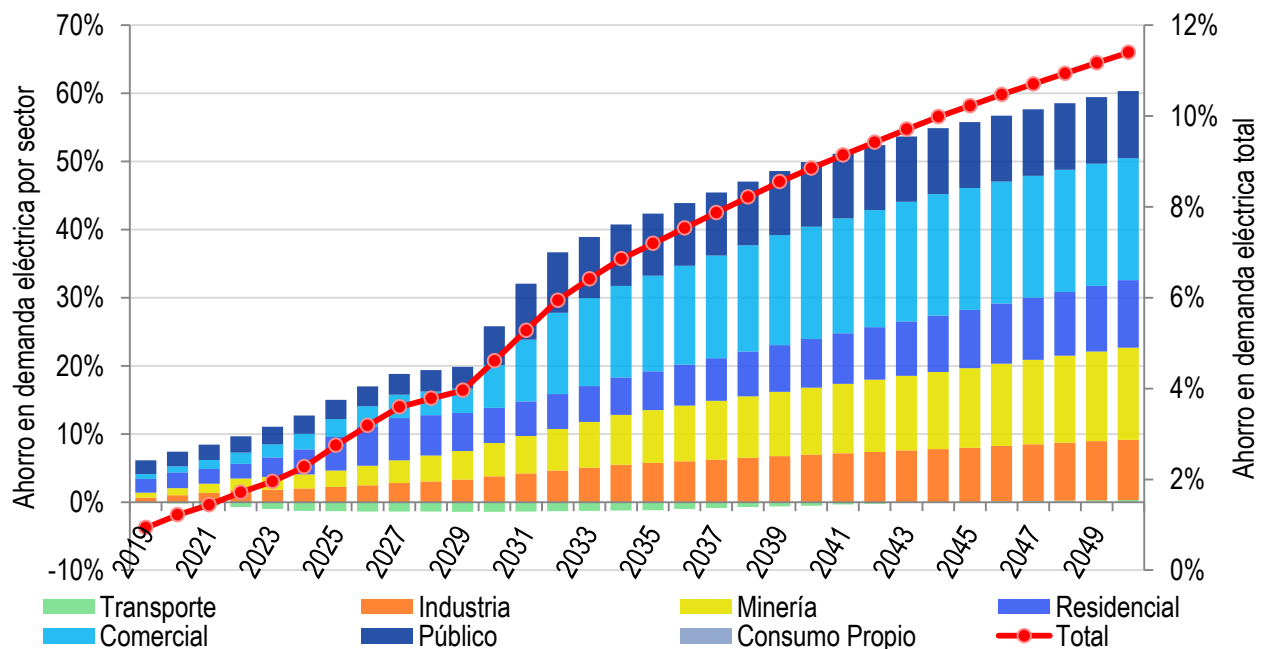


Figura 19: Proyección de ahorro en demanda eléctrica por sector por medida de eficiencia energética.

Al año 2050 se estima un ahorro eléctrico, por efecto del conjunto de medidas de eficiencia energética de un 11% con respecto al año 2018, en donde los sectores comercial y minero contribuyen con una mayor participación de 17% y 11%, respectivamente.

6.4 Electromovilidad

El modelo de demanda energética considera todos los sectores y subsectores del Balance Nacional de Energía, dentro de los cuales se encuentra el de Transporte. En éste, específicamente, se encuentran los tipos: caminero, ferroviario, aéreo y marítimo; con sus respectivos modos de transporte (por ejemplo, taxi, bus, automóvil, tren, etc.), sobre los cuales se considera la estimación del aumento de la demanda eléctrica, producto de la incorporación de la electrificación de éstos.

En la Figura 20 se presentan las proyecciones de penetración de vehículos eléctricos en el mundo, a partir de cifras desarrolladas por Bloomberg New Energy Finance (BNEF) y por EBP para la Agencia de Sostenibilidad Energética.

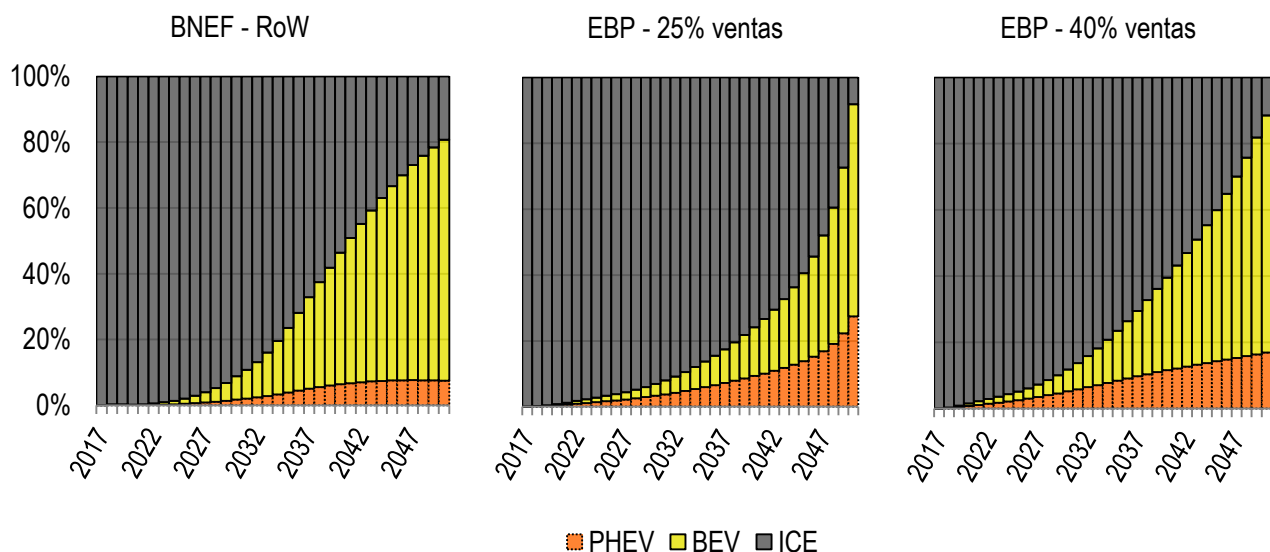


Figura 20: Proyecciones internacionales de penetración de vehículos eléctricos en el mundo.

A partir de estas proyecciones, se construyeron tres (3) tendencias de penetración de vehículos eléctricos para Chile: baja, media y alta. Para todas se consideró la proyección “EBP – 40% ventas”, sobre el cual se fue modificando la tasa de recambio de automóviles con tal de armar cada una de las tendencias. En el caso de baja penetración, se estimó un comportamiento tendencial de adopción de vehículos eléctricos, lo que redunda en 17% de vehículos particulares y taxis en 2050; para el caso de penetración media se consideró el mismo supuesto que el de baja, pero además se estimó la electrificación de todos los buses del país en 2050 (ver Figura 21 y Figura 22); para el caso de alta penetración se tienen en cuenta los mismos supuestos de la tendencia media, pero con una electrificación del 100% de los buses al año 2040.

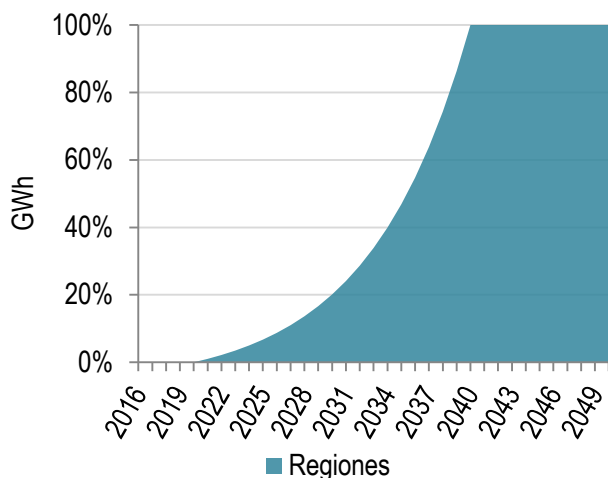


Figura 21: Proyección de la participación porcentual de la electricidad en el parque de buses en regiones.

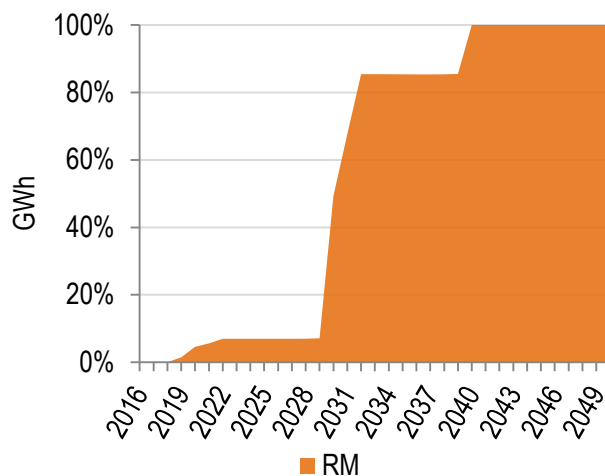


Figura 22: Proyección de la participación porcentual de la electricidad en el parque de buses en la Reg. Metropolitana.

6.5 Climatización

Durante el año 2010, el Ministerio de Energía desarrolló el estudio “Usos finales y curva de conservación de la energía en el sector residencial de Chile”, el cual definió a la calefacción como el principal uso energético en el sector Residencial a nivel país. En la misma línea, el consumo eléctrico por efectos del uso de aire acondicionado en viviendas es, sin duda, una fuente potencial de alto consumo eléctrico para el futuro del país.

El requerimiento de climatización se puede satisfacer mediante la utilización de distintos energéticos, ya sea: electricidad, leña (y/o derivados), gas natural, kerosene, entre otros. La elección de éste dependerá de la zona del país en que se encuentre la vivienda y de las características, tanto físicas como socioeconómicas, de la misma (por ejemplo, diferenciación del consumo entre casas y departamentos, disponibilidad presupuestaria, etc.).

En este caso, la demanda eléctrica se ve influenciada por el aumento del parque de viviendas en el país y el comportamiento del consumo energético (intensidad de uso), así como también por el aumento en la tenencia de artefactos (estufas y equipos de aire acondicionado).

Para el presente ejercicio se actualizaron las estadísticas correspondientes a la línea base de tenencia de sistema de calefacción y penetración de los diversos energéticos, de acuerdo con la información resultante de la Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional de Hogares (CASEN) edición 2017, que publicó el Ministerio de Desarrollo Social y Familia.

En virtud de lo antes expuesto, para esta actualización se consideraron dos casos de penetración de climatización eléctrica, los que se detallan a continuación:

1. **Base:** se considera que el uso de electricidad para calefacción presenta un aumento en base a las tendencias actuales (crecimiento tendencial), observándose un mayor crecimiento en departamentos nuevos. En cuanto a aire acondicionado, también se considera en este caso un aumento en su uso en base a las tendencias actuales.
2. **Alta electrificación:** se considera el uso de electricidad para calefacción en un 100% de los departamentos y de 50% en viviendas del país al año 2050 para el total de viviendas que requieren su uso, ya que no se considera uso de estas opciones en zonas del país en las que la demanda por calefacción no es significativa (por ejemplo, algunas zonas térmicas del extremo norte del país). En cuanto a aire acondicionado en viviendas, en este caso se consideró que al año 2046 se alcanzará cerca de un 50% de penetración de su uso en el país, tanto en casas como en departamentos, debido principalmente al aumento en el ingreso del país y potenciales aumentos de temperatura por efectos del cambio climático.

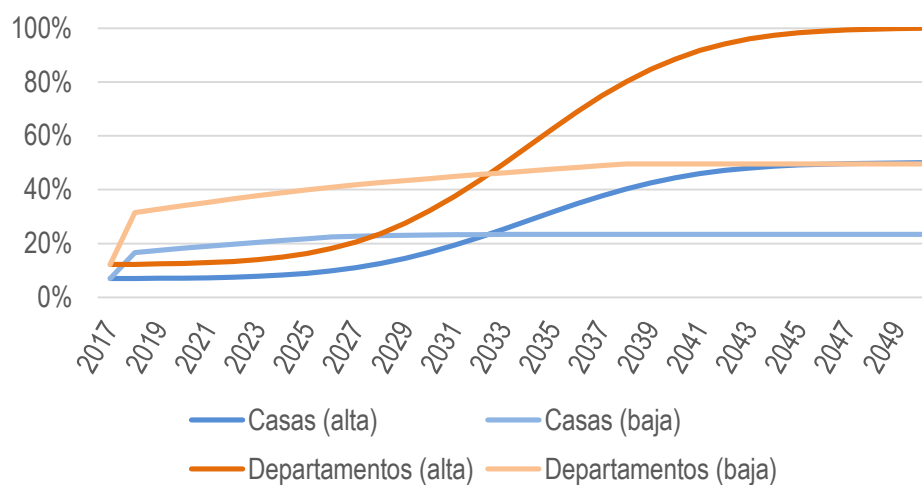


Figura 23: Proyección de penetración de climatización eléctrica en casas y departamentos.

6.6 Generación distribuida

La Ley N° 20.571 de Generación Distribuida faculta a los clientes regulados a instalar sistemas de generación eléctrica a través de energías renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, con una capacidad de hasta 300 kW, permitiendo no sólo el autoabastecimiento eléctrico, sino que también la inyección a la red, la cual es retribuida al respectivo precio nudo de la electricidad.

En ese sentido, y tal como se recogió en el proceso quinquenal de la PELP, en esta actualización se elaboraron proyecciones de penetración de la generación distribuida, y además en esta oportunidad no sólo se consideró el sector residencial, sino también se incluyó al sector comercial-industrial.

Para efectos de realizar una proyección de la penetración de la generación distribuida residencial, se ha seguido la metodología propuesta por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), adaptada para las condiciones propias de Chile.

Con respecto a la generación distribuida no residencial (comercial-industrial), en esta oportunidad se realizó una aproximación de la metodología utilizada para proyectos residenciales, ajustada por la brecha que actualmente existe entre ambos sectores.

Las proyecciones de capacidad y energía proyectada se presentan en la Figura 24 y en la Figura 25, respectivamente.

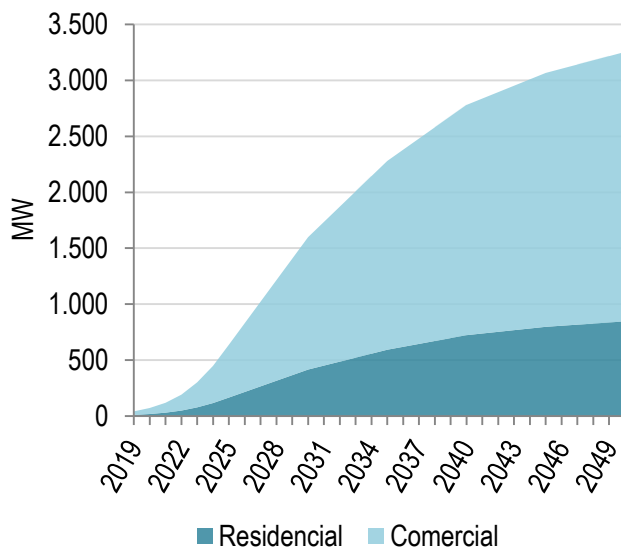


Figura 24: Proyecciones de penetración de generación distribuida (capacidad instalada).

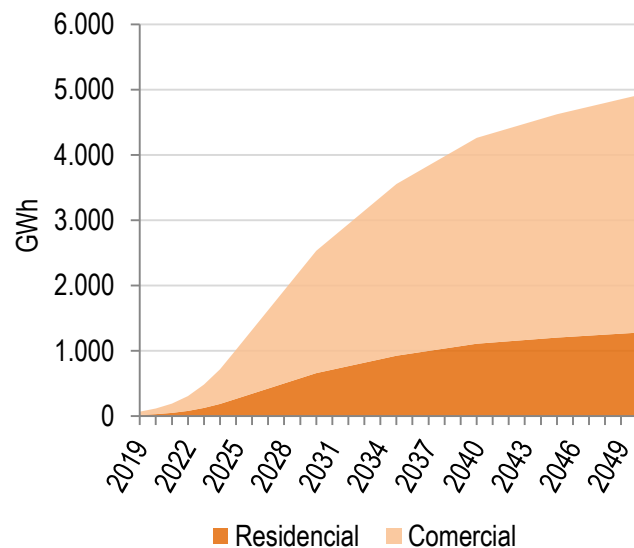


Figura 25: Proyecciones de penetración de generación distribuida (energía generada).

6.7 Demanda

6.7.1 Demanda energética

En la Tabla 4 se presenta de manera resumida la conformación de las distintas tendencias de demanda energética en base al conjunto de medidas que la conforman, y que fueron explicadas en detalle entre las secciones 6.2 y 6.6.

Tabla 4: Resumen de medidas consideradas en la proyección de demanda energética.

Medida		Baja	Media	Alta
Crecimiento económico		Bajo	Bajo	Alto
Eficiencia energética		Alta	Base	Base
Electromovilidad	Particulares	17% a 2050	17% a 2050	40% a 2050
	Taxis	17% a 2050	17% a 2050	40% a 2050
	Buses	0% a 2050	100% a 2050	100% a 2040
Climatización	Calefacción eléctrica	24% a 2050 (casas) 50% a 2050 (deptos.)	24% a 2050 (casas) 50% a 2050 (deptos.)	50% a 2050 (casas) 100% a 2050 (deptos.)
	Aire acondicionado	24% entre las regiones de Arica y Parinacota, y Valparaíso 17% resto de Chile	24% entre las regiones de Arica y Parinacota, y Valparaíso. 17% resto de Chile	29% entre las regiones de Arica y Parinacota, y Valparaíso 20% resto de Chile
Gen. distribuida	Residencial	850 MW instalados a 2050	850 MW instalados a 2050	850 MW instalados a 2050
	Comercial	2.400 MW instalados a 2050	2.400 MW instalados a 2050	2.400 MW instalados a 2050

De esta manera, se conforman tres tendencias de demanda energética para el periodo comprendido entre los años 2019 y 2050. En la Figura 26 se presenta la composición de la demanda energética por sector (para la tendencia media), así como los valores totales agregados para las (3) tendencias en general: alta, media y baja.

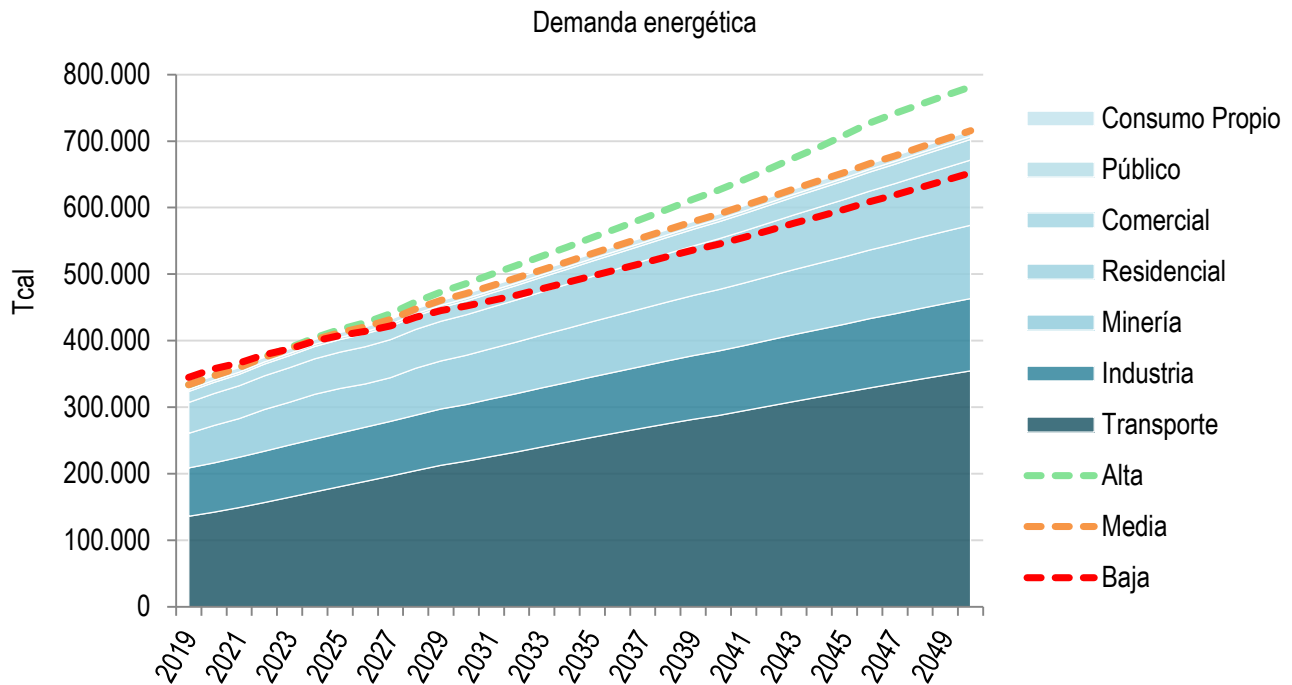


Figura 26: Demanda energética media por sector.

Las tres (3) tendencias de demanda energética se incorporan en cada uno de los cinco (5) escenarios energéticos, según lo establecido en la Tabla 2 de la sección 5 del presente documento. Se observa la relevancia del sector Transporte, que llega a un 45% de participación al 2050, y que junto a los sectores Industria y Minería representan el 73% del consumo energético total del país al final del horizonte analizado.

6.7.2 Demanda eléctrica

A partir del análisis de proyección de la demanda energética se obtiene la proyección de demanda para el sector eléctrico en particular, también para cada una de las tendencias construidas; alta, media y baja. Las proyecciones de demanda eléctrica se presentan en la Figura 27.

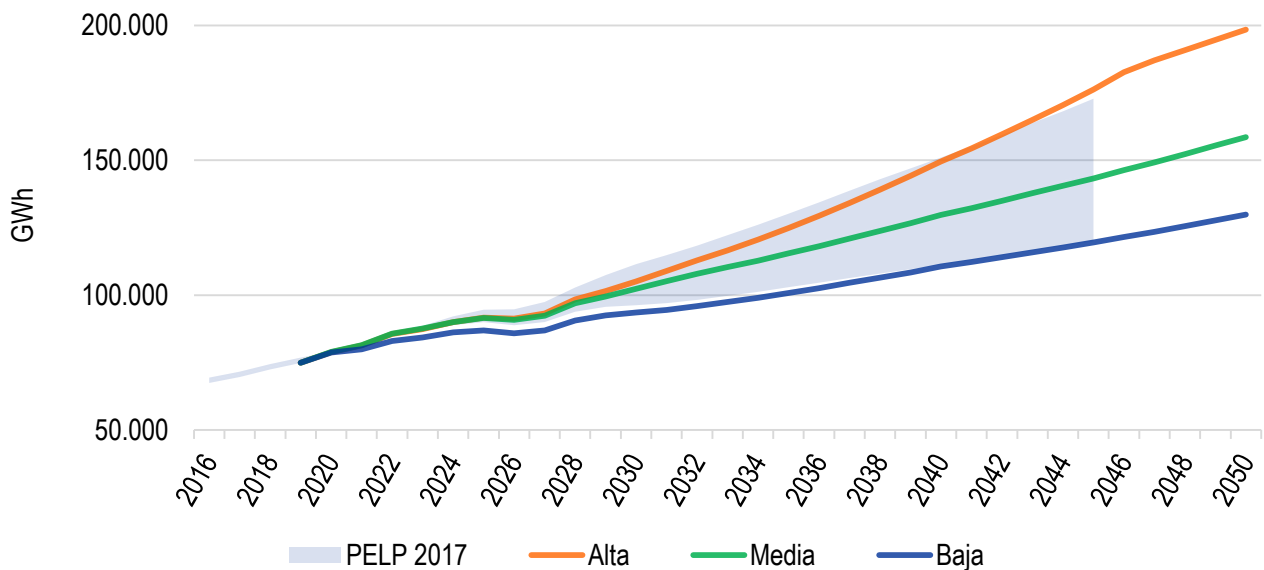


Figura 27: Proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2019-2050.

Se observa que el consumo eléctrico posee mayores tasas de crecimiento que el consumo energético, llegando a un 3.2%, 2.5% y 1.8% en el escenario alto, medio y bajo, respectivamente, lo que está directamente relacionado con la electrificación proyectada de la demanda en sectores o servicios que actualmente consumen energía de manera principal a partir de otros energéticos, tales como el transporte y la climatización, respectivamente.

6.8 Costos de combustibles

En las siguientes figuras se presentan las proyecciones de los precios de combustibles utilizados en el presente análisis IAA 2019, las cuales fueron construidas en base a proyecciones internacionales de diversas fuentes, entre las que se encuentran: Energy Information Agency, World Bank, Bloomberg New Energy Finance y McDaniel & Associates Consultants Ltda.

A partir de las distintas tendencias globales, se ajustó una tendencia particular para cada central de generación eléctrica, a partir del valor inicial de su precio de combustible y las variaciones porcentuales anuales de las tendencias globales. Los valores iniciales fueron obtenidos del Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo del primer semestre 2019, elaborado por la

Comisión Nacional de Energía, con el fin de mantener la relación y diversidad de costos que las centrales poseen en la actualidad.

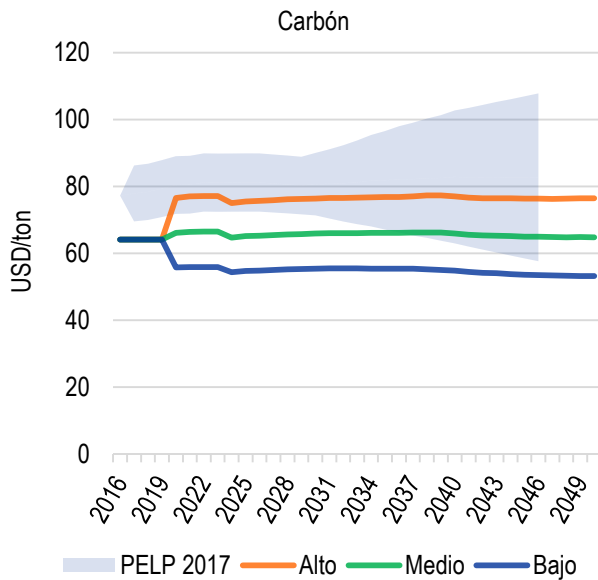


Figura 28: Costo proyectado del carbón.

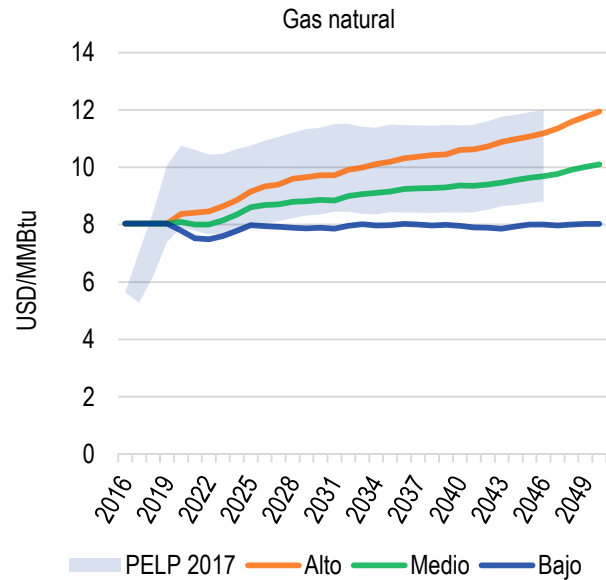


Figura 29: Costo proyectado del gas natural.

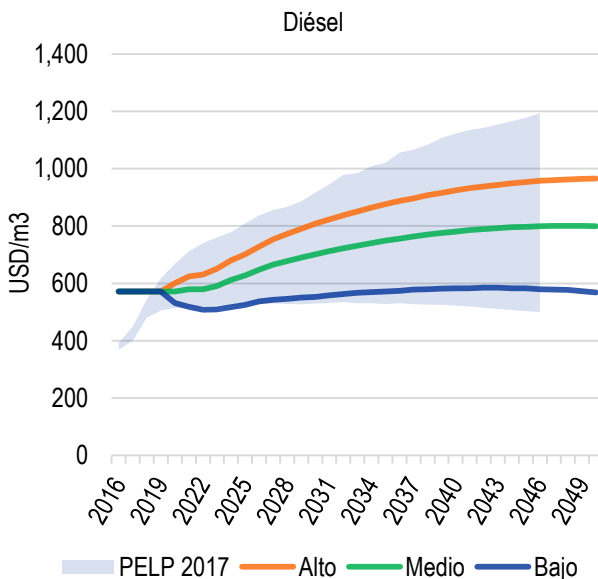


Figura 30: Costo proyectado del diésel.

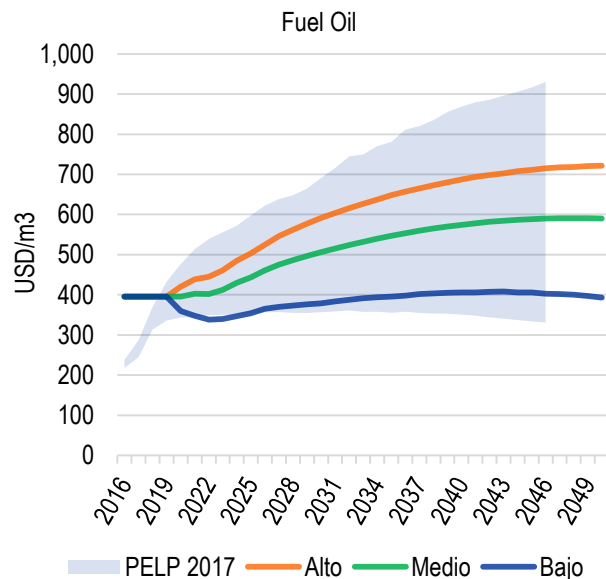


Figura 31: Costo proyectado del fuel oil.

6.9 Costos de inversión de tecnologías de generación

Además de los costos de inversión de tecnologías de generación considerados en la primera PELP, en este IAA 2019 se consideran nuevas tecnologías de generación eléctrica como lo son; las energías marinas y concentración solar de potencia con menos horas de almacenamiento⁷. Los costos de inversión por tecnología se presentan en las siguientes figuras.

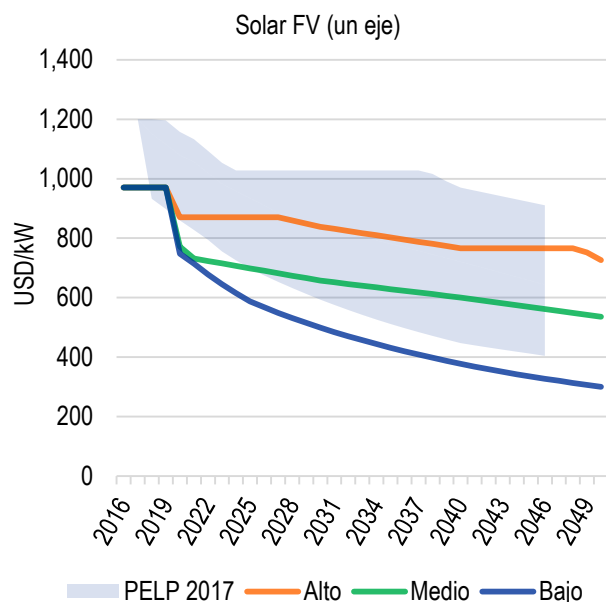


Figura 32: Costo de inversión tecnología solar fotovoltaica.

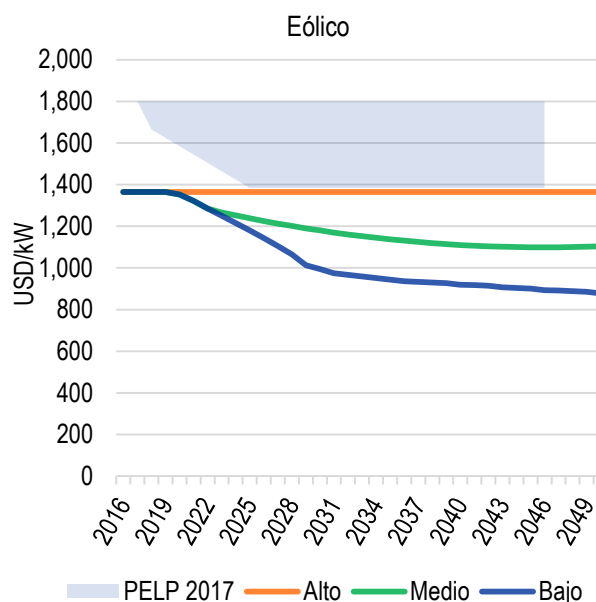


Figura 33: Costo de inversión tecnología eólica.

⁷ Este tipo de CSP, al contemplar menos horas de almacenamiento, éste se podría utilizar principalmente para aquellos momentos en que el sistema eléctrico requiera mayores niveles de generación, por ejemplo, en las horas en que la demanda neta (consumo menos generación de energías renovables variables) alcance los extremos.

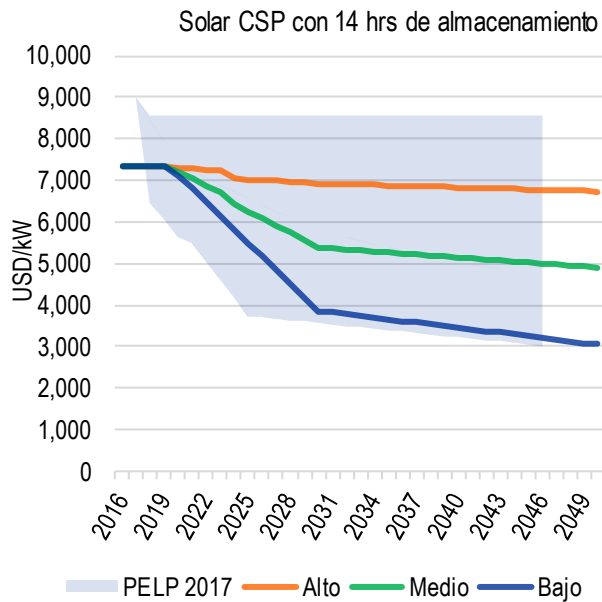


Figura 34: Costo de inversión de tecnología CSP (14 hrs.).

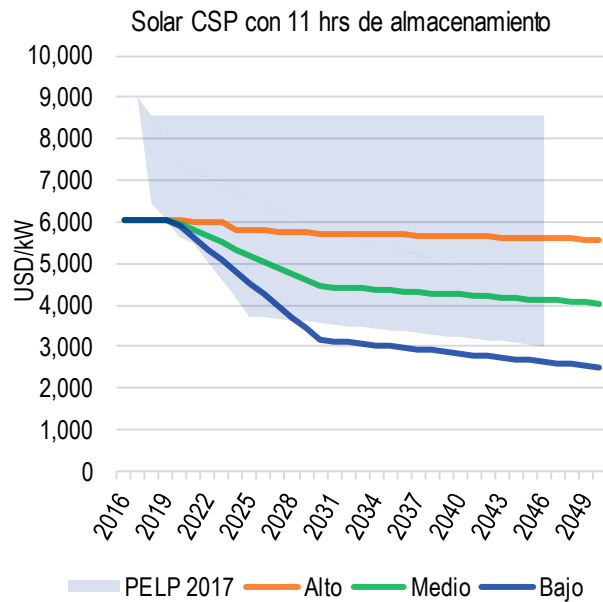


Figura 35: Costo de inversión de tecnología CSP (11 hrs.).

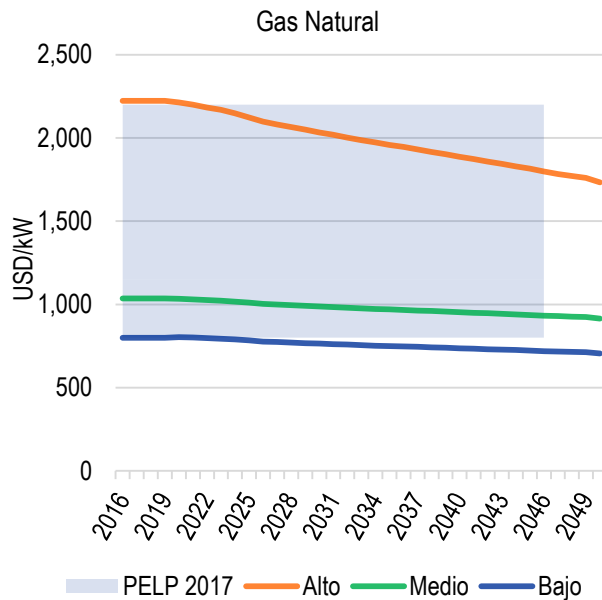


Figura 36: Costo de inversión tecnología gas natural.

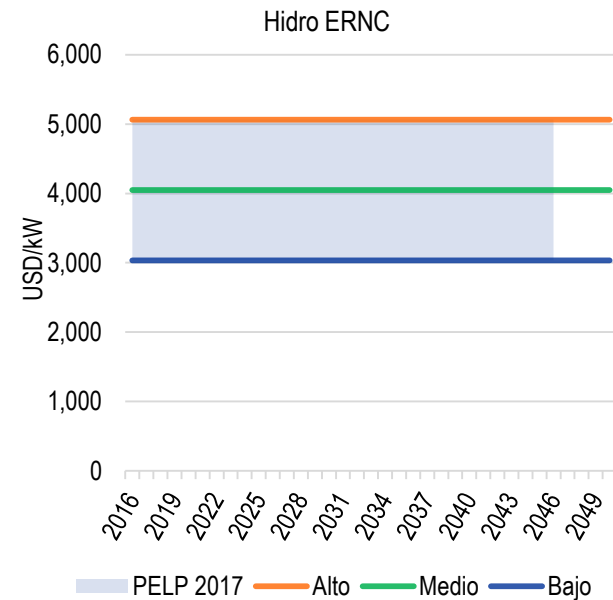


Figura 37: Costo de inversión tecnología hidro ERNC.

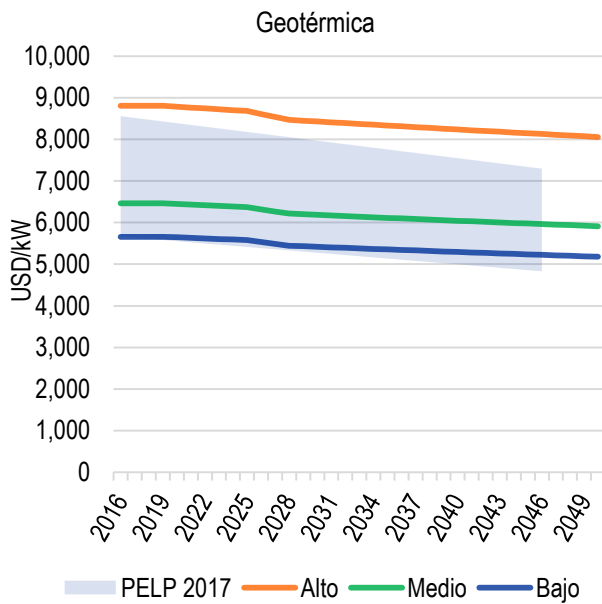


Figura 38: Costo de inversión tecnología geotérmica.

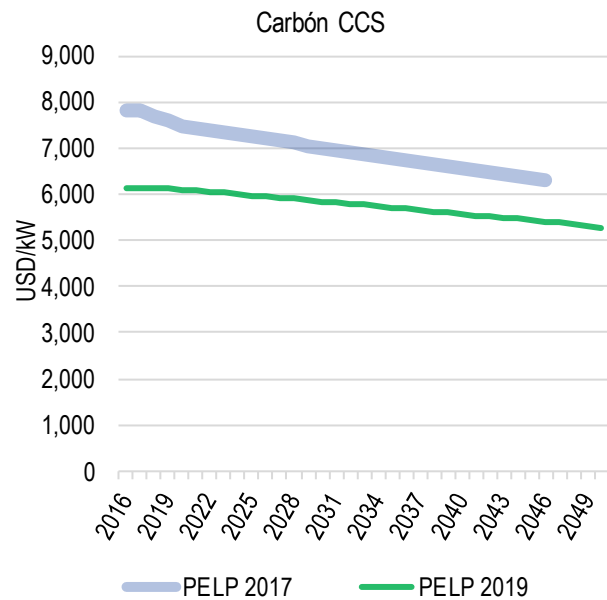


Figura 39: Costo de inversión de tecnología de carbón CCS.

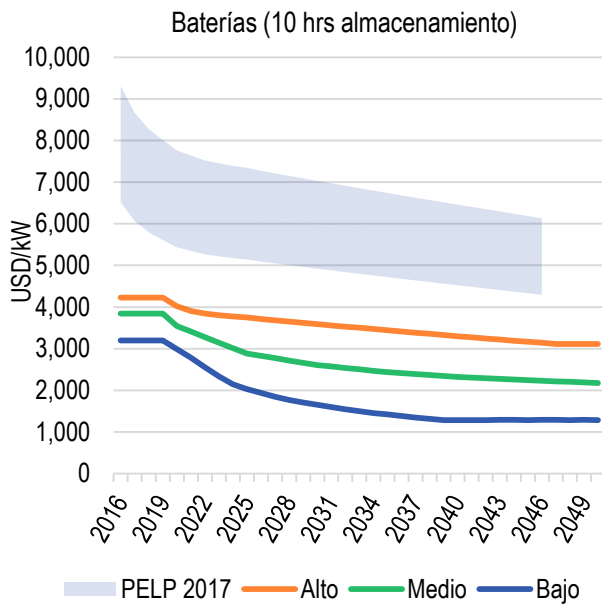


Figura 40: Costo de inversión tecnología de baterías.

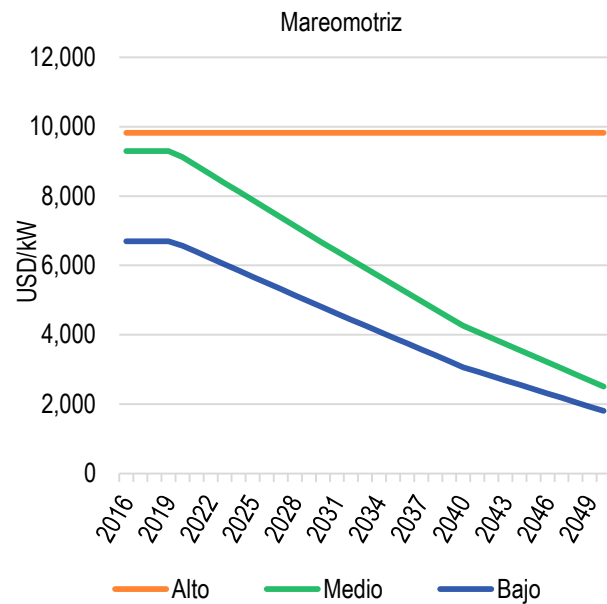


Figura 41: Costo de inversión de tecnología mareomotriz.

6.10 Potenciales y perfiles de generación

En esta actualización, la metodología de los potenciales de generación se mantuvo respecto al proceso quinquenal, excepto para la tecnología solar fotovoltaica, cuyo potencial fue desagregado por región, permitiendo la identificación de centrales candidatas de este tipo, desde Arica y Parinacota hasta la región de La Araucanía (antes sólo se identificaba el recurso solar al norte del país).

En la Tabla 5 y en la Figura 42 se presenta el potencial total por tecnología de generación eléctrica, y la distribución geográfica del mismo, respectivamente

Tabla 5: Potencial renovable, en GW.

Tecnología	Potencial (GW)
Eólica	37
Hidro	6
Solar-FV	1.194
Solar-CSP	510
Geotérmica	2
Total	1.750

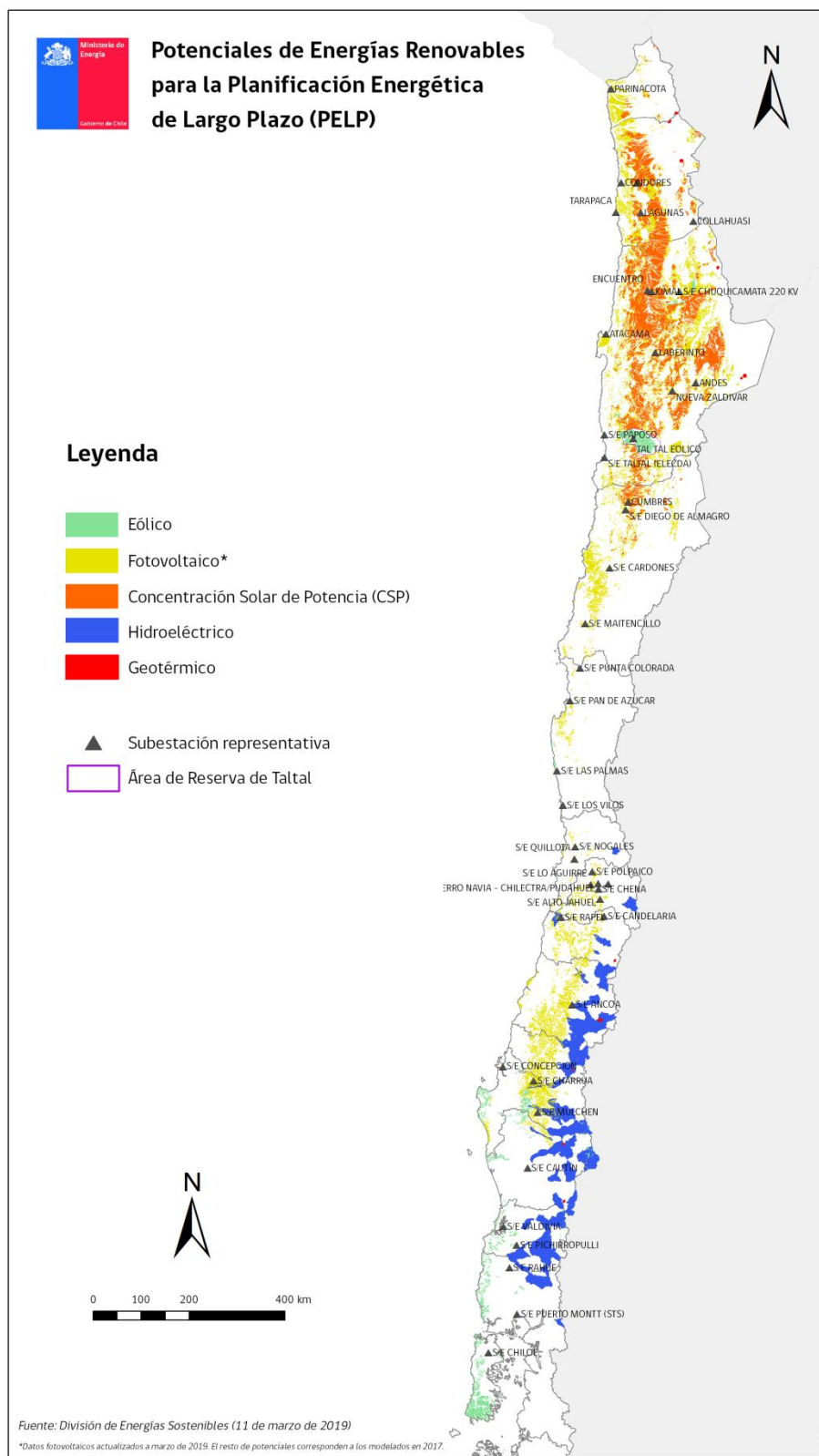


Figura 42: Potenciales renovables en Chile, ubicación geográfica.

7. Aspectos metodológicos

7.1 Co-optimización generación-transmisión eléctrica

Con el objetivo de considerar una representación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el ejercicio de planificación y entregar así una señal de localización al desarrollo de la matriz de generación eléctrica de forma eficiente y sustentable, en el presente IAA 2019 se modeló el sistema de transmisión eléctrica de manera simplificada, en función de lograr una simulación de optimización conjunta entre expansión de la generación y la transmisión eléctrica en tiempos practicables.

El criterio para seleccionar las subestaciones y líneas de transmisión representativas del Sistema Eléctrico Nacional que se modeló pasó por considerar de la mejor manera los potenciales de energías renovables a lo largo del país, entendiendo que estas tecnologías predominan en la expansión futura de la matriz de generación eléctrica, y por ende, son parte sustancial de la toma de decisiones en los análisis de optimización. Para ello, se utilizó información desarrollada y proporcionada por la Unidad de Gestión de Información, de la División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía.

De esta manera, el sistema de transmisión reducido se conformó con un equivalente de 17 subestaciones, y respectivas líneas de transmisión que los conectan entre sí, con tal de representar el Sistema Eléctrico Nacional en las simulaciones de co-optimización, tanto en su situación actual como en su evolución futura, considerando como dato de entrada las obras de expansión que ya están decretadas, en construcción y/o en planes de expansión vigentes.

El sistema de transmisión reducido se presenta en la Figura 43. Éste representa aquel sistema de transmisión que ya está en operación junto con las expansiones que ya están en curso. Así, los planes de obras de generación y transmisión que resultan del ejercicio de co-optimización de dichos segmentos, son adicionales a los presentados en la mencionada figura.



En la Figura 43 se observa que las subestaciones y líneas de transmisión modeladas están energizadas en 220 kV y en 500 kV. Respecto al sistema de 220 kV, éste representa aquellas zonas del norte que están enmalladas en dicho nivel de tensión, y en aquellas subestaciones en que coexisten ambas tensiones, se modelaron también los respectivos transformadores de 500/220 kV, tal que permitan el transporte de energía entre dichos niveles de voltaje.

Los parámetros y los costos de inversión de las líneas de transmisión y demás elementos de la red que fueron modelados como sistema de transmisión existente y candidato a expansión, se trabajaron de forma conjunta entre los equipos de prospectiva y planificación en el Ministerio de Energía y en la Comisión Nacional de Energía, respectivamente.

Para cada tramo de transmisión modelado se permitió su expansión de manera continua, es decir, como resultado de la co-optimización, una línea de transmisión o transformador puede aumentar su capacidad desde 1 MW en adelante, dado que se está modelando un sistema simplificado en alta tensión, por lo que si se consideraran inversiones discretas de iguales características en capacidad que las líneas existentes, los costos de las expansiones podrían ser muy altos, y los resultados del ejercicio de co-optimización podrían no reflejar de buena manera la señal de localización.

En la Tabla 6 y en la Tabla 7 se presentan los valores de inversión considerados para la expansión de la red de transmisión en el ejercicio de co-optimización. Para el caso de las líneas, se utilizaron valores según zona geográfica del país, mientras que para otros elementos, como un banco de transformadores o una línea HVDC similar a aquella actualmente decretada entre Kimal y Alto Jahuel, se utilizó un valor único de inversión.

Tabla 6: Costos referenciales para una línea de transmisión de doble circuito (MUSD/km).

Zona	220 kV (250 MW)	500 kV (1500 MW)
Norte	173	452
Norte Chico	-	590
Centro	-	956
Sur	-	981

Tabla 7: Costos referenciales para otros elementos de la red de transmisión (MUSD).

Elemento	Costo unitario
Banco de transformadores (3x750 MW)	21,140
Línea HVDC Antofagasta – Santiago 500 kV (2.000 MW)	1,215,200

La ubicación de los consumos y las centrales de generación en el sistema de transmisión reducido se realizó según criterio de cercanía eléctrica con las subestaciones del sistema modelado. Finalmente, se verificó que las líneas de transmisión y

transformadores tuviesen la capacidad necesaria para abastecer la demanda y evacuar la generación, de acuerdo con la respectiva asignación de ubicación precedente.

7.1.1 Modelo de proyección de demanda energética y eléctrica

El *Long-Range Energy Alternatives Planning System* (LEAP) es un software de simulación de sistemas energéticos utilizado para el análisis de políticas energéticas en el mediano y largo plazo, mediante el modelamiento integrado de los sectores económicos del país, descritos en el Balance Nacional de Energía. Esto permite identificar los consumos de energía, producción y la extracción de recursos por sector. Dentro de sus funcionalidades, se incluyen:

1. Contabilizar las fuentes y sumideros de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético.
2. Analizar las emisiones de contaminantes de aires (locales y regionales).
3. Analizar los contaminantes climáticos de corta duración que lo hacen adecuado para los estudios de los co-beneficios climáticos de la reducción de la contaminación del aire local.

7.1.2 Modelo de optimización eléctrico

Las simulaciones computacionales que determinan los equilibrios de largo plazo que puedan darse en el Sistema Eléctrico Nacional se realizaron, en esta oportunidad, en la plataforma AMEBA⁸. A través de la ejecución de múltiples casos de estudio se determinan, entre otros, los nuevos requerimientos de capacidad de generación y refuerzos de transmisión requeridos para acomodar dicha capacidad en la matriz eléctrica.

AMEBA es una plataforma web de análisis de sistemas energéticos que cuenta con el estado del arte en cuanto a algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos⁹. Permite estudiar fenómenos de corto plazo (despacho y predespacho económico), mediano-largo plazo (coordinación hidrotérmica) y largo plazo (planificación de inversión en generación y transmisión).

Los planes de obras de generación y los refuerzos de transmisión descritos a lo largo del presente informe, fueron determinados a través del modelo de optimización estocástica INVX de la plataforma AMEBA, el cual corresponde a un modelo de planificación centralizada de largo plazo, el cual tiene por objetivo determinar las expansiones futuras tanto de la oferta de generación como de los refuerzos de transmisión necesarios, de manera de minimizar de forma conjunta el valor esperado de los costos de operación (costos de combustible y de falla) y de inversión (costos de capital y mantenimiento) del sistema eléctrico para un horizonte de tiempo y tasa de actualización determinada¹⁰. El modelo es capaz de reconocer

⁸ Este software ha sido desarrollado por SPEC (www.spec.cl).

⁹ Más información en www.ameba.cloud

¹⁰ La tasa de actualización está de acuerdo con lo utilizado en el proceso de Planificación de la Transmisión llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía, según lo señala el artículo N° 87 inciso sexto de la Ley General de Servicios Eléctricos.

endógenamente en su formulación, y de manera simultánea, las restricciones técnicas de la operación de las centrales eléctricas (como, por ejemplo, mínimos técnicos, requerimientos de reservas operativas, entre otros), el flujo de potencia en la red de transmisión considerando líneas AC y DC, los flujos de agua por cuencas hidrográficas para múltiples embalses, entre otros.

Esto puede resumirse en el siguiente problema de optimización:

$$\text{Mínimo Costo} = \text{Costo operativo} + \text{Costo inversión} + \text{Costo de falla}$$

Sujeto a:

- ✓ Restricciones operativas.
- ✓ Restricciones de inversión.
- ✓ Trayectoria esperada de niveles de embalse.

en el cual:

- **Costos operativos:** incluye los costos esperados de generación anualizados y de impuestos a las emisiones.
- **Costos de inversión:** costos esperados de inversión y COMA anualizados de la expansión en generación y transmisión.
- **Costo de falla:** incluye el costo esperado por energía no servida, los déficits de seguridad del sistema, y las restricciones energéticas.

AMEBA permite obtener el plan de expansión óptimo en términos económicos, compatible con aquellas complejidades técnicas de la operación del sistema, tanto de aquellas tecnologías disponibles a ser incorporadas a la matriz eléctrica como de las existentes, reconociendo sus ubicaciones a lo largo de la red y los costos de refuerzos de transmisión necesarios para su integración. Así, como resultado AMEBA determina volúmenes de inversión por tecnología de generación eléctrica, áreas de desarrollo, ubicación y año, decidiendo a su vez en el despacho óptima de generación y el manejo del agua de los embalses para suplir la demanda eléctrica del sistema. Así mismo, AMEBA define los refuerzos del sistema de transmisión requerido para acomodar la nueva infraestructura de generación. Esto lo realiza a través del cálculo del costo total del sistema en valor presente (inversión, operación y falla) y su posterior minimización, bajo las restricciones eléctricas incorporadas en el modelo.

7.2 Interacción del sistema energético y eléctrico

En la Figura 44 se presenta de manera resumida la interacción entre el modelo de proyección de demanda energética y el modelo de optimización de la expansión del sistema eléctrico, el que se enmarca en un proceso general que permite desarrollar análisis de diversas políticas atingentes al sector energía, entre ellos, el presente análisis de planificación energética de largo plazo.

En ese sentido, es del caso mencionar que los trabajos que está realizando el Ministerio de Energía en conjunto con otras carteras, en el contexto de las rutas y escenarios que permitan alcanzar la meta de carbono neutralidad en el país antes del año 2050, se ha desarrollado a través de la interacción del sistema energético y eléctrico que se ha presentado en esta sección, el cual proviene desde la metodología aplicada en la PELP, y en particular en el presente IAA 2019, y los principales resultados tienen que ver con: 1) el portafolio indicativo de inversiones de generación y transmisión eléctrica que permitan una expansión eficiente del sistema eléctrico, y 2) recuento de emisiones de gases de efecto invernadero de todo el sector energético.

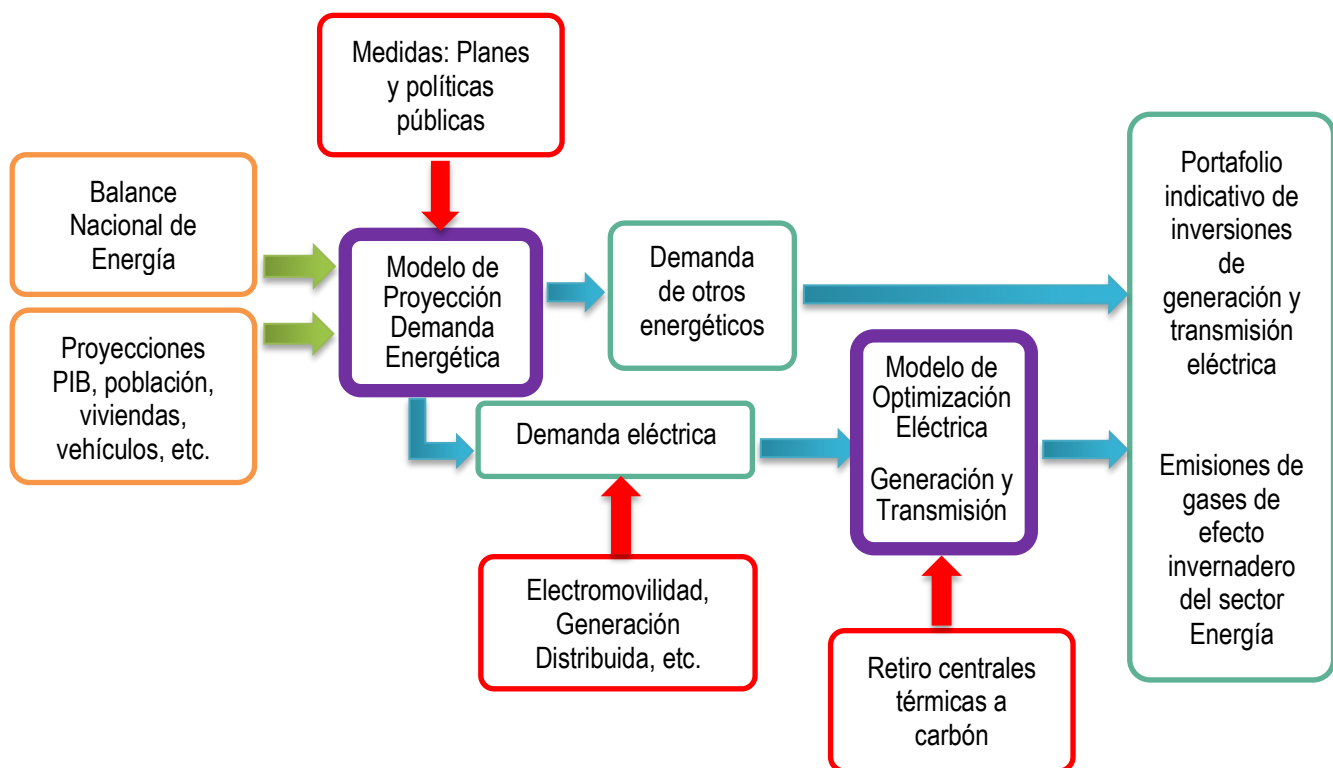


Figura 44: Esquema de la metodología utilizada para las simulaciones del sistema energético en Chile.

8. Resultados

8.1 Resultados interactivos

Los resultados pueden ser revisados en la plataforma interactiva a través del sitio web: pelp.minenergia.cl

8.2 Capacidad instalada y generación esperada

A continuación, se presenta la capacidad instalada y la generación media por tecnología en todo el horizonte de estudio, para cada uno de los cinco (5) escenarios de la PELP. A modo de resumen, se observa un notorio incremento de energías renovables a partir del año 2020, lo cual, sumado al retiro de centrales a carbón, permiten un aumento sustancial de la participación renovable total dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Dentro de las tecnologías, destaca:

- Un ingreso relevante de energía eólica previo al año 2025, explicado en gran medida por los proyectos comprometidos en las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, y un ingreso sostenido de energía solar fotovoltaica en la década del 2020, el cual comienza a decrecer en la década del 2030, siendo reemplazado en cierta medida también por proyectos eólicos y de CSP, en tres (3) escenarios.
- En dos (2) escenarios, B y E, de demanda eléctrica alta, costos de inversión renovables bajos y precios de combustibles fósiles altos, se propicia la instalación de centrales renovables con perfiles con más certidumbre, como la CSP, cuyo incremento sustancial en dichos escenarios se inicia a fines de la década del 2030. Asimismo, en dos (2) escenarios, C y D, de demanda baja y media, con precios de combustibles fósiles bajos, y costos de inversión renovable medio y alto, se evidencia también el ingreso de centrales a gas natural, como parte de la transición energética tras el cierre de unidades generadoras a carbón.

Dicho lo anterior, independiente de las tendencias futuras identificadas en los factores que arman cada uno de los cinco escenarios de la PELP, el ingreso de proyectos de generación solar fotovoltaica y eólica en el corto plazo será relevante, más aún frente a la condición de retiro de centrales a carbón. Por otra parte, a partir de finales de la década del 2030, la concentración solar de potencia podría asomarse como una tecnología costo efectiva para los crecimientos de demanda a partir de dicha fecha, siempre y cuando sus tendencias de costo se desarrollen a la baja, con configuraciones óptimas de los proyectos, que garanticen un costo de desarrollo de la tecnología competitivo.

Finalmente, se observan requerimientos relevantes de ampliación del Sistema Eléctrico Nacional, principalmente entre la zona norte y centro del país, por lo que resulta de gran importancia que los distintos actores del sector promuevan obras que permitan coleccionar y transmitir la energía renovable para los requerimientos de consumo eléctrico del país. En menor medida, pero no menos importante, también se observan requerimientos de incremento de transmisión eléctrica entre el sur y centro del país, asociado principalmente al aumento de proyectos de energía eólica en esa zona.

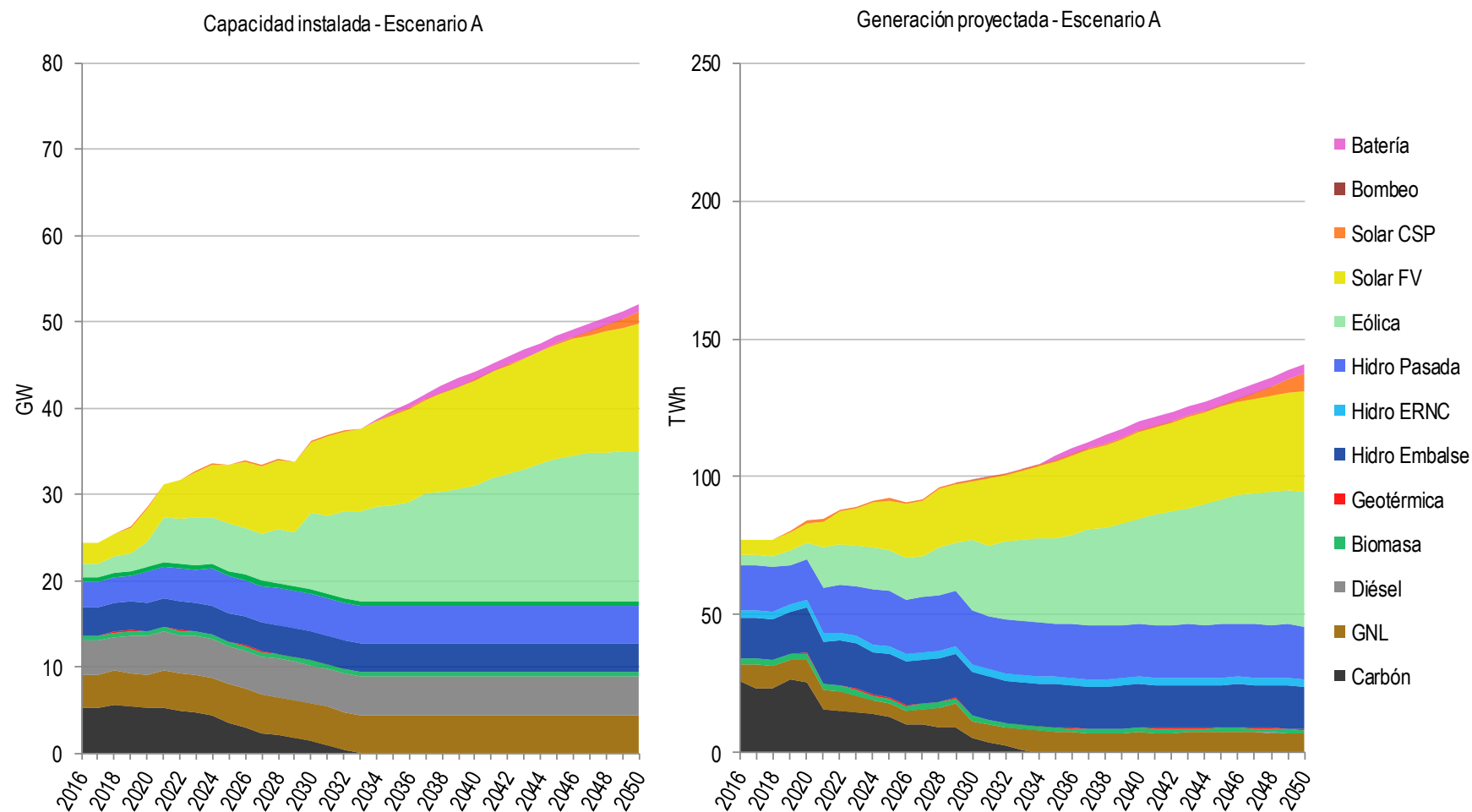


Figura 45: Capacidad instalada y generación proyectada (Escenario A).

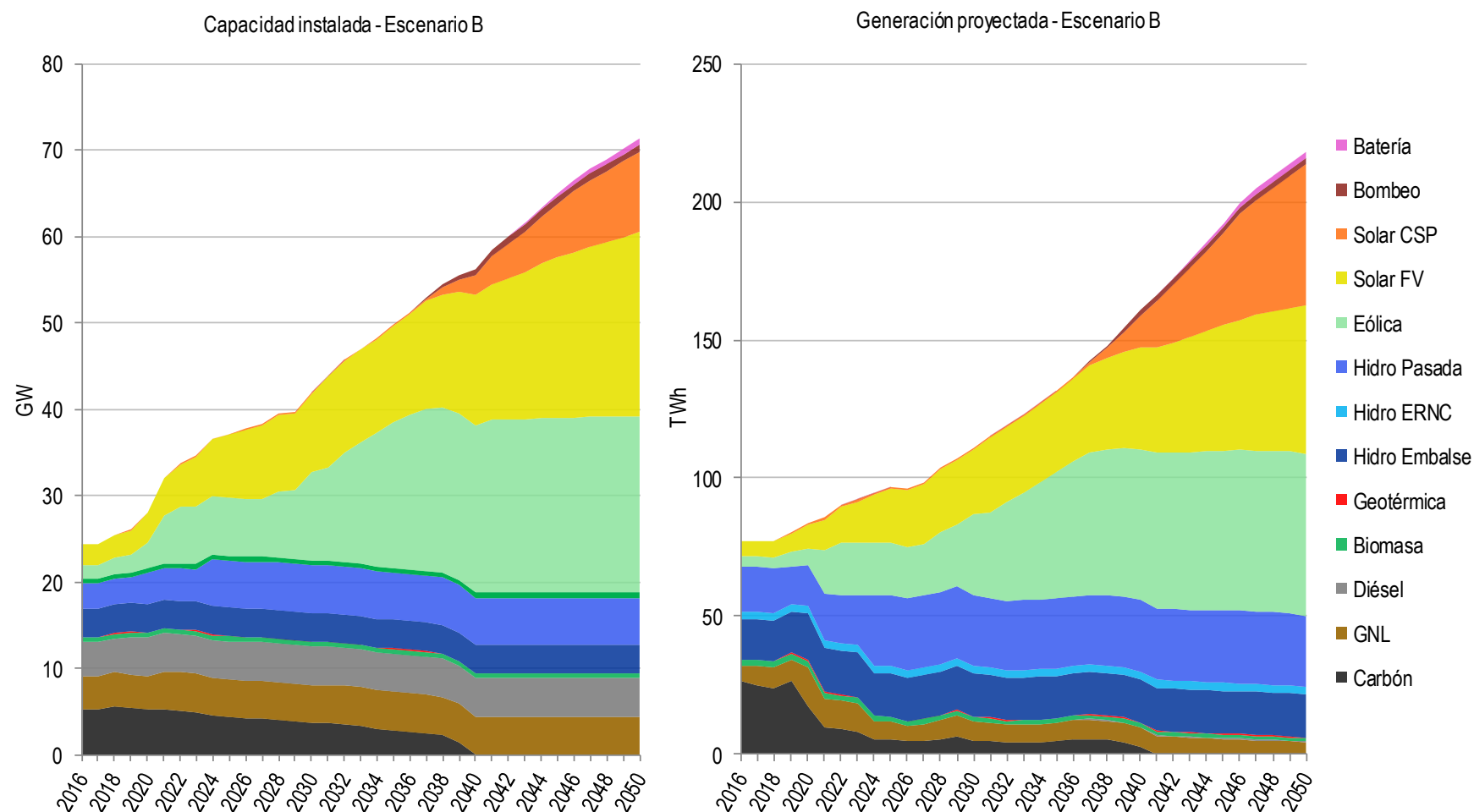


Figura 46: Capacidad instalada y generación proyectada (Escenario B).

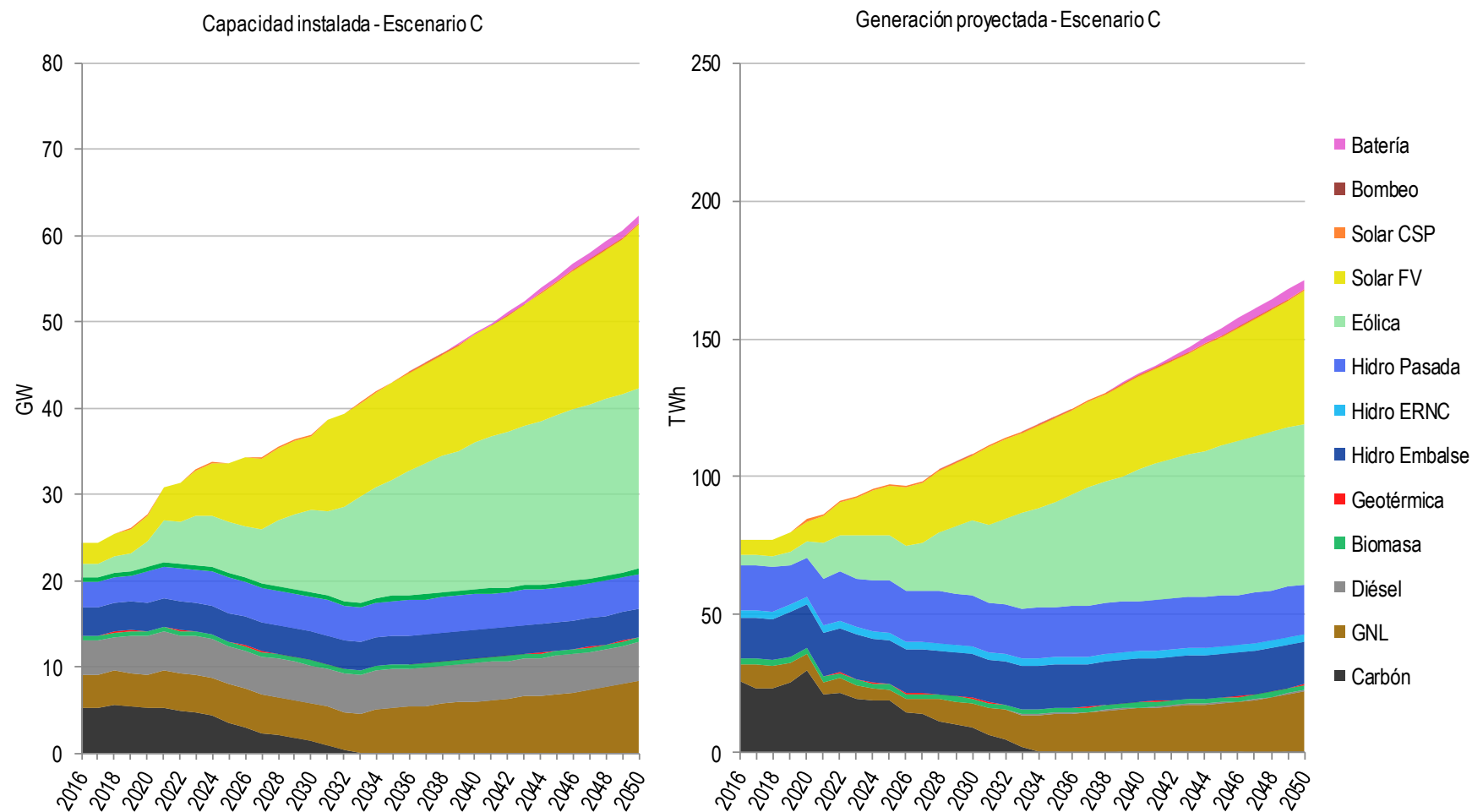


Figura 47: Capacidad instalada y generación proyectada (Escenario C).

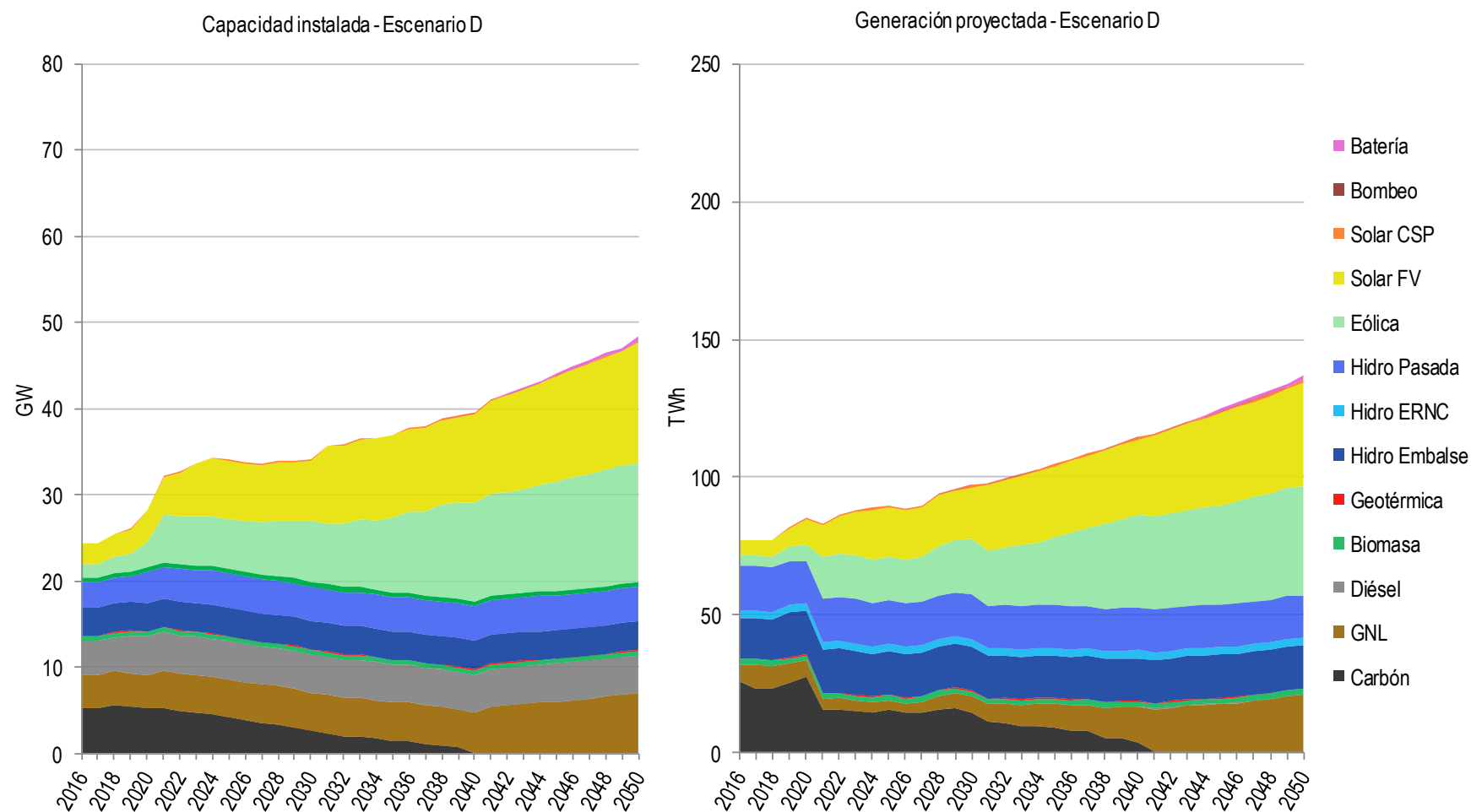


Figura 48: Capacidad instalada y generación proyectada (Escenario D).

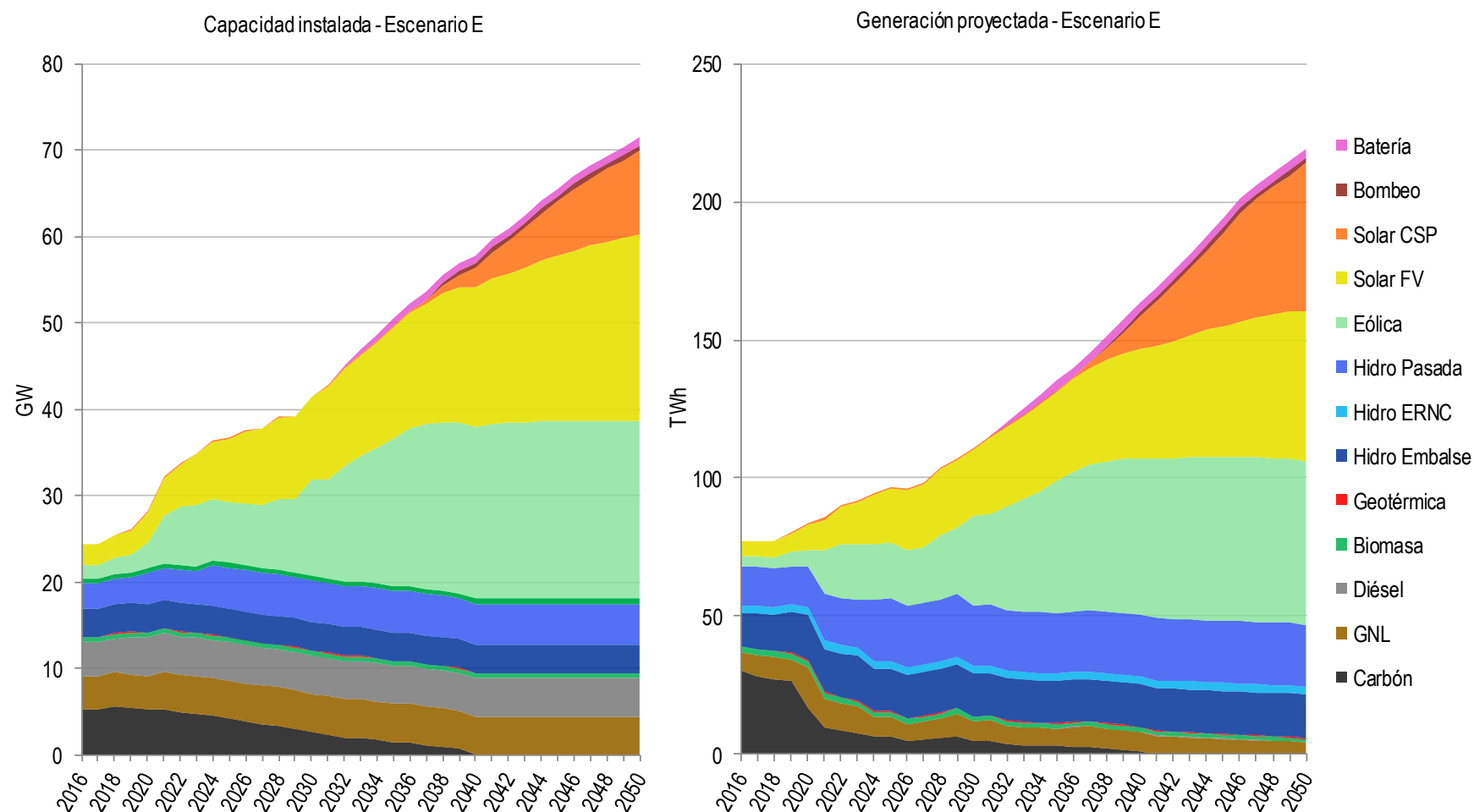


Figura 49: Capacidad instalada y generación proyectada (Escenario E).

8.3 Participación renovable en la matriz eléctrica

El plan de obras de generación indicativo resultante, para cada uno de los cinco escenarios de la PELP, se traduce en un significativo incremento de la participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica nacional, lo que se puede observar en la Figura 50 para todo el horizonte de análisis, donde también se indica la variación hidrológica (máxima y mínima).

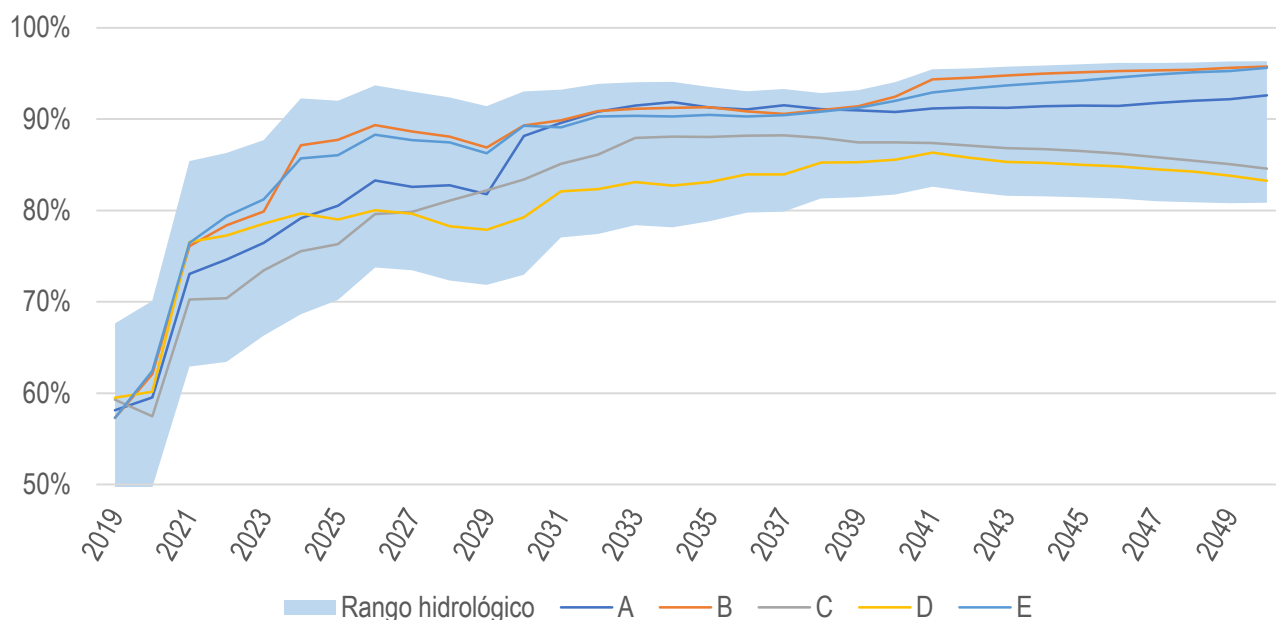


Figura 50: Variación hidrológica de la participación renovable en la generación del SEN.

Al año 2030, en un caso con hidrología seca se proyecta una participación de al menos 73% de energía renovable en la generación de electricidad, para los cinco (5) de la PELP. En tanto, para 2040 el porcentaje ascendería a 82%, y a 81% para 2050. Por otro lado, la participación máxima, considerando un caso con hidrología húmeda, sería de 93%, 94% y 96%, para 2030, 2040 y 2050, respectivamente. Se espera finalmente que los porcentajes que se vayan gestando en la realidad, se encuentren ubicados entre los valores recién indicados para cada década.

Ahora bien, el progresivo aumento de la participación renovable en la producción de energía eléctrica tiene su contraparte con el aporte del parque generador en base a carbón, cuya proyección de generación eléctrica se presenta en la Figura 51.

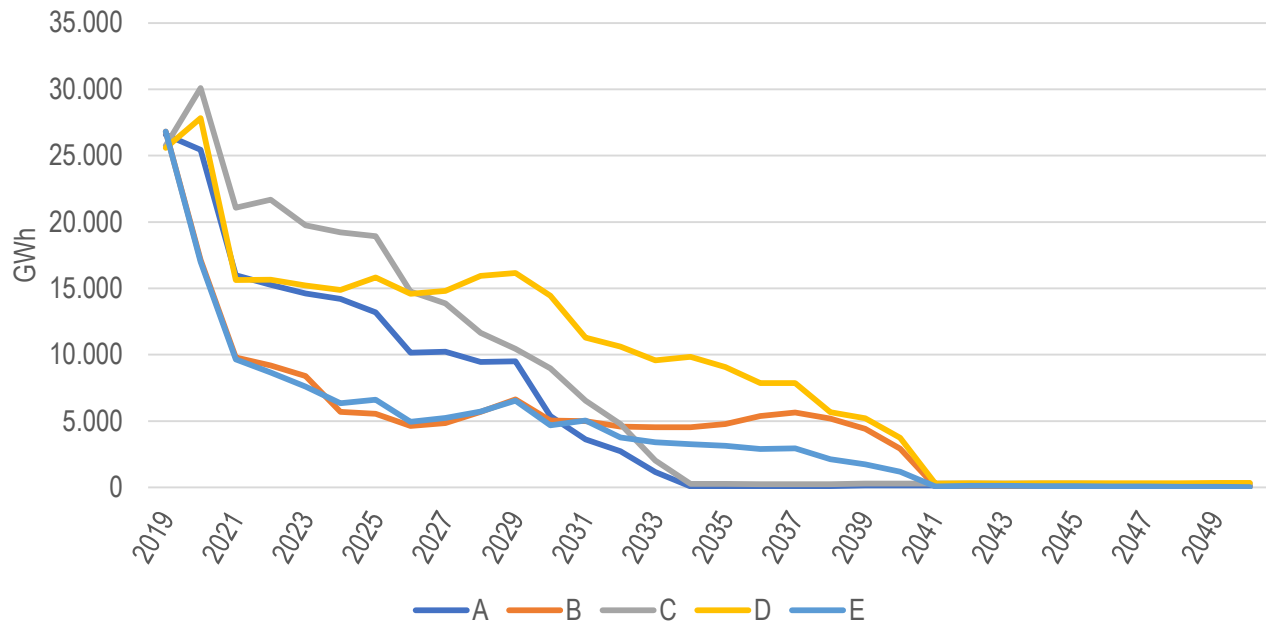


Figura 51: Aporte de la generación a carbón en producción de energía del SEN.

En los escenarios B y E, más propicios para el desarrollo de las energías renovables, se proyecta una disminución de 65% de la generación eléctrica en base a carbón, entre 2019 y 2021. En tanto, respecto a los escenarios más proclives a la generación térmica, en el escenario C se observa, desde el año 2026 en adelante, una disminución de la generación a carbón más pronunciada que el escenario D, lo que guarda directa relación con la trayectoria de intensidad de retiro de unidades a carbón que considera cada uno de ellos.

8.4 Costos marginales

En la Figura 52 se presenta el costo marginal anual promedio para cada uno de los cinco (5) escenarios analizados en el presente documento, considerando los resultados de un promedio hidrológico, esto es, sin considerar la variabilidad intrínseca a la disponibilidad del agua. Este costo promedio refleja una aproximación del costo de desarrollo proyectado del sistema eléctrico al largo plazo, y se identifica que aquellos escenarios más proclives a una expansión renovable, poseen menores costos de desarrollo.

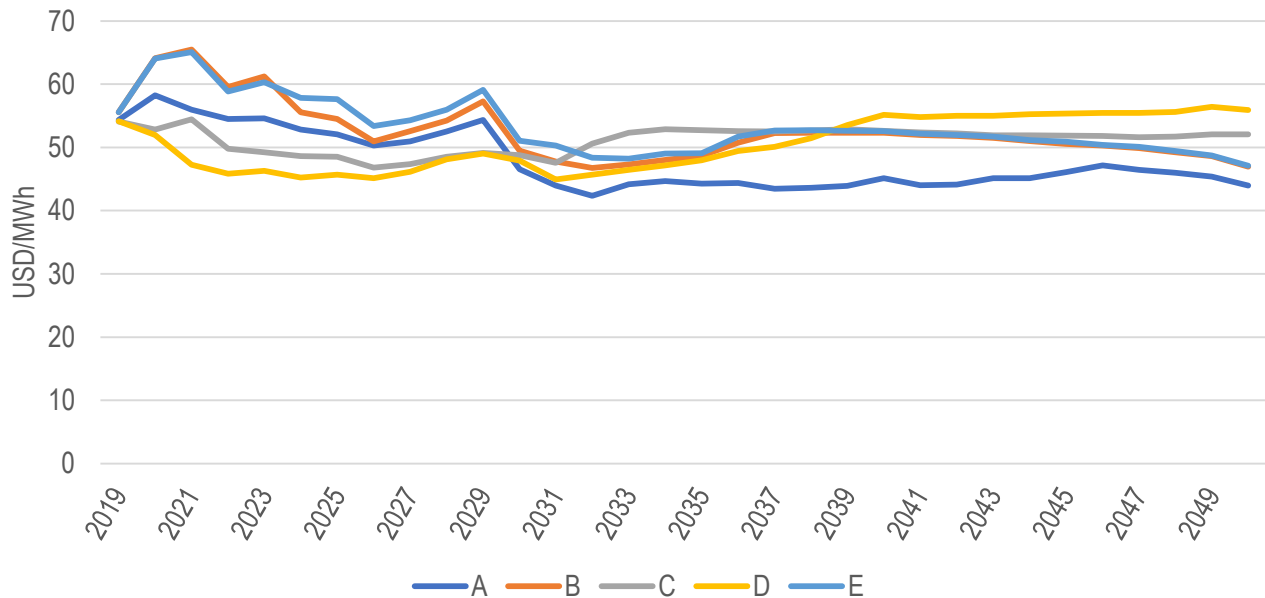


Figura 52: Promedio hidrológico del costo marginal por escenario.

De modo complementario, en la Figura 53 se presentan los costos marginales anuales promedio por cada escenario, contemplando un rango de comportamiento de éstos en función de la variabilidad hidrológica, entendiéndose que, a mayor disponibilidad de agua, los costos marginales debiesen ser menores, y viceversa.

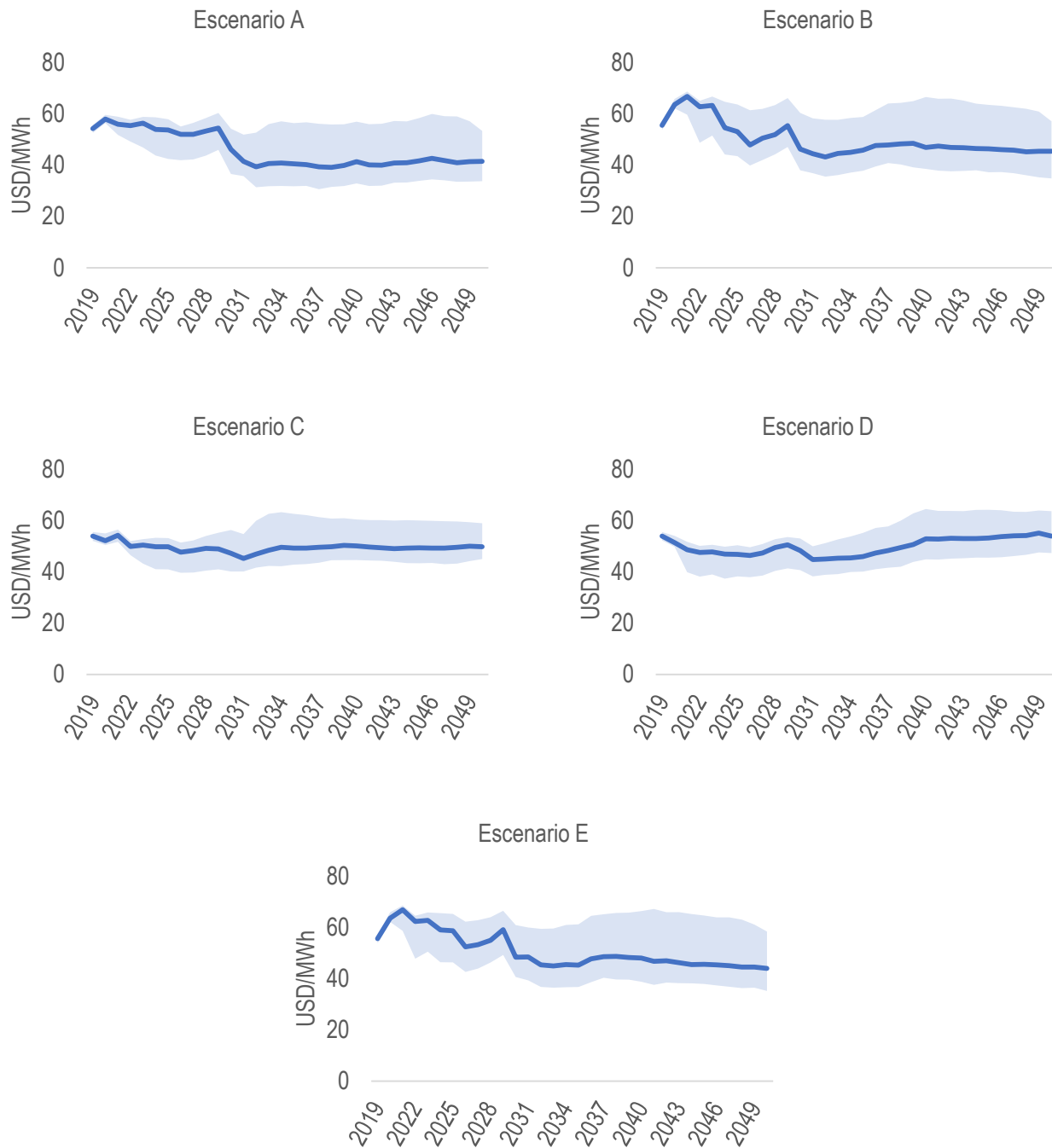


Figura 53: Variación hidrológica del costo marginal anual por escenario.

8.5 Plan de obras de generación indicativo resultante

Entre la Figura 54 y la Figura 57 se presenta la proyección de la capacidad instalada por zona geográfica esperada a los años 2020, 2030, 2040 y 2050, respectivamente. Para tales efectos, las zonas se han definido como:

- Norte Grande: entre región de Arica y Parinacota, y región de Antofagasta.
- Norte Chico: entre región de Atacama y región de Coquimbo.
- Centro: entre región de Valparaíso y región del Biobío.
- Sur: entre región de la Araucanía y región de Los Lagos.

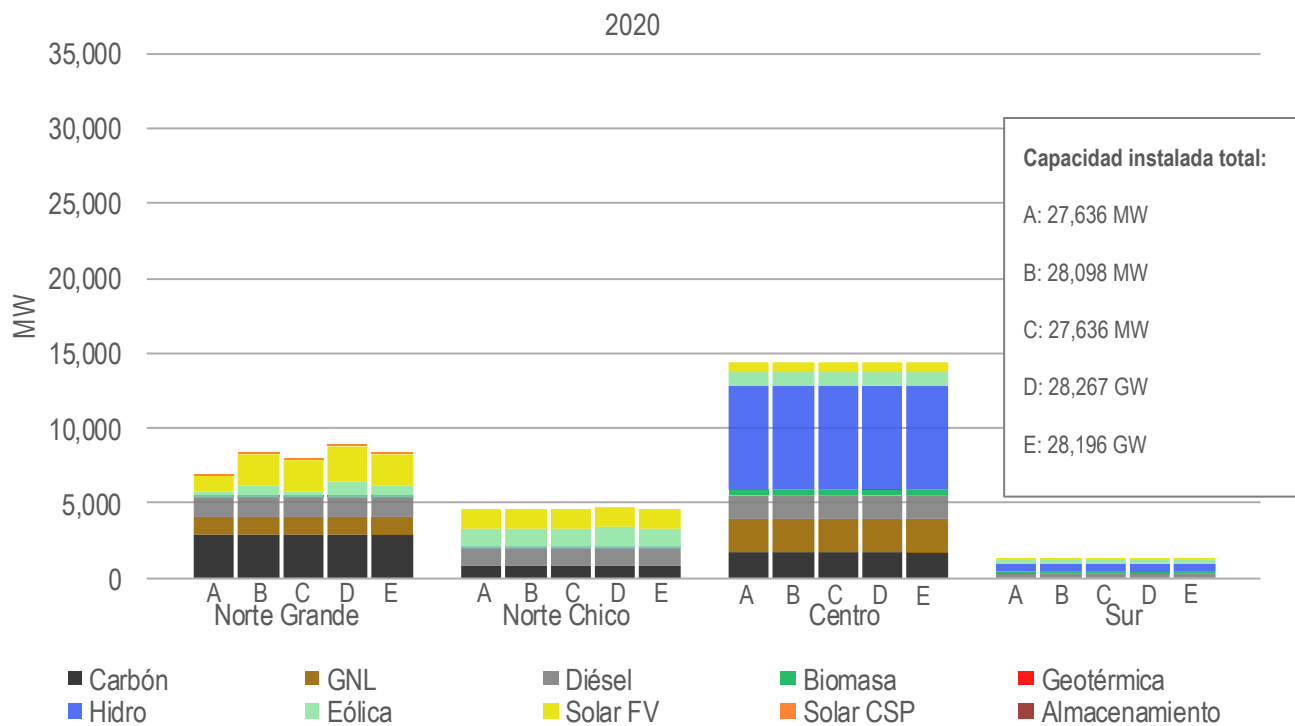


Figura 54: Capacidad instalada por zona geográfica y tecnología (2020).

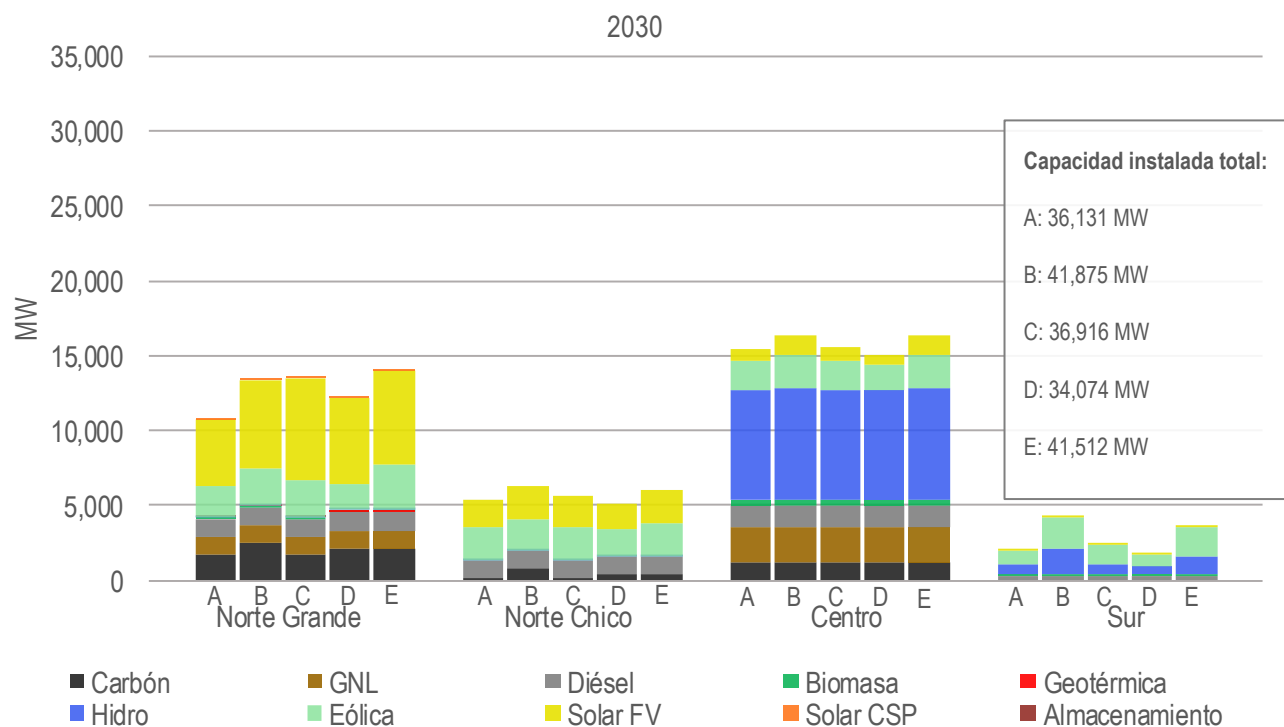


Figura 55: Capacidad instalada por zona geográfica y tecnología (2030).

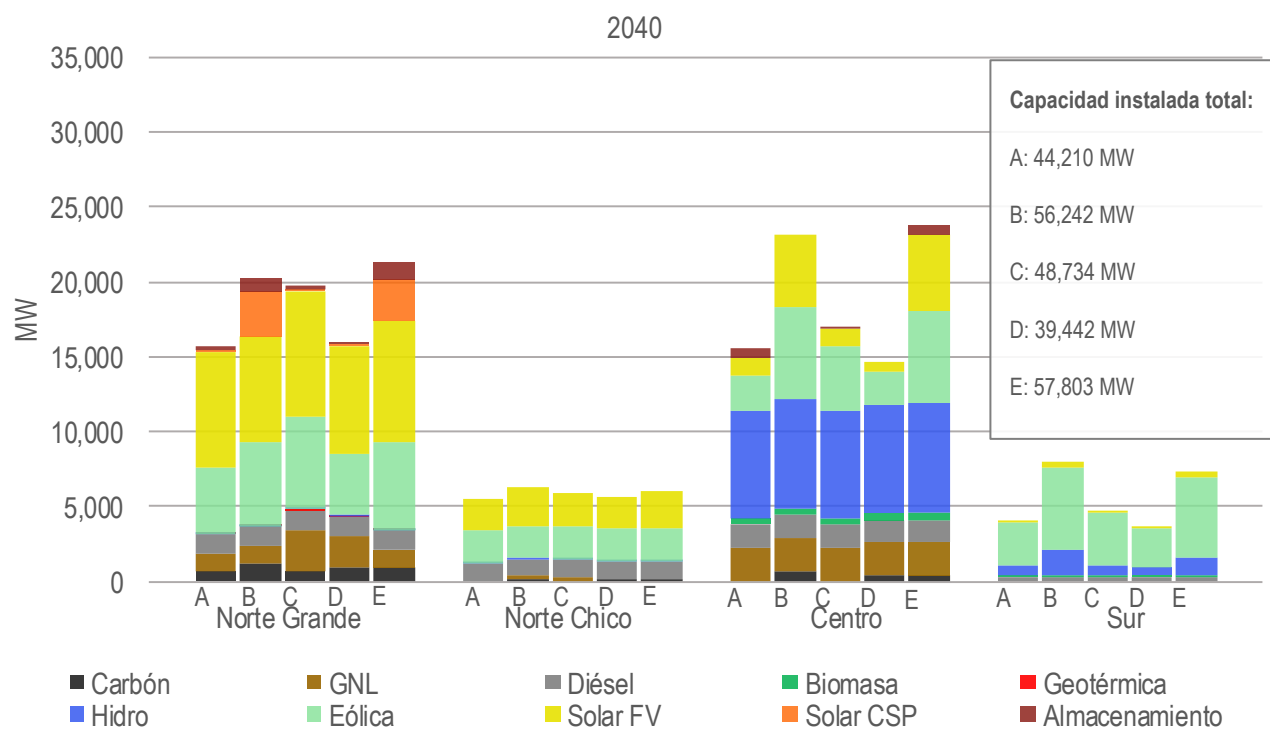


Figura 56: Capacidad instalada por zona geográfica y tecnología (2040).

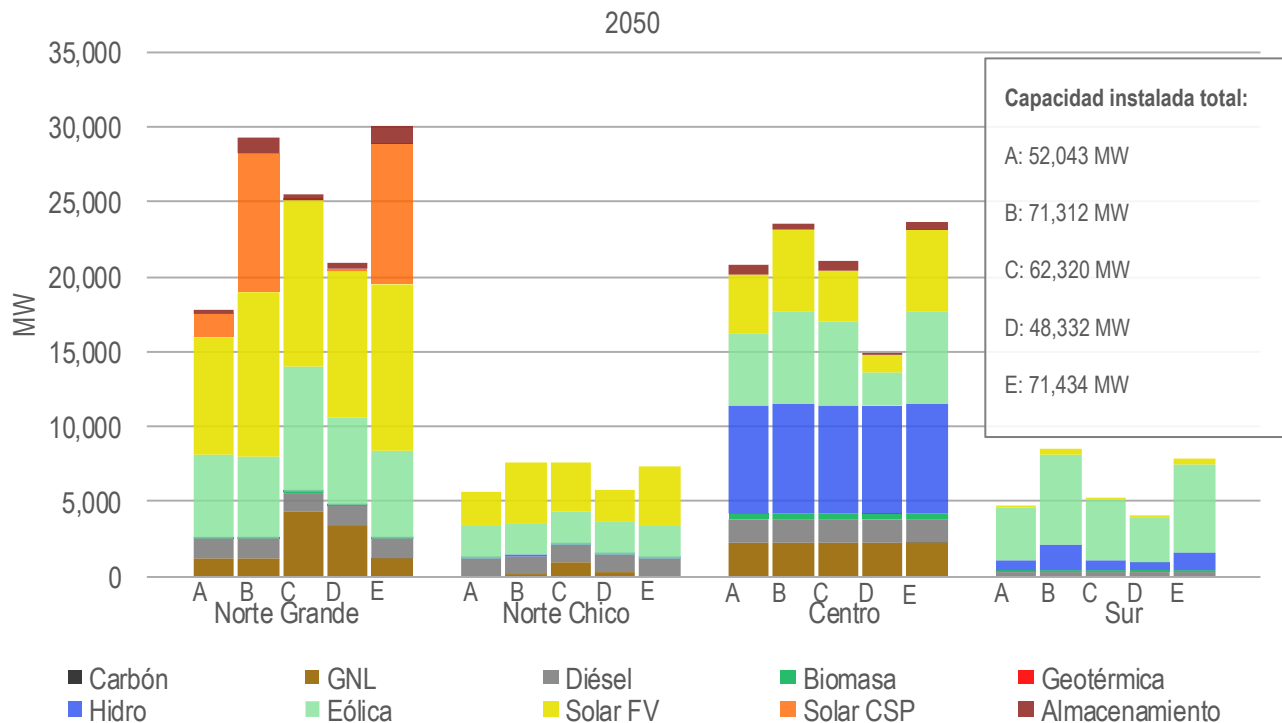


Figura 57: Capacidad instalada por zona geográfica y tecnología (2050).

Se observa una fuerte inserción de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional, predominando las energías provenientes del sol en el norte, y también en el centro del país, así como las centrales en base a energía eólica, tanto en el norte como el centro-sur de Chile. Bajo este escenario más renovable en términos de generación eléctrica, y entendiendo que una proporción relevante del consumo nacional está ubicado en la zona centro del país, se concluye que el futuro eléctrico requerirá de importantes obras de infraestructura que permitan transportar la energía desde los centros de generación a los puntos de consumo, por lo que la efectiva expansión del sistema de transmisión eléctrico, así como la incorporación de tecnologías que brinden y apoyen una mayor flexibilidad al sistema, garantizando los niveles de seguridad y eficiencia, junto con la incorporación de almacenamiento, son cruciales para abordar los desafíos de un futuro cada vez más renovable, considerando el retiro de centrales a carbón con el objetivo principal de transitar hacia un mundo más limpio, con menos contaminantes y disminuyendo los gases de efecto invernadero.

Con el objeto de permitir una visualización geográfica del portafolio de inversión, entre la Figura 58 y la Figura 61 se presentan los proyectos de generación indicativos para los rangos temporales del 2020-2024, 2025-2030, 2031-2040 y 2040-2051, respectivamente, considerando para ello los perfiles renovables geográficos con los que se ha trabajado en el marco del presente documento.

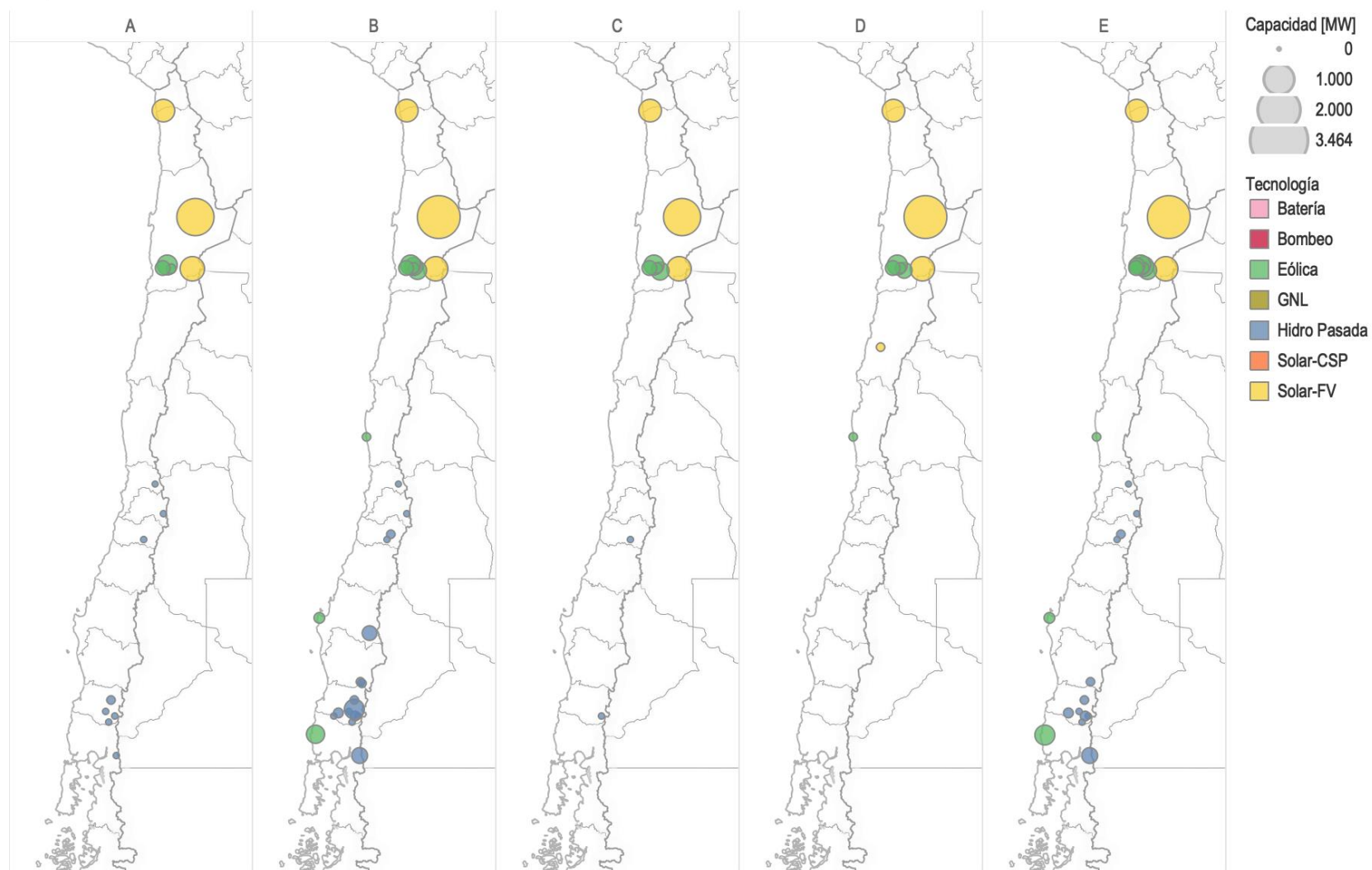


Figura 58: Distribución geográfica de la nueva capacidad instalada en generación eléctrica (2020-2024).

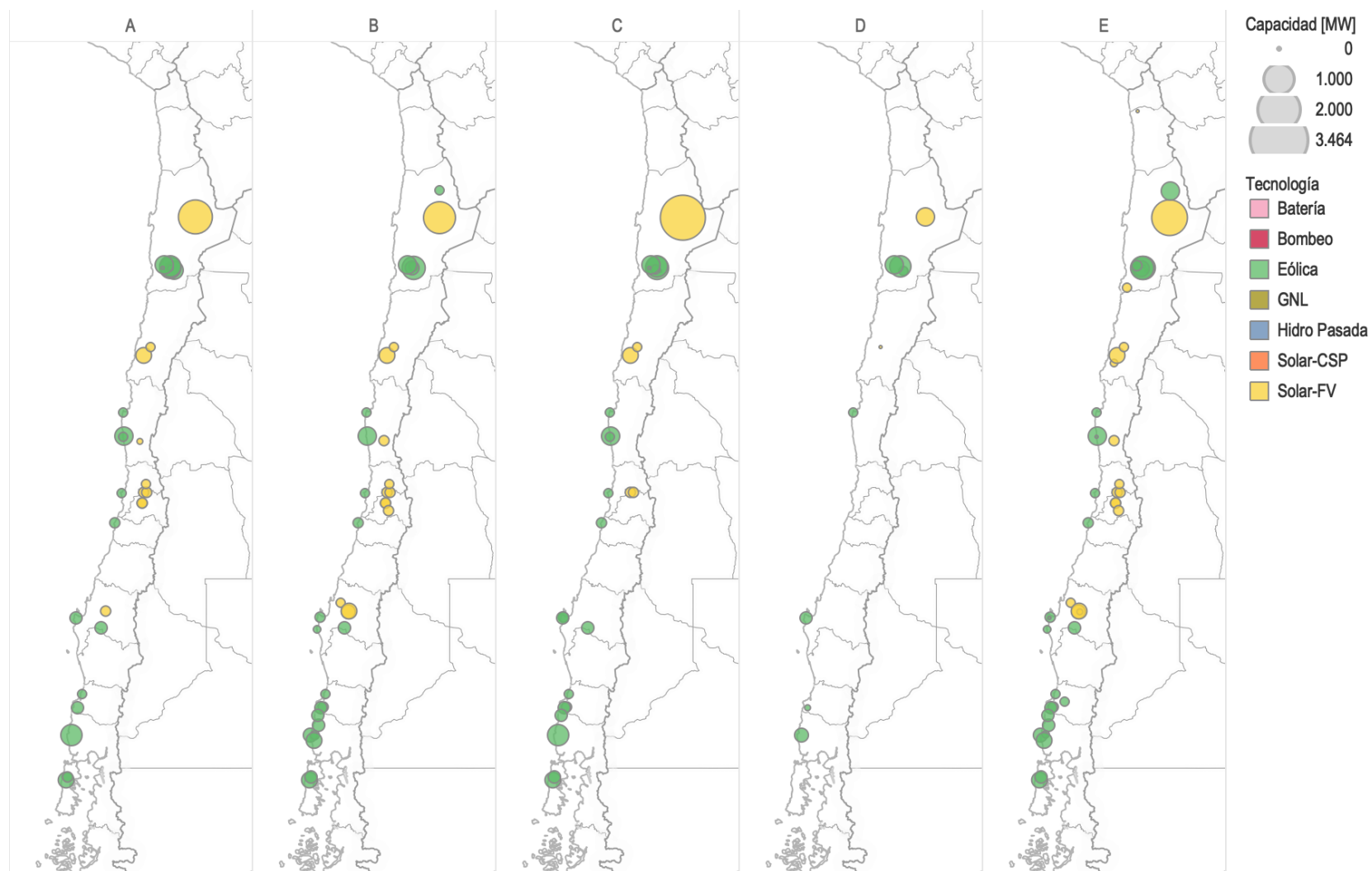


Figura 59: Distribución geográfica de la nueva capacidad instalada en generación eléctrica (2025-2030).

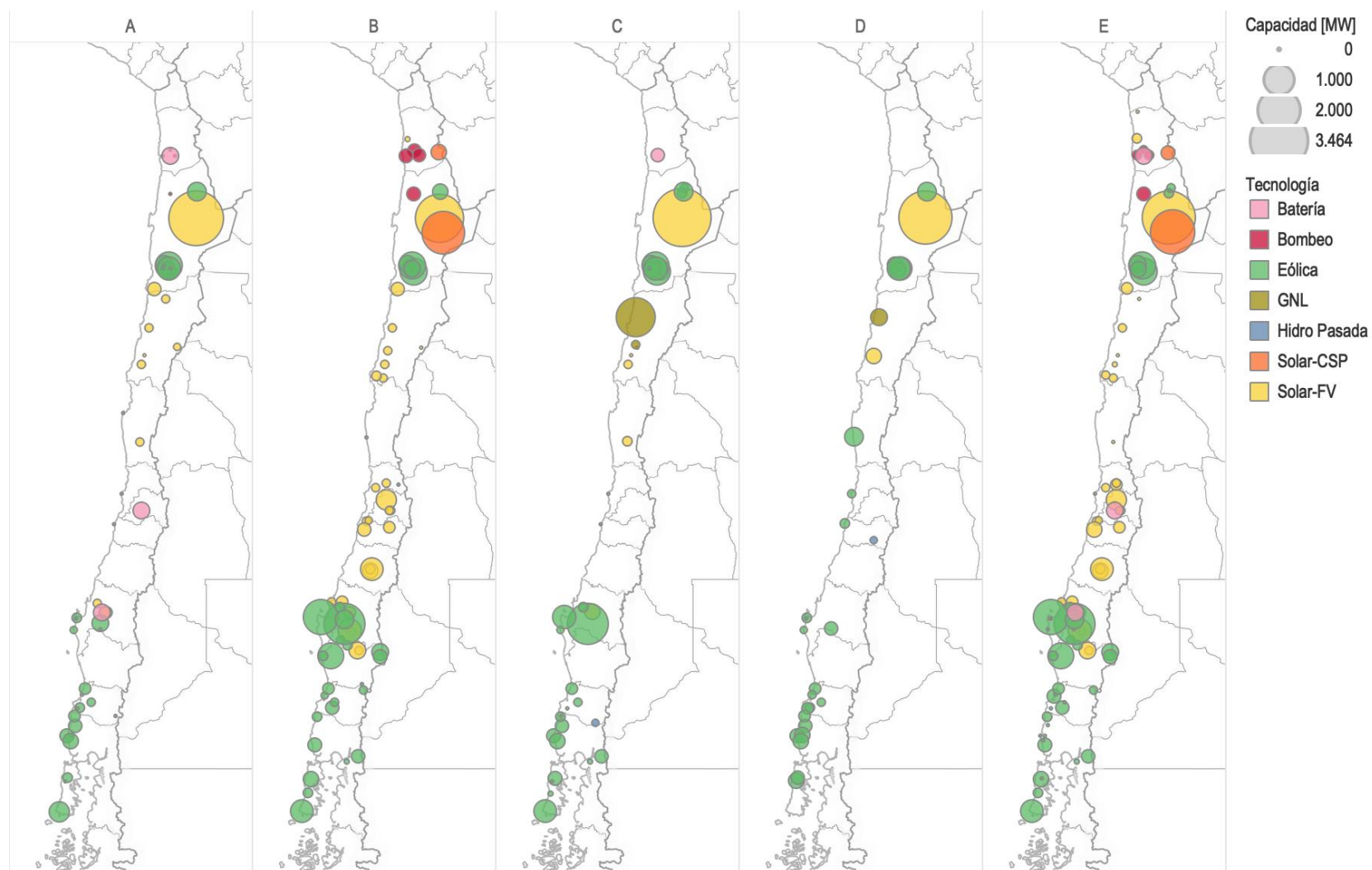


Figura 60: Distribución geográfica de la nueva capacidad instalada en generación eléctrica (2031-2040).

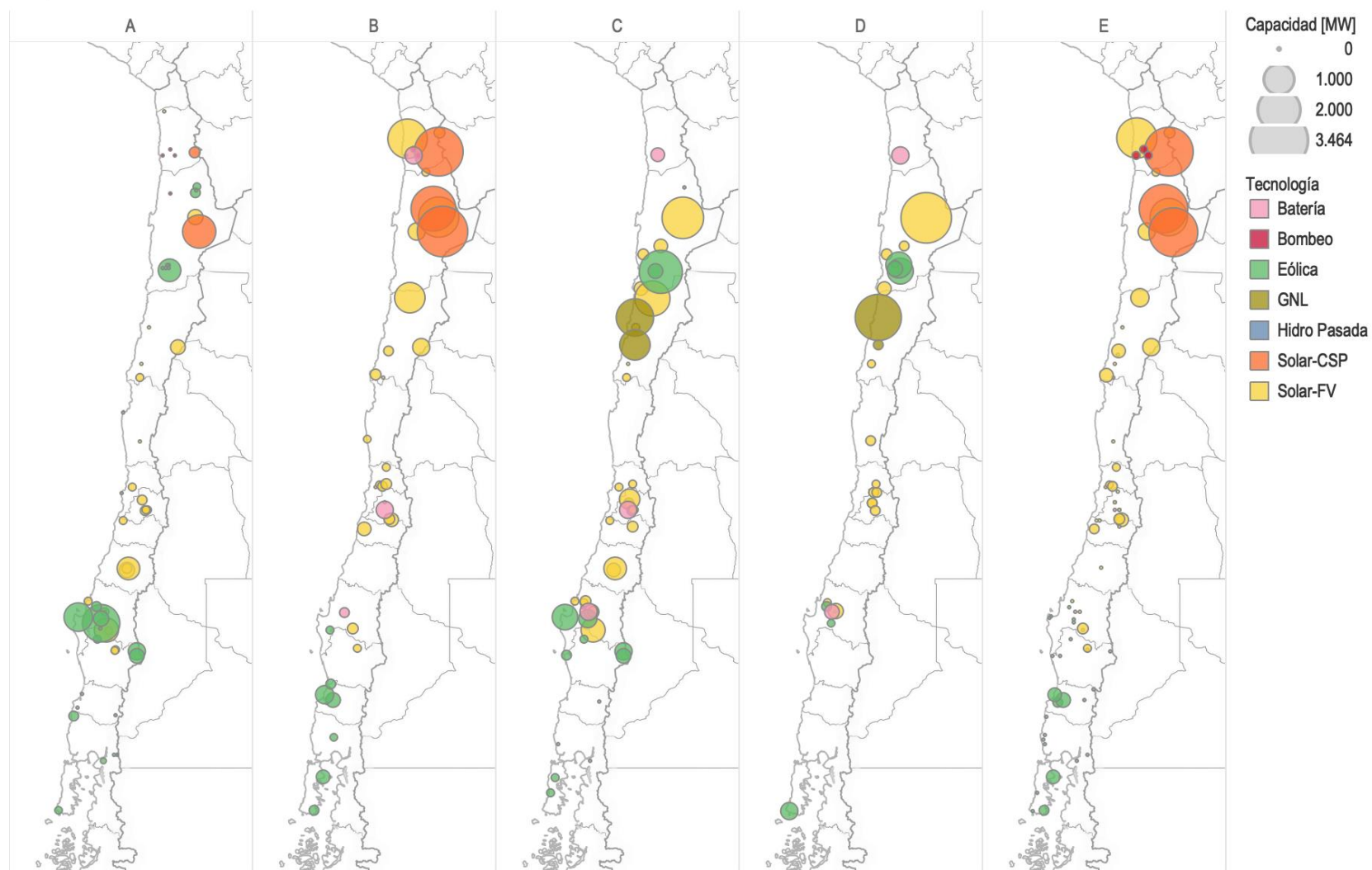


Figura 61: Distribución geográfica de la nueva capacidad instalada en generación eléctrica (2041-2050).

A continuación, se presentan los costos de inversión proyectados en generación y transmisión para cada uno de los cinco escenarios de la PELP al año 2050, indicando además las características principales de cada uno de ellos. Estas inversiones fueron obtenidas tras un ejercicio de co-optimización, por lo que representan la expansión de la matriz eléctrica que permite adaptarse a los crecimientos de consumo eléctrico y el retiro de centrales térmicas a carbón, de la manera más costo-eficiente, lo que redundará en aquellas inversiones orientadas a obtener un menor precio de la energía.

Tabla 8: Costos de inversión en generación y transmisión para el periodo 2019-2050.

Descripción de escenarios y partida de costos	Costos por escenario 2019 - 2050 (millones de dólares)				
	A	B	C	D	E
Trayectoria de descarbonización	Alta	Baja	Alta	Media	Media
Nivel de demanda	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
Costos de Inversión renovable	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto
Inversión generación	27 mil	65 mil	38 mil	26 mil	66 mil
Inversión transmisión	966	4 mil	2 mil	956	4 mil

En la Figura 62 se presentan las inversiones totales en proyectos de generación para los periodos 2020-2030, 2031-2040 y 2041-2050, para cada uno de los cinco escenarios de la PELP.

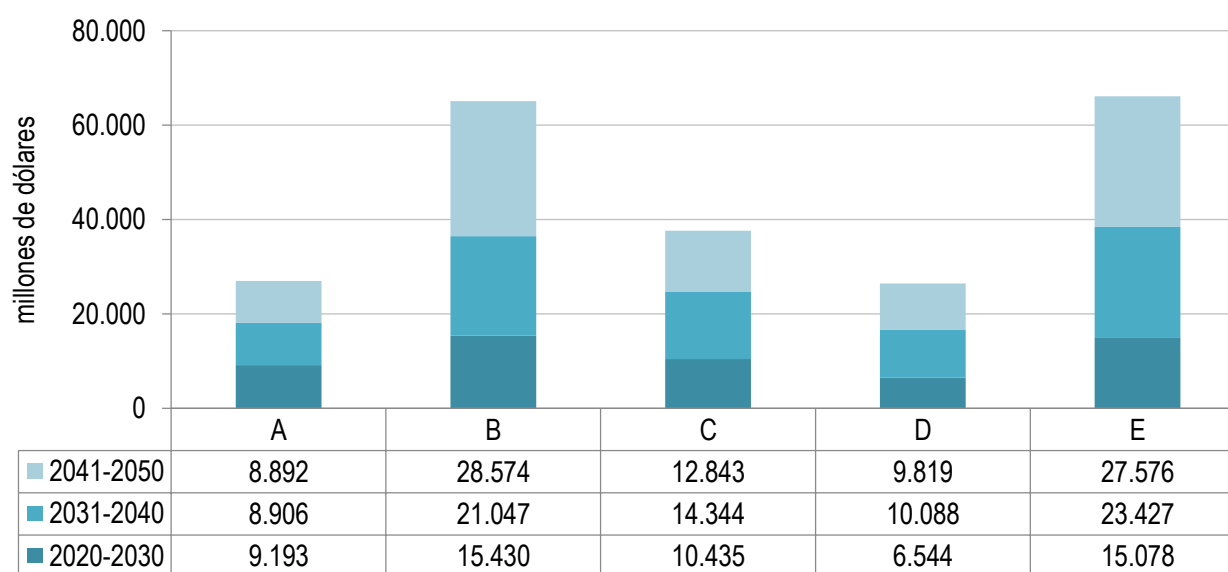


Figura 62: Montos de inversión en generación eléctrica por periodo (millones de dólares).

Los costos de inversión totales de generación eléctrica al año 2030 rondan entre los 6,5 mil y 15,5 mil millones de dólares, lo cual dependerá de las condiciones de demanda y precios tecnológicos que se vayan presentando en el futuro. De manera análoga, en la Figura 63 se presentan las inversiones referenciales en proyectos de transmisión, que resultan del ejercicio de co-optimización, para los periodos 2020-2030, 2031-2040 y 2041-2050, para cada escenario evaluado. Estas expansiones de transmisión permitirán transportar la energía de aquellos proyectos de generación que, en su conjunto, permiten desarrollar la matriz eléctrica al menor costo posible.

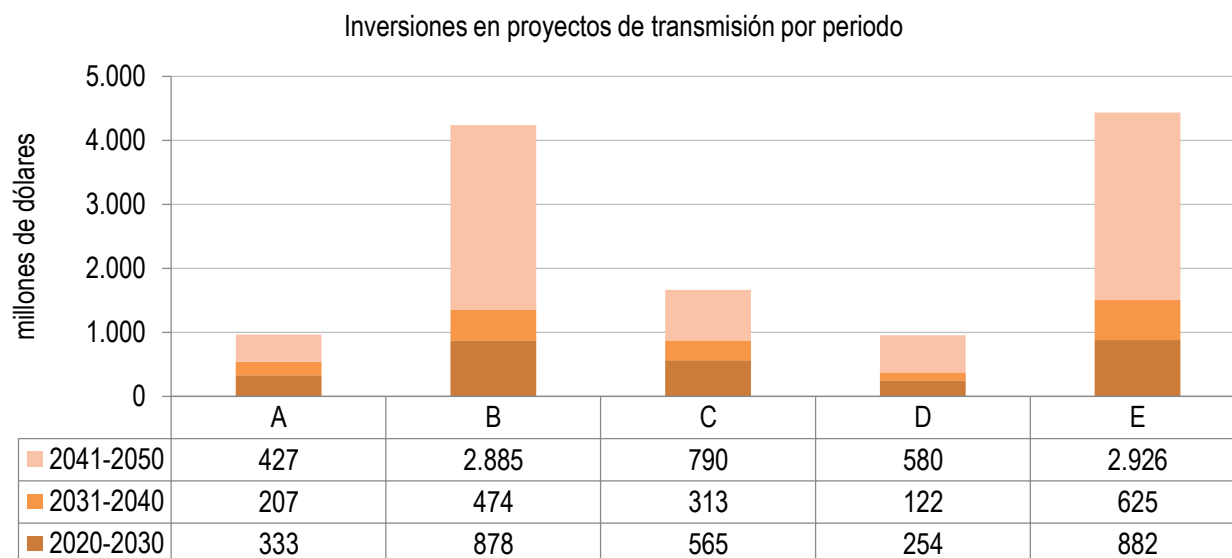


Figura 63: Montos de inversión en transmisión eléctrica por periodo (en millones de dólares).

Se identifica una relación directa entre el nivel de inversiones en generación y transmisión, es decir, una cartera más grande de proyectos de inversión en generación implica un mayor desarrollo del sistema de transmisión, de forma de poder transportar la energía eléctrica desde las fuentes de energía hasta los consumos. Ahora bien, en términos de montos de inversión, los costos de transmisión representan –en primera instancia– entre 1% 11% de los costos de generación.

Por otro lado, en la Tabla 9 se presentan los costos de operación del sistema eléctrico como promedio anual, considerando el promedio hidrológico, para los periodos 2020-2030, 2031-2040 y 2041-2050, y para cada escenario evaluado.

Tabla 9: Costo medio anual de operación por escenario (millones de dólares).

Periodo	A	B	C	D	E
2020-2030	964	895	1,001	881	920
2031-2040	524	771	920	874	702
2041-2050	551	677	1,183	1,132	653

Los costos de operación disminuyen progresivamente en los escenarios A, B y E, mientras que, para el C y el D, si bien bajan en el periodo 2031-2040, tienen un alza en la última década de simulación. Ello se debe a que en estos dos últimos, el parque generador eléctrico no solo se expande en base a energía renovables, sino que también en centrales de gas natural, cuya operación incrementa los costos de operación del sistema.

Ahora bien, si se considera la variabilidad hidrológica los costos de operación pueden cambiar en 72% al 2050, entre un caso seco y uno húmedo. Esta situación se presenta en la Figura 64.

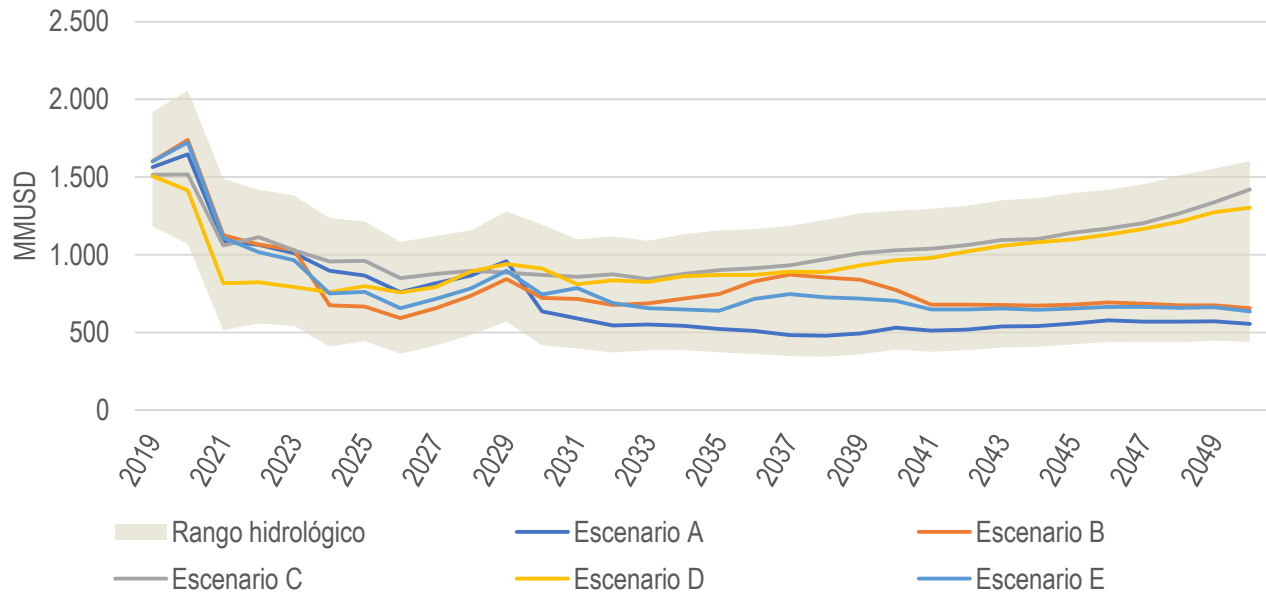


Figura 64: Variabilidad hidrológica de los costos de operación del sistema para el periodo 2019-2050.

8.6 Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero

En la Figura 65 se presentan las proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de la generación de energía eléctrica, para el promedio hidrológico de cada uno de los escenarios, así como el rango máximo y mínimo en que podrían variar, según dicha hidrología. Al respecto, se observa que para el periodo 2026-2050, se alcanza un “peak” de emisiones de CO₂eq eléctricas en el año 2029 (en todos los escenarios), momento en el cual comienza una progresiva disminución hasta el año 2040 (por el retiro de todas las unidades de carbón del sistema eléctrico).

El “peak” al año 2029 se produce por el aumento de la demanda, y el retiro de entre 150 y 350 MW de capacidad instalada de generación eléctrica a carbón (dependiendo la trayectoria de intensidad de retiro considerada), lo que se ve atenuado en 2030 por la entrada en operación de más de 2.000 MW de generación eólica (en correspondencia con la caída del costo de inversión de esta tecnología en torno a ese año).

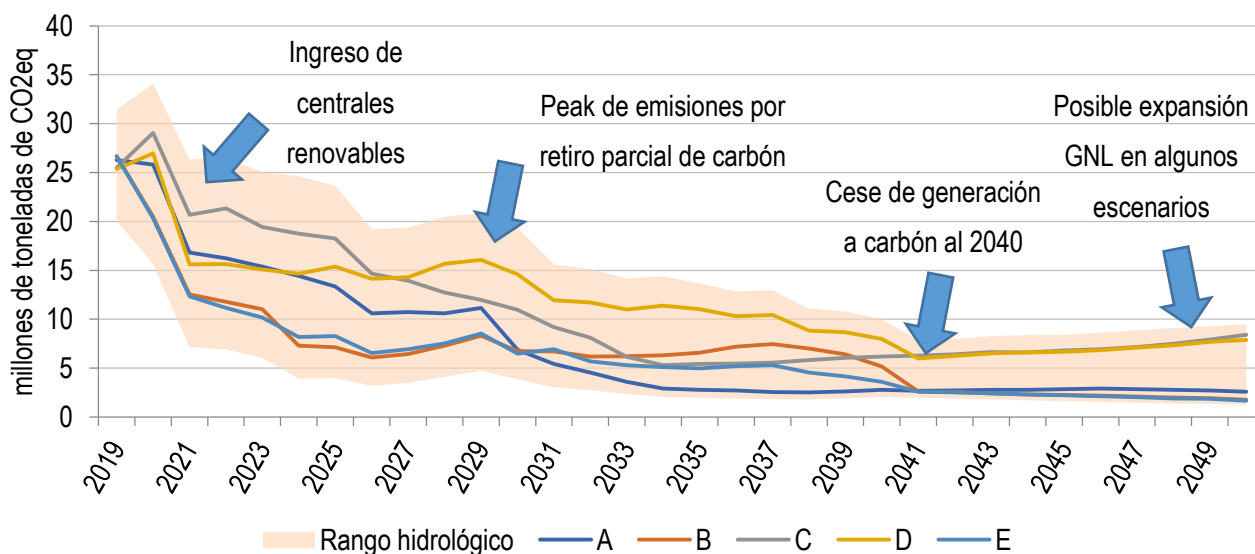


Figura 65: Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero por escenario.

Desde 2040 en adelante, para aquellos escenarios propicios para el desarrollo de las tecnologías renovables (B y E), el nivel de emisiones de CO₂eq eléctricas sigue la tendencia a la baja, llegando a valores en torno a dos millones de toneladas en el año 2050. En contraste, en los escenarios C y D, donde la matriz de generación eléctrica se expande –en parte– en base a centrales de gas natural, el nivel de emisiones se incrementa y llega a un total de ocho millones de toneladas en 2050, aproximadamente. En ambos casos, las emisiones eléctricas resultantes son sustancialmente inferiores a lo que se tiene en la actualidad, incluso en escenarios donde el consumo eléctrico casi triplicaría el consumo actual.

9. Análisis de la operación de corto plazo

De acuerdo con los resultados, se observa que la inserción de energías renovables variables (ERV) en la matriz de generación eléctrica de Chile, como la eólica y la solar fotovoltaica, será cada vez más alta, lo que supone nuevos desafíos en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Por un lado, el tener mayor generación solar fotovoltaica, que aporta en un segmento determinado del día (entre 08:00 hrs. y 19:00 hrs., aproximadamente), requiere contar con recursos para cubrir la demanda el resto del día. Si además se considera la generación eólica, y la inherente variabilidad del viento, se precisa disponer de generación eléctrica que sea capaz de incrementar y/o disminuir su producción de energía en función de estas variaciones del recurso primario, en tiempos adecuados para que el sistema mantenga sus niveles de seguridad.

Para ilustrar estos nuevos requerimientos de acuerdo con los resultados obtenidos de las simulaciones de largo plazo, en específico para el escenario E (dado que es uno de los que tienen una mayor inserción de energías renovables), se construyó la curva de generación para un día tipo del primer trimestre de cada año, y se calculó el aporte de la generación solar fotovoltaica y eólica a lo largo del día, lo cual se presenta en la Figura 66.

Además, se estimó la rampa de subida y bajada máxima que requiere el sistema a lo largo de un año, entendiendo las rampas como la diferencia de generación renovable variable (eólica y solar fotovoltaica) y consumo entre una hora y otra del día (que deben asumir las demás unidades de generación del sistema), siendo de subida cuando la generación ERV disminuye, y viceversa. Las rampas calculadas se presentan en la Tabla 7.

Por último, se calculó la curva de demanda neta (demanda total del sistema, menos el aporte de la generación eólica y solar fotovoltaica) para un día tipo del primer trimestre de cada año, lo cual se presenta en la Figura 67.

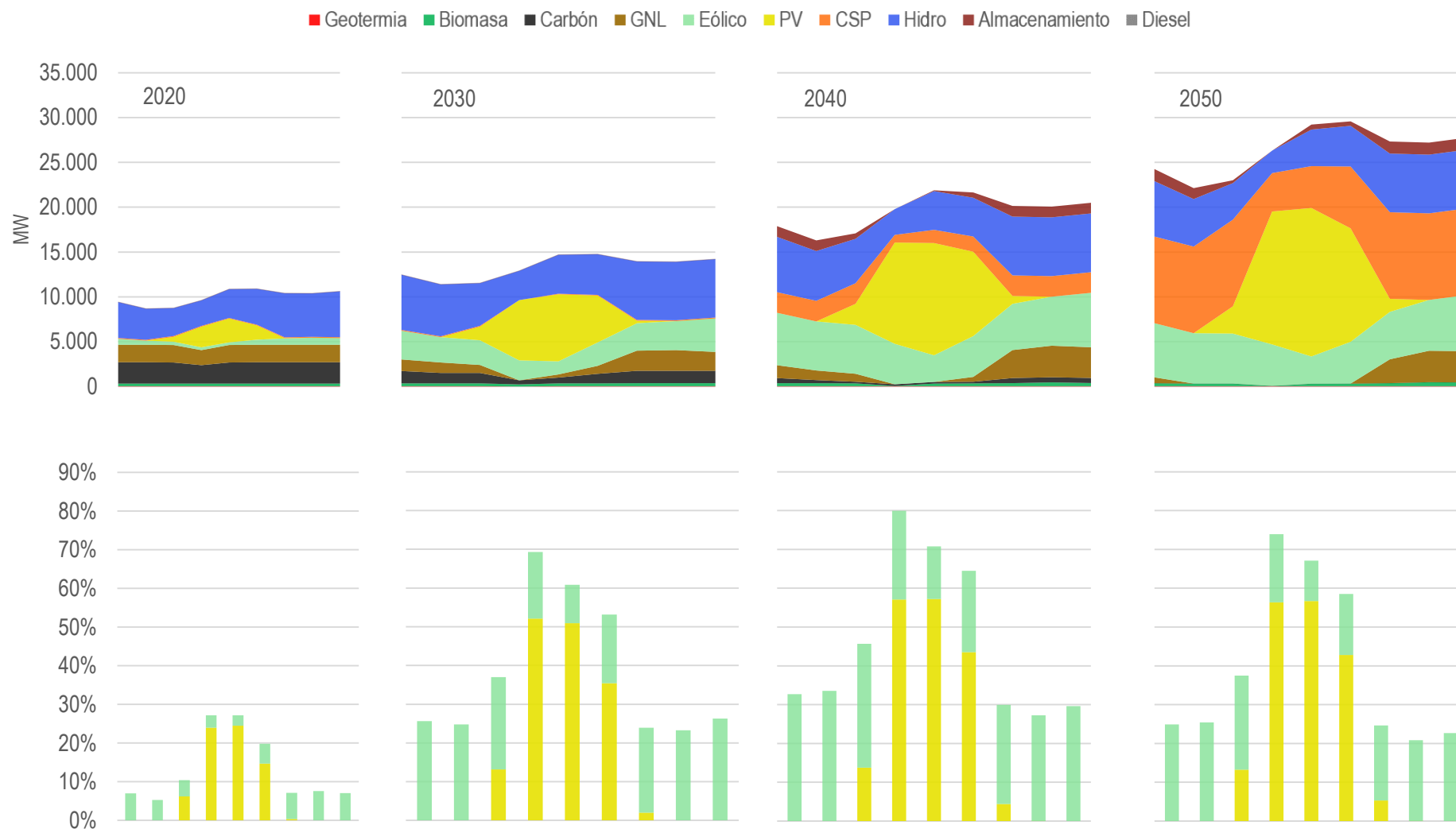


Figura 66: Generación por tecnología y porcentaje de ERV para un día tipo de 2020, 2030, 2040 y 2050 (escenario E).

La generación ERV alcanza su máximo en las horas del día, cuando el aporte fotovoltaico es mayor, representando en 2040, el 80% de la producción total de energía. Para 2050, la participación disminuye dada la entrada en operación de plantas de concentración solar (CSP).

Tabla 10: Rampa máxima de bajada y subida para un día tipo de 2020, 2030, 2040 y 2050 (escenario E).

Rampa	2020	2030	2040	2050
Bajada (MW/h)	-567	-1,559	-2,671	-3,612
Subida (MW/h)	+1,765	+5,490	+8,842	+11,495

La rampa de bajada, es decir, cuando la generación no ERV debe disminuir su aporte debido a una mayor disponibilidad del recurso solar y/o eólico, se triplica en el periodo 2020-2030, y alcanza su máximo en 2050, representando un aumento de cinco veces respecto al año 2020. En tanto, la rampa de subida, se triplica en el periodo 2020-2030, y alcanza su máximo en 2050, representando también un aumento superior a cinco veces respecto al año 2020.

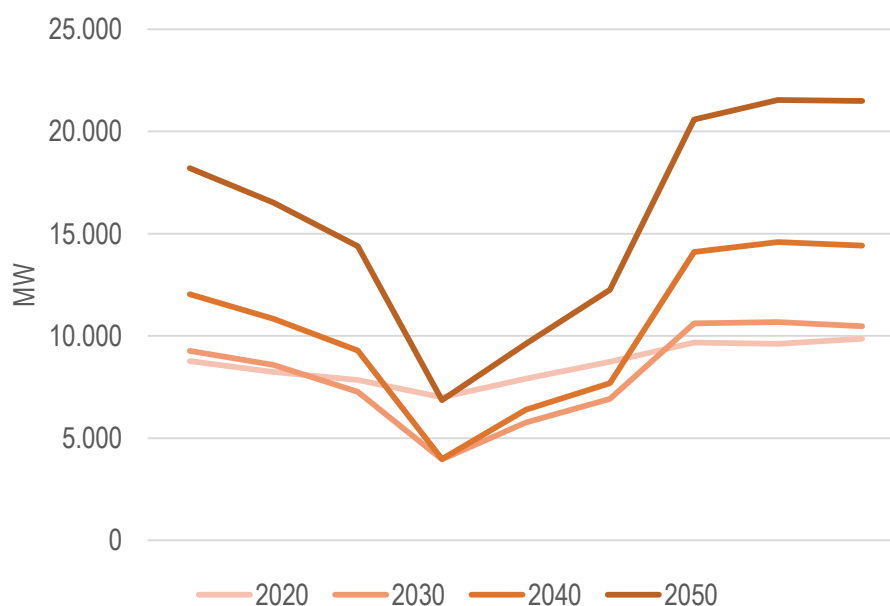


Figura 67: Curva de demanda neta para un día tipo de 2020, 2030, 2040 y 2050 (escenario E).

Entre los años 2020 y 2040, la curva de demanda neta va progresivamente adoptando la forma conocida internacionalmente como “*duck curve*” (curva pato), en tanto son cada vez menores los valores en las horas del día, y cada vez mayores en las horas de noche. Ello guarda directa relación con la creciente inserción de energía solar fotovoltaica, cuyo aporte se da en las horas de día. Sin embargo, para el año 2050 se produce un efecto distinto en dichas horas, siendo la demanda neta incluso más alta que para el año 2020, en términos absolutos, lo que se explica debido al aporte de las plantas CSP, que para ese año alcanzan 10.000 MW de capacidad instalada, aproximadamente.

Finalmente, los análisis anteriores evidencian los requerimientos de flexibilidad que tendrá el SEN en los próximos años. Ello se traduce en la necesidad de contar con recursos que aporten inercia y reserva en aquellos momentos del día en que la producción ERV es significativa, que sean capaces de hacer frente a las rampas, tanto de subida como de bajada y que puedan aportar energía en las horas donde el recurso solar y/o eólico no esté presente.

10. Desafíos futuros

El proceso de planificación energética es, sin duda, un instrumento público de mejora continua, y que debe adelantarse a los cambios que vaya experimentando el sector. En ese sentido, uno de los desafíos que se debe abordar es contar con la información necesaria para la modelación del problema, con la cual se puede representar cada uno de los sectores productivos del sector energía.

Una vez se tengan modelados los distintos sectores, el desafío siguiente pasa por abordar la incertidumbre asociada a la evolución del sistema energético, respecto a lo cual se construyen escenarios equiprobables. Dependiendo el número de escenarios que se generen, se hace necesario el realizar análisis de riesgo sobre los mismos con técnicas estocásticas o con herramientas estadísticas como el CVAR (*Conditional Value at Risk*).

En ese sentido, este informe, así como considera la actualización de los insumos, basado en la información más reciente que esté disponible, también incorpora mejoras metodológicas (como la co-optimización de los sistemas de generación y transmisión) que se desprenden del aprendizaje y de la adquisición de capacidades internas que buscan abordar los nuevos desafíos del mercado energético chileno, en vistas de generar un insumo robusto para el proceso de planificación de la transmisión que lidera la Comisión Nacional de Energía, así como entregar una visión energética de largo plazo robusta para todos los actores, y ciudadanía en general.

Sin embargo, ya se vislumbran muchos desafíos por abordar, los cuales se irán considerando progresivamente en las próximas actualizaciones de la PELP e IAA. Entre los desafíos más relevantes a la fecha, se tiene:

- **Planificación y operación:** incorporar las restricciones de operación de corto plazo dentro de la planificación de largo plazo, con el fin de representar mejor las necesidades de flexibilidad futuras del SEN y las características de los sistemas de almacenamiento.
- **Resiliencia:** incorporar evaluación de eventos de alto impacto y baja incertidumbre en los análisis de los planes de obras referenciales, como lo son las hidrologías extremas, los desastres naturales o los shocks de combustibles.
- **Nuevas tecnologías:** modelar las nuevas alternativas de almacenamiento de energía (hidrógeno, baterías de corta duración, almacenamiento de larga duración para efectos de arbitraje), así como las tecnologías de generación que aún son incipientes, como lo son la mareomotriz o el hidrógeno, y también la reconversión de las actuales unidades generadoras a carbón en alternativas con bajas emisiones.
- **Nuevo sistema de transmisión:** avanzar hacia una representación más detallada del Sistema Eléctrico Nacional, de forma tal que permita representar la utilización de los potenciales renovables, y recoja las señales

correctas para la expansión de la matriz de generación eléctrica y, por ende, para el proceso de la planificación de la transmisión.

- **Representación nacional:** mejorar la metodología para determinar los potenciales de las energías renovables, de forma de mejorar la representación regional y nacional, tanto de las regiones en las cuales se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, como de aquellas regiones extremas en las cuales el consumo eléctrico es abastecido mediante sistemas medianos o sistemas aislados.
- **Cambio climático:** estudiar los efectos que puede producir en términos de cambio de temperatura, disponibilidad de agua, entre otros, y cómo ello afecta la generación eléctrica.
- **Modelo de gas:** contar con un modelo de gas que sea complementario al eléctrico, y que permita internalizar las decisiones de inversión y operación respecto a este combustible.
- **Emisiones:** avanzar en la modelación de la emisión de los contaminantes locales, y en mejorar las estimaciones asociadas a los gases de efecto invernadero a fin de evaluar continuamente las metas de carbono neutralidad del país.

A continuación, se desarrollan con mayor detalle algunos de los desafíos recientemente expuestos.

10.1 Flexibilidad en el sistema eléctrico

Una de las características del Sistema Eléctrico Nacional que está en discusión es la capacidad de flexibilidad que dispone para hacer frente a las variaciones previstas producto de la inserción masiva de energías renovables variables y el comportamiento de la demanda. En ese sentido, la expansión del parque generador debe alinearse a las necesidades de este recurso, lo que implica dar las señales correctas a los inversionistas y a los consumidores, para desarrollar infraestructura que pueda proveer la flexibilidad requerida por el sistema eléctrico. La componente regulatoria del concepto de flexibilidad está siendo abordada por el Ministerio de Energía en la denominada Estrategia de Flexibilidad, actualmente en desarrollo.

La flexibilidad supone un desafío a la hora de realizar la Planificación Energética de Largo Plazo, de forma de poder considerar los requerimientos futuros de flexibilidad en la expansión del parque de generación. En ese sentido es que se han comenzado a incorporar restricciones de corto plazo en la modelación, tales como los mínimos técnicos de las unidades de generación térmicas o la construcción cronológica de los bloques de demanda, quedando aún por incorporar en los próximos informes de actualización, lo relativo a reservas, tiempos de encendido y apagado, rampas de subida y de bajada, entre otros parámetros técnicos.

10.2 Modelación con optimización en el uso de almacenamiento

La modelación considerada en el IAA 2019 incluye la representación de los sistemas de almacenamiento, como baterías o centrales solares de potencia, de larga duración y asumiendo un perfil fijo de generación a lo largo del día (típicamente como complemento de la generación fotovoltaica). Al respecto, y considerando lo mencionado respecto a la flexibilidad del sistema eléctrico, se evidencia el desafío futuro de avanzar hacia una mejor representación de este tipo de sistemas, permitiendo que capturen señales de precio para un óptimo retiro y colocación de energía, así como distintas capacidades energéticas (almacenamiento de corta y larga duración). Ello permitirá considerar de mejor forma el aporte de estos recursos a la flexibilidad y seguridad del sistema, y el consecuente impacto en la expansión del parque de generación y transmisión, garantizando una operación del Sistema Eléctrico Nacional segura y eficiente.

10.3 Metodología para la selección de escenarios

La planificación de largo plazo enfrenta un desafío cada vez mayor en términos del incremento de las variables de incertidumbres, considerando, por ejemplo, los efectos del cambio climático, los vertiginosos cambios tecnológicos y los desafíos ambientales y sociales para expandir el sector de forma responsable y coherente con las metas que nos harán transitar hacia un mundo más limpio. En ese sentido, son cada vez más los escenarios energéticos que se podrían construir en el marco de los procesos quinquenales de la PELP.

Ello supone un desafío para establecer una metodología que permita delimitar la combinación de factores, y por tanto de escenarios, de forma de obtener un conjunto suficientemente representativo y acotado. Esto, con el fin de facilitar el proceso de expansión de la transmisión, el cual se realiza anualmente y considera la participación de múltiples actores (ciudadanía, sector público y privado, academia, etc).

Es más, las modificaciones que se están considerando, tanto en el reglamento de la Planificación Energética de Largo Plazo como en el de Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, incluyen, entre otros cambios, la fijación de un máximo de tres (3) escenarios energéticos que deberá contener el respectivo Decreto asociado a cada proceso quinquenal de la PELP.

Con ese objetivo presente, se trabajará en construir la metodología adecuada para la selección de escenarios de forma de aplicarla en el próximo proceso quinquenal de la PELP.

11. Conclusiones

Los ejercicios de actualización de la PELP representan una oportunidad para abordar, desde el punto de vista de la planificación energética, los múltiples desafíos que enfrenta y seguirá enfrentando el sector energético nacional en los próximos años.

En esta oportunidad, el Informe de Actualización de Antecedentes 2019, además de entregar proyecciones actualizadas del sector eléctrico para orientar la expansión de los sistemas de transmisión, también ha sentado las bases metodológicas para desarrollar las medidas que debe adoptar el sector energía para alcanzar las metas de carbono neutralidad al año 2050. En consecuencia, se prevén las soluciones más relevantes para propender hacia un país más limpio, con foco en un desarrollo sustentable y eficiente, considerando que este sector en la actualidad es responsable de aproximadamente el 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero totales del país.

Además, en la búsqueda de actualizar la irrupción de nuevas tecnologías en el sector, este informe ha incorporado nuevas tecnologías en la modelación, tales como la energía mareomotriz y los sistemas de almacenamiento.

Mejoras consideradas en el estudio

El IAA 2019 supone importantes mejoras respecto a lo realizado en el marco del primer proceso quinquenal de la PELP. Por un lado, desde el punto de vista de la oferta de generación eléctrica, se realizó la optimización conjunta de los sistemas de generación y transmisión, lo que resultó en una distribución geográfica diversificada de las nuevas plantas de generación proyectadas, y en una recuperación de la señal de localización en la expansión de los sistemas de transmisión eléctrica. Por otro lado, desde el punto de vista de la demanda energética, se consideraron las metas actualizadas del país, por ejemplo en términos de penetración de vehículos eléctricos, y se estimó la adopción de la generación distribuida en el sector comercial-industrial, además del residencial.

El futuro eléctrico será renovable

Los resultados actuales permiten sostener que el futuro eléctrico será renovable, lo que se traduce en un significativo incremento de la participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica. Al año 2022 se podría superar el 70% de generación renovable, dependiendo de las condiciones hidrológicas que se vayan dando, esto es, el nivel de lluvias y deshielos que inciden en la participación hidroeléctrica, pues mientras más secos son los años, menor generación renovable se puede alcanzar por este concepto.

Además, al año 2030 se prevé una participación renovable por sobre el 75% para todos los escenarios de la planificación energética, y al año 2050 se podrían incluso alcanzar valores por sobre el 95%, si se dan las condiciones propicias para el desarrollo eficiente de centrales renovables, situación que va en línea con la meta de carbono neutralidad al 2050.

Desafíos futuros del sector eléctrico

En este trabajo se identificaron diversos desafíos, como por ejemplo, la consideración del concepto de flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, así como la necesidad de modelar distintos aspectos relacionados con: optimización del almacenamiento, incorporación de los efectos del cambio climático para incorporar la resiliencia como concepto en la planificación, identificación y modelamiento de nuevas tecnologías, la representación regional de todo el territorio nacional, entre otros, los cuales se irán incorporando en las siguientes actualizaciones de antecedentes y en los próximos procesos quinquenales de la PELP, de forma de abordar los desafíos futuros del sector energía en Chile.

Siguientes pasos

Finalmente, el próximo año se desarrollará el IAA 2020 para el proceso de expansión de la transmisión 2020, y se iniciará el nuevo proceso quinquenal de la PELP, a efectos de incorporar nuevos antecedentes para la actualización de los Escenarios Energéticos, así como acompañar el proceso de actualización de la Política Energética que está llevando a cabo el Ministerio de Energía.

Planificación Energética de Largo Plazo

Periodo 2018 – 2022

Informe de Actualización de Antecedentes 2019



Ministerio de Energía

División de Prospectiva y Análisis de Impacto Regulatorio

Unidad de Prospectiva y Vigilancia Tecnológica

upvt@minenergia.cl