



ESTUDIO

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE UN PLAN DE CIERRE DE CENTRALES A CARBÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Preparado por
Valgesta Energía

Agosto 2018

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN Y CONTEXTUALIZACIÓN	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Contexto nacional e internacional.....	4
1.2.1 Cambio climático	4
1.2.2 Acuerdo de París.....	7
1.2.3 Medidas de mitigación para alcanzar los objetivos climáticos de Chile. Sector Energía	8
1.2.4 Acuerdo entre gobierno y generadores en relación al desarrollo de centrales a carbón.....	10
2 OBJETIVOS, ALCANCES Y ELEMENTOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO	11
2.1 Objetivos y alcances del Estudio.....	11
2.2 Consideraciones y supuestos.....	11
3 METODOLOGÍA DE ESTUDIO.....	14
3.1 Definición de un plan de cierre de plantas a carbón en el SEN	14
3.2 Conceptualización para la simulación de la operación del SEN	16
3.3 Análisis del impacto en las emisiones de contaminantes.....	18
3.4 Determinación de los efectos en el beneficio de Reconocimiento de Generación Local .	20
4 PRINCIPALES SUPUESTOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEN	21
4.1 Consideraciones y supuestos del Escenario 1 (escenario base)	21
4.1.1 Plan de obras de expansión de generación	21
4.1.2 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión.....	22
4.1.3 Proyección de precios de combustibles	23
4.1.4 Disponibilidad proyectada de gas natural	26
4.1.5 Proyección de demanda	27
4.2 Consideraciones y supuestos del Escenario 2	29

4.3	Consideraciones y supuestos del Escenario 3	31
5	PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS	33
5.1	Impacto en las emisiones de contaminantes	33
5.2	Impactos en los costos marginales de energía y en el despacho	37
5.3	Impactos en el costo operativo térmico	46
5.4	Impacto en las inversiones adicionales para el Sistema de Transmisión Nacional	51
5.5	Impacto en el descuento que se aplica por Reconocimiento de Generación Local	51
6	CONCLUSIONES.....	57
6.1	Nivel de emisiones de contaminantes.....	57
6.2	Efectos en costos marginales, despacho y costos de operación del sistema	60
6.3	Nueva capacidad instalada	61
6.4	Nueva infraestructura en transmisión.....	61
6.5	Impacto en el indicador RGL y las tarifas.....	62
7	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	63

1 INTRODUCCIÓN Y CONTEXTUALIZACIÓN

1.1 Introducción

Valgesta Energía es una empresa consultora altamente especializada en el ámbito de la energía. Desde el año 2000, Valgesta Energía ha asesorado a grandes empresas privadas, organizaciones internacionales de reconocido prestigio, y diferentes entidades de gobierno.

Desde sus inicios, Valgesta Energía ha marcado una diferencia en el mercado, instalando temas de vanguardia e innovación en el desarrollo del sector eléctrico chileno, manteniendo como principio fundamental su independencia en los análisis y asesorías que presta.

Producto de lo anterior, Valgesta Energía ha sido un actor clave en el desarrollo y evolución del mercado eléctrico nacional, participando activamente en la modificación de la ley eléctrica chilena en aspectos tan importantes como la incorporación de las energías renovables no convencionales, la interconexión de los sistemas eléctricos, las mejoras a los mecanismos de licitación de empresas distribuidoras y en la modificación del marco regulatorio para los sistemas de transmisión, entre otros. En la misma línea, la empresa participó activamente en la discusión sobre la nueva ley de gas y ha sido pionero en temas tan relevantes como nuevas estructuras para la comercialización de energía e implementación de modelos de negocios innovadores dentro del sector.

De esta manera, la empresa se ha propuesto estar permanentemente a la vanguardia en la prospectiva del desarrollo energético de Chile y el Mundo, por lo que desarrolla análisis propios e independientes para aportar al debate informado en las decisiones de políticas energéticas y ambientales, junto con entregarle a sus clientes una visión particular sobre los principales elementos que marcarán los próximos años de la energía en nuestro país.

Uno de los temas más relevantes del contexto mundial y nacional tiene relación con la lucha contra el cambio climático y la reducción de la contaminación a nivel local, cuestión que determinará el desarrollo energético actual y futuro. Valgesta Energía comparte la visión que los objetivos ambientales que nuestro país adopte para la reducción de emisiones de contaminantes globales y locales deben estar en el centro de las decisiones públicas y privadas que se tomen en el ámbito energético. De la misma manera, siendo Chile un país que se encuentra en pleno proceso de desarrollo económico y social, debemos asegurar para los próximos años energía que cumpla los objetivos ambientales, sea segura y permita la competitividad de nuestra industria y el acceso de todos los hogares a sus beneficios (iluminación, refrigeración, calefacción, entre otros).

En otras palabras, creemos que la transición energética hacia una economía de cero emisiones es un imperativo para Chile y el Mundo, por lo que es necesario adoptar las mejores decisiones ambientales, sociales y económicas que permitan cumplir los objetivos de desarrollo sostenible.

En una decisión inédita a nivel latinoamericano, con fecha 29 de enero de 2018, el Gobierno y cuatro compañías Generadoras (Enel, Engie, Colbún y Aes Gener) anunciaron el fin de nuevos desarrollos de plantas a carbón y la constitución de un grupo de trabajo, para analizar y definir condiciones y un cronograma para el cese programado y gradual de generación eléctrica a carbón en el marco de la Política Energética 2050. La mesa de trabajo se constituyó con fecha 11 de junio de 2018 e incorporó, además de las señaladas empresas, a asociaciones de consumidores, municipios, sindicatos, académicos y organizaciones ambientales.

Como lo señala el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en su Quinto Informe de Evaluación, “la toma de decisiones efectivas para limitar el cambio climático y sus efectos puede basarse en una amplia gama de métodos analíticos para evaluar los riesgos y beneficios esperados, según se considere la importancia que tienen la gobernanza, las dimensiones éticas, la equidad, los juicios de valor, las evaluaciones económicas y las diversas percepciones y respuestas ante el riesgo y la incertidumbre.”

En este contexto, Valgesta Energía ha desarrollado un estudio independiente que se pone a disposición pública, cuyo objetivo es evaluar el impacto de un plan de cierre de centrales a carbón en el sistema eléctrico chileno, en relación a cómo se comportarían diversos indicadores del sistema que tienen impactos directos e indirectos en los consumidores, como así también el nivel de reducción de emisiones que se lograría. En este sentido, se analizó el comportamiento de los costos marginales, costos de operación, costos de transmisión, nivel de emisiones y posible efecto en las cuentas eléctricas de las comunas donde se emplazan las centrales a retirar. El análisis realizado no incluye el análisis de otros costos como los sociales (laborales) o de salud de las personas.

El propósito del estudio es contribuir a una toma de decisiones transparente e informada, en la que previamente se hayan definido los objetivos ambientales de la medida, evaluando alternativas para conseguirlos (análisis de costo eficiencia), junto con las restricciones y límites en materia social, de seguridad y económicos que podrían adoptarse.

El presente informe resume los principales aspectos técnicos y metodológicos del análisis desarrollado, así como también los supuestos utilizados y los resultados obtenidos.

Finalmente, es importante señalar que el estudio que se presenta a continuación es un desarrollo propio e independiente de Valgesta Energía, no habiendo sido encargado por ninguna persona natural o jurídica, por lo que sólo compromete nuestra responsabilidad en sus resultados.

1.2 Contexto nacional e internacional

1.2.1 Cambio climático

La Convención Marco de la Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, define al cambio climático en su artículo 1 párrafo segundo, como un “*cambio de clima atribuido directa e indirectamente a*

la actividad humana que altera la composición de la atmósfera y que se suma a la variabilidad natural del clima observadas durante períodos de tiempos comparables”.

Para facilitar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático, sus causas, posibles repercusiones y estrategias de respuesta, en el año 1998 se creó el “Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático” (IPCC). A la fecha, el IPCC ha preparado cinco informes de evaluación, encontrándose actualmente en su sexto ciclo de evaluación.

En 2014, el IPCC finalizó el Quinto Informe de Evaluación, preparado por los tres Grupos de trabajo, que comprende tres contribuciones sobre: bases físicas; impactos, adaptación y vulnerabilidad, y mitigación del cambio climático, más un Informe de síntesis. La contribución del Grupo de trabajo I se aceptó y aprobó en septiembre de 2013. Las contribuciones de los Grupos de trabajo II y III se aceptaron y aprobaron en marzo y abril de 2014, respectivamente, y el Informe de síntesis se aprobó y adoptó en noviembre de 2014.

Las conclusiones más relevantes del señalado informe las podemos resumir en las siguientes:

- La influencia humana en el sistema climático es clara, y las emisiones antropógenas recientes de gases de efecto invernadero son las más altas de la historia. Los cambios climáticos recientes han tenido impactos generalizados en los sistemas humanos y naturales.
- El calentamiento en el sistema climático es inequívoco, y desde la década de 1950 muchos de los cambios observados no han tenido precedentes en los últimos decenios a milenios. La atmósfera y el océano se han calentado, los volúmenes de nieve y hielo han disminuido y el nivel del mar se ha elevado.
- Las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero han aumentado desde la era preindustrial, en gran medida como resultado del crecimiento económico y demográfico, y actualmente son mayores que nunca. Como consecuencia, se han alcanzado unas concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso sin parangón en por lo menos los últimos 800 000 años. Los efectos de las emisiones, así como de otros factores antropógenos, se han detectado en todo el sistema climático y es sumamente probable que hayan sido la causa dominante del calentamiento observado a partir de la segunda mitad del siglo XX.
- La emisión continua de gases de efecto invernadero causará un mayor calentamiento y cambios duraderos en todos los componentes del sistema climático, lo que hará que aumente la probabilidad de impactos graves, generalizados e irreversibles para las personas y los ecosistemas. Para contener el cambio climático sería necesario reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual, junto con la adaptación, puede limitar los riesgos del cambio climático.

- **La adaptación y la mitigación son estrategias complementarias para reducir y manejar los riesgos del cambio climático.** Si en los próximos decenios se reducen sustancialmente las emisiones, se pueden lograr disminuciones en los riesgos climáticos a lo largo del siglo XXI y posteriormente, ampliar las perspectivas de una adaptación efectiva, reducir los costos y los retos de mitigación a largo plazo y contribuir a que las trayectorias de desarrollo sostenible sean resilientes al clima.
- La toma de decisiones efectivas para limitar el cambio climático y sus efectos puede basarse en una **amplia gama de métodos analíticos para evaluar los riesgos y beneficios esperados**, según se considere la importancia que tienen la gobernanza, las dimensiones éticas, la equidad, los juicios de valor, las evaluaciones económicas y las diversas percepciones y respuestas ante el riesgo y la incertidumbre.
- **Para reducir las emisiones, resulta más costo-efectivo aplicar estrategias de mitigación sistémicas e intersectoriales bien diseñadas que centrarse en tecnologías y sectores concretos**, ya que las medidas en un sector determinan las necesidades de mitigación en otros (*nivel de confianza medio*). Las medidas de mitigación tienen elementos comunes con otros objetivos sociales, lo que genera posibilidades de co-beneficios o efectos colaterales adversos. Esos elementos comunes, si se gestionan adecuadamente, pueden fortalecer la base para aplicar medidas climáticas.
- **Las medidas clave para lograr esos objetivos de mitigación incluyen la descarbonización (esto es, la reducción de la intensidad de carbono) de la generación de electricidad (evidencia media, nivel de acuerdo alto)** así como la mejora de la eficiencia y los cambios de comportamiento para reducir la demanda energética en comparación con los escenarios de referencia sin que se comprometa el desarrollo (*evidencia sólida, nivel de acuerdo alto*).
- En los escenarios en los que se alcanzan concentraciones de 450 ppm CO₂ para el año 2100, las proyecciones indican una disminución de las emisiones globales de CO₂ procedentes del sector del suministro energético durante el próximo decenio y una **reducción del 90% o superior por debajo de los niveles de 2010 entre 2040 y 2070**. En la mayoría de los escenarios de estabilización con baja concentración (de aproximadamente 450 a 550 ppm CO₂, para los que sea al menos *tan probable como improbable* que el cambio de temperatura se limite a 2^o C en relación con los niveles preindustriales), **la proporción del suministro de electricidad con bajas emisiones de carbono (que comprende las energías renovables, la energía nuclear y la energía fósil con captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC), incluida la bioenergía con CAC (BECCS)) aumenta la proporción actual de aproximadamente el 30% a más del 80% en 2050, al tiempo que la generación de energía procedente de combustibles fósiles sin CAC se va eliminando de forma gradual hasta prácticamente desaparecer en 2100.**

1.2.2 Acuerdo de París

En el marco de la “Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”, en el año 2015 se desarrolló la XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21) por los 195 países miembros de la Convención. Con fecha 12 de diciembre de 2015 se adoptó el denominado “Acuerdo de París”, que establece medidas para la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, siendo su aplicación a partir del año 2020, cuando finaliza la vigencia del Protocolo de Kioto.

Conforme al texto del instrumento internacional, el acuerdo tiene como **objetivo "reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza"** para lo cual determina tres acciones concretas:

- a) Mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático;
- b) Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos;
- c) Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Las contribuciones que cada país individual puede establecer para conseguir el objetivo global están determinadas por todos los países individualmente y se denominan contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (*Nationally determined contributions, NDCs*). Las contribuciones deberían tener un informe cada cinco años y estar registradas por la Secretaría de la Convención Marco. Cada progreso debería ser más ambicioso que el previo, conocido como el principio de "progresión". Las contribuciones determinadas a nivel nacional comprometidas durante la conferencia de Cambio Climático de 2015 sirven -a menos que se consigan de otra manera- como la contribución inicial a escala nacional.

El nivel de las Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional se establece de acuerdo a los objetivos de cada país, no existiendo mecanismo para forzar a un país a establecer un objetivo determinado, ni la ejecución si el objetivo establecido no se alcanza. Por ello, se diseñó un mecanismo de "nombre y deshonor", según el cual la Comunidad Internacional evaluará el desempeño de cada país.

En el caso de Chile¹, presentó su contribución usando el formato de intensidad de emisiones (toneladas de CO₂ equivalente por unidad de Producto Interno Bruto (PIB) en millones de CLP\$

¹ Fuente: <http://portal.mma.gob.cl/cambio-climatico/consultacontribucion/>

2011). Metodológicamente, se optó por separar al sector UTCUTS² del compromiso nacional de mitigación, debido a la alta variabilidad anual que presentan las capturas y emisiones del sector, y por ser menos dependiente de la trayectoria del crecimiento económico.

En este sentido, se definieron dos tipos de compromisos:

- a) **Meta de intensidad: reducción al 2030 de la intensidad de las emisiones de GEI (t CO₂ eq/unidad de PIB) en un 30 % con respecto al nivel alcanzado en 2007.** Adicionalmente, y condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales, un aumento de la reducción al 2030 hasta alcanzar entre 35% a 45 % con respecto al nivel alcanzado en 2007.
- b) Meta forestal: manejo sustentable y recuperación de 100.000 hectáreas de bosque, principalmente nativo, que representará una captura y reducción de GEI en alrededor de 600.000 t CO₂ eq/año. Además, Chile se compromete a forestar 100.000 hectáreas, en su mayoría con especies nativas, que representan capturas de entre 900.000 y 1.200.000 t CO₂ eq/año. Ambas acciones a partir del 2030.

1.2.3 Medidas de mitigación para alcanzar los objetivos climáticos de Chile. Sector Energía

En 2013, el balance de GEI de Chile³ fue de 70.054,4 Gg CO₂ eq, mientras que las emisiones de GEI totales del país fueron 109.908,8 Gg CO₂ eq, incrementándose estas últimas en un 113,4 % desde 1990. Las principales fuentes de emisiones de GEI a nivel nacional fueron la quema de combustibles fósiles con fines energéticos y sus emisiones fugitivas (77,4 %), seguido por las actividades agropecuarias (12,5 %), los procesos industriales (6,0 %) como la fabricación de cemento y cal, y la gestión y tratamiento de residuos (4,1 %); el sector forestal fue un sumidero neto de GEI. Si bien las emisiones nacionales de GEI no exceden el 0,3 % de las emisiones mundiales, su estructura reproduce muy cercanamente la figura promedio a nivel mundial, dominada por la quema de combustibles fósiles.

En cuanto al desarrollo de un plan de mitigación de GEI, *“Entre los años 2011 a 2015 se desarrolló el proyecto MAPS Chile, que fue un proceso multiactor donde se definió la línea base de emisiones (business as usual) además de analizar distintas opciones de mitigación agrupadas en paquetes y modeladas como escenario. Como gran resultado de este proceso se consiguió construir el INDC de Chile presentada en la COP 21 de París.”*⁴

<http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2016/05/2015-INDC-web.pdf>

² Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura

³ Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017 - 2022

⁴ Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017 – 2022. MAPS Mitigation Action Plans and Scenarios, ver <http://visualizacion.mapschile.cl/>

En cuanto al sector energía, el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017 – 2022 señala:

*“Durante los últimos años, el sector energía ha enfocado sus esfuerzos hacia el desarrollo de una matriz energética más sustentable y hacia un menor consumo energético, en donde la eficiencia energética, la penetración de energías renovables, el desarrollo de estándares de sustentabilidad y los instrumentos de precio al carbono (fundamentalmente a través de proyectos ejecutados bajo el MDL) han sido algunas de las líneas de acción relevantes. **Las intenciones del sector quedan expresadas tanto en la “Agenda de Energía” como en la Política Energética Nacional (PEN), en donde se plantean metas cuantitativas que directamente tendrán un impacto importante en la reducción de las emisiones del país y en el cumplimiento de los compromisos internacionales. Así, por ejemplo, la PEN 2050 estableció al 2035 alcanzar un 60 % de generación eléctrica con energía renovable, y que este porcentaje de participación debe subir a al 70 % al 2050.***

La Política Energética Nacional al 2050 refleja, por ende, el compromiso de mitigar, en el sentido de apoyar decididamente una transición paulatina hacia una economía —y una matriz energética— significativamente más baja en carbono hacia el 2050. El aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, así como de combustibles de bajas emisiones, y la profundización de acciones en materia de eficiencia energética, son elementos cruciales en esta transición.

Así, para lograr coherencia con las normas de emisión y regulaciones ambientales, se requiere la incorporación de combustibles de bajas emisiones de GEI en la matriz como, por ejemplo: gas natural, hidrógeno, biocombustibles, pellets, energía solar térmica, entre otros. Las metas en este sentido apuntan a contar con un 65 % de combustibles bajos en emisiones de GEI y de contaminantes atmosféricos en la matriz de combustibles al 2050, y un 50 % al 2035.

Adicionalmente, en Chile las medidas habilitantes juegan un papel importante debido a la estructura del sector energético, que responde al libre mercado y, por lo tanto, depende de decisiones de actores privados, en donde el Estado, entre sus roles, define las reglas y límites de su actuar. Por lo tanto, son de suma importancia las medidas habilitantes que den el marco para que el sector privado pueda tomar decisiones que se alineen con los objetivos de Estado en pos de un desarrollo sustentable, económicamente eficiente y seguro de la matriz energética del país. Dado el rol del sector energético en las emisiones de GEI del país, el Ministerio de Energía ha preparado el Plan de Mitigación del Sector Energía que propone ser el primer paso en la implementación de acciones de mitigación en el marco del Acuerdo de París. **El Plan está en consonancia con la PEN 2050, en el sentido de apoyar una transición paulatina hacia una economía y una matriz energética significativamente más baja en carbono hacia el 2050.** El aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, así como combustibles de bajas emisiones, y la profundización de acciones en materia de eficiencia energética, son elementos cruciales en esta transición, por lo que han sido reflejados en las acciones propuestas. A continuación, se presentan dos medidas que reúnen las acciones de mitigación que el Ministerio de Energía lidera y planea implementar en los próximos años, y que forman parte del plan sectorial de mitigación.”

1.2.4 Acuerdo entre gobierno y generadores en relación al desarrollo de centrales a carbón

Conforme la publicación contenida en www.generadoras.cl, “La generación eléctrica a carbón constituye hoy la principal fuente de generación eléctrica del país con cerca de un 40% de la matriz, otorgando seguridad y eficiencia económica, habiendo realizado además importantes inversiones recientes que le permiten hoy contar con los más altos estándares mundiales de reducción emisiones contaminantes locales.

Gracias a la importante reducción de costos y masificación de tecnologías de generación renovable que se han ido incorporando a nuestra matriz, la industria de generación eléctrica visualiza un futuro crecientemente renovable, donde la generación termoeléctrica dejará de ser la principal fuente de energía, y será junto con la hidroelectricidad, otras tecnologías renovables y el almacenamiento, el complemento de la generación variable solar fotovoltaica y eólica en momentos de ausencia de luz solar o viento.

Con el objeto de avanzar en esta visión de un futuro más renovable, el Gobierno de Chile y las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile, AES Gener, Colbún, Enel y Engie han acordado lo siguiente:

Las empresas mencionadas se comprometen a no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes a partir de esta fecha.

Se creará un Grupo de Trabajo para que analice, en el contexto de los objetivos de la Política Energética 2050, los elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permita establecer un cronograma y las condiciones para el cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.

El Ministerio de Energía coordinará este Grupo de Trabajo al cual se invitará a todas las instituciones relevantes en este proceso.”

La mesa de trabajo se constituyó el 11 de junio de 2018, bajo la convocatoria del Ministerio de Energía. La Ministra de Energía, Susana Jiménez, señaló que “el objetivo es que una vez sensibilizado y expuestas todas las aristas, podamos alcanzar un acuerdo entre las generadoras y el Gobierno, que permita establecer un cronograma gradual de retiro o reconversión de las centrales de carbón”.⁵

⁵ Fuente: www.elmercurio.cl

2 OBJETIVOS, ALCANCES Y ELEMENTOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO

2.1 Objetivos y alcances del Estudio

El objetivo general del estudio es desarrollar un análisis que permita evaluar los posibles impactos en la operación del sistema eléctrico chileno, frente a un escenario hipotético de cierre de plantas a carbón en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para ello se desarrollaron las siguientes tareas y actividades:

- Simular la operación del SEN para el periodo comprendido, al menos, entre los años 2019 y 2030.
- Proponer un hipotético plan de cierre de plantas a carbón para el periodo 2019-2035 que sirva como punto de partida para el estudio actual y otros posibles análisis en el futuro.
- Estimar los impactos asociados a un posible plan de cierre respecto sobre los siguientes aspectos:
 - i) Costos marginales del sistema.
 - ii) Costos de operación del sistema.
 - iii) Expansión del parque generador del sistema.
 - iv) Expansión del parque de transmisión del sistema.
 - v) Nivel de emisiones de CO₂ equivalente del sistema.
 - vi) Reconocimiento de Generación Local (RGL).

Cabe señalar que no es parte del alcance del presente estudio el analizar el impacto sobre otros aspectos tales como impactos sociales, de salud, ambientales locales y/o laborales. Adicionalmente se deja establecido que el estudio no realiza un análisis detallado sobre impactos en la seguridad del sistema.

2.2 Consideraciones y supuestos

Conforme lo expuesto en la sección de contexto del apartado 1. de este informe, Valgesta ha considerado como elementos claves en el diseño del plan de cierre presentado en este estudio los siguientes aspectos:

- Se asume que el plan de cierre de Centrales a Carbón se enmarcaría dentro de los compromisos internacionales que Chile ha suscrito en materia de mitigación de GEI.
- El compromiso asumido por el país es de reducir al 2030 la intensidad de las emisiones de GEI (ton CO₂ eq/unidad de PIB) en un 30 % con respecto al nivel alcanzado en 2007.

- Por el momento, la decisión pública adoptada para cumplir con esta meta se encuentra contenida en el “Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017 – 2022”. En dicho Plan se expresa *la PEN 2050 estableció al 2035 alcanzar un 60 % de generación eléctrica con energía renovable, y que este porcentaje de participación debe subir a al 70 % al 2050.* Añadiendo el mismo documento: *“Adicionalmente, en Chile las medidas habilitantes juegan un papel importante debido a la estructura del sector energético, que responde al libre mercado y, por lo tanto, depende de decisiones de actores privados, en donde el Estado, entre sus roles, define las reglas y límites de su actuar.”*
- El acuerdo de las empresas y el Gobierno dispone que las primeras “se comprometen a no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes a partir de esta fecha”. Por tanto, el primer elemento de supuesto en la modelación es que no se incorpora ninguna central en base a carbón en los próximos 15 años.
- El segundo elemento es que se establecerá un cronograma y las condiciones para el **cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón, en el contexto de los objetivos de la Política Energética 2050** y considerando elementos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto.
- La Comisión Nacional de Energía establece en su ITD preliminar de enero de 2018 (sección comentarios), que la vida útil de una Central a Carbón sería de 30 años.

Sobre la base de los antecedentes expuestos anteriormente, Valgesta Energía realizó un plan de cierre de centrales que contempla las siguientes consideraciones:

- Considerando que la última central a carbón (Infraestructura Energética) se pondrá en operación este año, el cierre final del parque se tendrá que realizar en 2048 (30 años de vida útil).
- Por ello, se definió un cierre programado y gradual, que tenga el mismo “ritmo” durante todo el periodo. En consecuencia, se definió que para los primeros 15 años de análisis, se contempla el cierre del 50% del parque de centrales a Carbón en base a su potencia.
- Se priorizaron en los primeros años aquellas centrales más antiguas y más contaminantes.
- Se estableció un mecanismo para que el cierre de centrales fuera equilibrado entre las 4 empresas.
- Se analizan dos escenarios los cuales son comparados con un escenario base (Escenario 1), para estimar los posibles impactos en el sistema; el primero de ellos corresponde a un

escenario que asume el plan de cierre sin realizar los ajustes al sistema para lograr su operación más eficiente (Escenario 2) y el segundo asume un plan de expansión que permita un desarrollo más adaptado del sistema (Escenario 3).

- Con el objeto de lograr un equilibrio entre oferta y demanda, en el Escenario 3 se buscó que la oferta estuviera compuesta por tecnologías eficientes y estuviera acompañada de una adecuada expansión del sistema de transmisión.
- Para lograr lo anterior se trabajó sobre la base de iteraciones sucesivas de la operación del sistema.

3 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El estudio se basó en el desarrollo de cuatro actividades principales, las cuales se indican a continuación.

- 1) Definición de un Plan de Cierre de plantas a carbón, basado en supuestos que el Consultor consideró como plausibles.
- 2) Simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para condiciones hidrológicas media y seca, en tres escenarios distintos a saber:
 - i) Escenario 1: escenario base.
 - ii) Escenario 2: escenario base con la aplicación del Plan de Cierre de centrales a carbón, sin realizar ajustes en el sistema⁶.
 - iii) Escenario 3: escenario adaptado al Plan de Cierre.
- 3) Obtención de resultados con el objeto de visualizar los efectos sobre: nivel de emisiones de contaminantes del sistema, costos marginales y de operación del sistema, la expansión del parque generador del sistema, la expansión del sistema de transmisión, indicador RGL.
- 4) Análisis de resultados y conclusiones.

En lo que sigue del presente informe se detallan los principales aspectos asociados a cada una de las actividades indicadas anteriormente.

3.1 Definición de un plan de cierre de plantas a carbón en el SEN

Con el objeto de contar con un punto de partida en el estudio, el Consultor definió un Plan de Cierre que tuviera en consideración aspectos contenidos en definiciones de política e información técnica disponible en nuestro país, conforme lo señalado en el apartado 2.2. de este informe.

Específicamente, el plan de cierre fue elaborado teniendo en consideración diversos aspectos, dentro de los cuales se puede mencionar:

- Se estableció como meta que al año 2035 se reduce en un 50% la capacidad instalada de centrales en base a carbón (base año 2018);

⁶ Si bien este es un escenario plausible, se entiende como muy poco probable por cuanto se asume que tanto a nivel del mercado como de la autoridad debiesen existir medidas que permitan acotar los efectos del plan de descarbonización.

- Se priorizan para los primeros años aquellas unidades a carbón de mayor antigüedad;
- Se establece un “equilibrio” de cierre de centrales entre empresas dueñas de este tipo de centrales;
- Se establece un “equilibrio” de cierre de centrales entre el ex Sistema Interconectado Central y el ex Sistema Interconectado del Norte Grande;
- Se establece una “gradualidad proporcional” por año con respecto a la capacidad instalada retirada de centrales a carbón dentro del horizonte, y
- Se establece como restricción de cierre de una central, el que tenga contratos de suministro eléctrico vigente al año de cierre, que pueda ser asociados a la unidad correspondiente.

El resultado de aplicar estos criterios arrojó como Plan de Cierre hipotético, el que se presenta en la Tabla 1. Se debe entender que este plan se considera referencial sólo para efectos de los análisis que se desea realizar, no representando en ningún caso un escenario que el Consultor esté proponiendo. Por tanto debe ser considerado como un punto de partida para el análisis actual y posibles análisis futuros.

Tabla 1. Plan de cierre de centrales a carbón

Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO2)														Sale			
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO1)											Sale						
COCHRANE (CCH2)																	
COCHRANE (CCH1)																	
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 1 (ANG1)																	Sale
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 2 (ANG2)																	
Guacolda U1											Sale						
Guacolda U2													Sale				
Guacolda U3														Sale			
Guacolda U4																Sale	
Guacolda U5																	
Ventanas 1					Sale												
Ventanas 2										Sale							
Campiche																	
Nueva Ventanas																Sale	
Santa María																	
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (CTTAR)															Sale		
Bocamina								Sale									

Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Bocamina II CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA (CTA)																	
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U15)			Sale														
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U14)			Sale														
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	Sale																
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U12)	Sale																
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM2)																Sale	
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM1)												Sale					
IEM																	
TERMOELÉCTRICA HORNITOS (CTH)																	
Capacidad instalada retirada (MW)	167	167	411	411	531	531	661	661	869	869	1159	1314	1466	1607	2071	2495	2772
Capacidad instalada retirada (%)	3%	3%	8%	8%	10%	10%	12%	12%	16%	16%	21%	24%	27%	30%	38%	46%	51%

Fuente: Valgesta Energía

3.2 Conceptualización para la simulación de la operación del SEN

La metodología empleada para realizar la simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional tiene como elemento principal la utilización del modelo SDDP (por su sigla en inglés que corresponde a Programación Dinámica Dual Estocástica), que permite optimizar y simular la operación de un sistema multinodal e hidrotérmico multiembalse (o térmico, si es el caso) en el mediano y largo plazo, incorporando la incertidumbre hidrológica presente en los caudales afluentes a los embalses y en los aportes a las centrales de pasada. Además, siendo un modelo multinodal, incorpora una representación del sistema de transmisión.

El modelo SDDP calcula la política operativa de mínimo costo para un sistema hidrotérmico considerando, entre otros, los aspectos que se indican a continuación.

- Representación de plantas térmicas: eficiencia, generación máxima.
- Representación de plantas hidroeléctricas, incluyendo los respectivos embalses y sus características.
- Consideración de la incertidumbre hidrológica. Entrega la posibilidad de utilizar estadísticas hidrológicas de caudales afluentes, que representan las características hidrológicas del sistema.
- Sistema de transmisión. Modelo de flujo de potencia en corriente continua, capacidad de transmisión por instalaciones, pérdidas de transmisión.
- Etapas mensuales. Horizonte de mediano a largo plazo.

Uno de los resultados principales que el modelo permite obtener corresponde a los costos marginales promedio mensual esperados en diferentes barras, expresados en moneda a la fecha de realización del estudio. Asimismo, es posible obtener, o construir a partir de los resultados, otros indicadores.

En la simulación de la operación óptima del sistema, un aspecto de gran relevancia son los supuestos de desarrollo futuro del sistema eléctrico, los cuales se emplean como datos de entrada para el modelo SDDP. Los principales supuestos corresponden a un plan de obras de expansión de generación, plan de obras de expansión del sistema de transmisión, proyección de precios de combustibles y proyección de la demanda del sistema.

En relación con la representación de la demanda en cada etapa mensual, cabe destacar que dentro de cada mes la demanda de un sistema eléctrico (ventas de energía) puede presentar variaciones importantes en los niveles de consumo instantáneo. Por ello, resulta poco representativo modelar la demanda de un mes a través de un único nivel de energía.

Producto de lo anterior, es usual, al resolver problemas de coordinación hidrotérmica, que la demanda de cada etapa (en este caso mes) sea representada a través de un conjunto de bloques de demanda. Cada bloque de demanda agrupa el consumo de un número de horas dentro del mes, con lo cual se logra mantener las características más representativas del comportamiento de los niveles de demanda.

Específicamente para este estudio se emplearon doce bloques de demanda por mes, de los cuales seis representan niveles de demanda de un día hábil tipo (lunes a viernes) y seis representan niveles de demanda de un día no hábil tipo (sábado, domingo y festivos). Asimismo, cada uno de los seis bloques de demanda se compone de tres bloques con presencia de oferta de generación de energía solar y tres bloques en ausencia de ésta.

En relación con la representación de la oferta disponible de generación de centrales solares y eólicas, en este caso se emplearon factores de planta por bloque de demanda y por mes.

En la determinación de los factores de planta, algunos de ellos fueron establecidos para un grupo de centrales generadoras de una misma tecnología ubicadas en una misma zona del país, por ejemplo, zona norte grande, zona norte chico, zona centro y zona sur, mientras que otros factores de planta fueron determinados para una sola central solar o eólica, debido a particularidades observadas en los perfiles de oferta de generación de algunas centrales.

La estimación de los factores de planta empleados se realizó considerando los perfiles de generación del año 2017 de centrales solares y eólicas. Cabe señalar que dichos perfiles fueron adecuados debido a posibles limitaciones a la generación, producto de congestiones que se presentaron en el sistema de transmisión.

A las centrales solares y eólicas futuras se les asignó un factor de planta por bloque de demanda y por mes de una central existente de la misma tecnología y cercana geográficamente.

Es importante señalar que, dadas las características inherentes a la proyección de la operación de sistemas eléctricos hidrotérmicos, como es el caso del Sistema Eléctrico Nacional, las proyecciones de costos marginales de energía no corresponden a una actividad determinística, sino que ésta depende de la evolución de las variables involucradas en el sistema eléctrico, que son, mayoritariamente complejas de determinar o estimar con un elevado grado de certeza. Dada la incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las variables relevantes en el sistema, muy particularmente las condiciones hidrológicas, las proyecciones que se obtienen pueden verse afectadas por variaciones de éstas.

En consecuencia, es necesario dejar establecido que las proyecciones que se obtuvieron se asocian exclusivamente a las mejores estimaciones posibles de obtener para dichas variables, con las características de los modelos empleados y los supuestos adoptados.

3.3 Análisis del impacto en las emisiones de contaminantes

La metodología para obtener una estimación de emisiones de las centrales termoeléctricas se enfoca en aquellos gases que tienen implicancia en el cálculo del Impuesto Verde, definidos en la ley tributaria.

Para la estimación de las emisiones de contaminantes globales se considera la emisión de CO₂, mientras que para los contaminantes locales se estiman las emisiones asociadas a los gases NO_x, SO₂ y MP.

Para tal efecto, se utilizan los factores de emisión indicados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Estos indican la cantidad de toneladas emitidas de contaminantes por GWh generado, los que varían dependiendo del tipo de central.

Para obtener la estimación de emisiones, se multiplican dichos factores de emisión por la producción esperada de energía de cada central de acuerdo con los despachos en cada uno de los escenarios 1, 2 y 3 descritos en la sección 4 para hidrología media y seca.

A continuación se muestran los factores de emisión considerados para las centrales a carbón que podrían considerarse en un eventual plan de cierre:

Tabla 2. Factores de emisión de contaminantes de centrales a carbón

Central	Factor Emisión [TCO ₂ /GWh]	Factor Emisión [TMP/GWh]	Factor Emisión [TNO _x /GWh]	Factor Emisión [TSO ₂ /GWh]
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U12)	1288	0,22	2,21	1,77
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	1189	0,21	2,11	1,69
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (CTTAR)	1175	0,19	1,93	0,69
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM1)	1146	0,19	1,88	1,51
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U14)	1145	0,20	1,95	1,56
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 1 (ANG1)	1104	0,11	1,09	0,73
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 2 (ANG2)	1104	0,11	1,09	0,73
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM2)	1095	0,18	1,80	1,44
COCHRANE (CCH1)	1068	0,11	1,10	0,74
COCHRANE (CCH2)	1068	0,11	1,10	0,74
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO1)	1056	0,17	1,73	1,39
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO2)	1046	0,17	1,72	1,37
Ventanas 1	1043	0,18	1,80	1,44
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA (CTA)	1037	0,17	1,48	1,37
TERMOELÉCTRICA HORNITOS (CTH)	1009	0,17	1,44	1,34
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U15)	1009	0,19	1,88	1,50
Ventanas 2	998	0,17	1,72	1,37
Bocamina	955	0,15	1,52	1,22
IEM*	950	0,11	1,09	0,69
Guacolda U3	945	0,15	1,51	1,21
Guacolda U4	945	0,15	1,51	1,21
Guacolda U5	945	0,18	1,75	1,40
Nueva Ventanas	945	0,15	1,52	1,22
Campiche	945	0,16	1,62	1,30
Santa María	945	0,15	1,52	1,22
Bocamina II	920	0,16	1,64	1,32
Guacolda U1	905	0,16	1,56	1,25
Guacolda U2	905	0,16	1,56	1,25

Fuente: Chile Sustentable, “Cartilla Termoelectricas a Carbón Propuestas para Acelerar la Transición Energética”, en base a información del Coordinador, Marzo 2017. * IEM aún no entra en operación a la fecha del presente informe, y sus factores de emisión se asumen tomando el menor valor entre las demás muestras.

3.4 Determinación de los efectos en el beneficio de Reconocimiento de Generación Local

Tal como lo introdujo la Ley N° 20.928 de Equidad Tarifaria, el reconocimiento de generación local tiene como objetivo un reconocimiento para todos los clientes regulados de las comunas donde hay centrales que generan energía eléctrica en beneficio de todo Chile. Este beneficio consiste en una rebaja mensual de las cuentas de electricidad para todas las comunas que generan energía.

Existen dos conceptos de descuento; RGL Base y RGL Adicional. La rebaja por concepto de RGL Base considera la capacidad instalada neta por comuna dedicada a la generación eléctrica y también la cantidad de clientes presentes en dicha comuna. Por otro lado, el descuento por RGL Adicional toma en cuenta la generación eléctrica neta producida en la comuna sobre la generada en todo el país. Para cada uno de los escenarios diseñados y detallados en la sección 4, el impacto RGL varía debido a los cambios en generación comunal y al plan de obras que determina la capacidad instalada por comuna.

En el caso del RGL Base se consideran los siguientes supuestos para la proyección de la estimación de este indicador:

- Planes de Obras de Generación para los tres escenarios estudiados.
- Considera años de salida de centrales a carbón descritos en Tabla 1.
- Para proyectos conocidos y aprobados a la fecha, se consideran las ubicaciones reales en donde se emplazará el proyecto.
- Para proyectos de expansión genéricos ERNC que se estiman como necesarios para la adaptación del sistema frente a un escenario de cierre de centrales a carbón, se asignan a comunas con mejor disponibilidad de recursos y capacidad de transmisión.
- La tasa de crecimiento de la cantidad de clientes se estima en un 2% anual.

Para el caso del RGL Adicional se consideran los siguientes supuestos para la estimación de este indicador:

- Los mismos planes de obras de generación conforme al capítulo 4.
- Condiciones hidrológicas media y seca. Esta última corresponde al promedio de las 5 series hidrológicas más secas de la estadística disponible.

El análisis se centró en las comunas en las que se ubican centrales a carbón, y que serían afectadas por el plan de cierre de centrales a carbón hasta el año 2030. Para la componente base del RGL, que depende únicamente de la capacidad instalada y el número de clientes regulados por comuna, se muestran los resultados para los tres escenarios independientemente de la hidrología. Para la componente adicional, se muestran resultados para los tres escenarios, en condiciones hidrológicas seca y media. A modo de facilitar la visualización, solo se presentan 5 períodos de fijación de Precio Nudo Promedio.

4 PRINCIPALES SUPUESTOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEN

En la presente sección se describen los principales supuestos correspondientes a los escenarios considerados.

Se describen particularmente los supuestos que corresponden a planes de obras de expansión de generación, planes de obras de expansión del sistema de transmisión, proyección de precios de combustibles, disponibilidades proyectadas de gas natural y proyección de la demanda.

A continuación, se presentan, en primer término, los principales supuestos del Escenario 1 (escenario base), el cual fue elaborado considerando supuestos de desarrollo futuro que se asumen como representativos y plausibles, de acuerdo con la información considerada y disponible al momento de realizar el estudio.

Dichos supuestos han sido establecidos teniendo en consideración información contenida en diversas fuentes de relevancia para el sector eléctrico. Entre ellas se puede mencionar el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de julio de 2018, preparado por la Comisión Nacional de Energía (informe más reciente a la fecha de inicio del estudio); información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional; e información relevante del mercado eléctrico. Adicionalmente, se considera el criterio y experiencia del Consultor.

Posteriormente, se describen los supuestos que caracterizan al Escenario 2 y Escenario 3. Por una parte, el Escenario 2 contiene los mismos supuestos de desarrollo futuro del Escenario Base, incorpora el plan de cierre de centrales a carbón, pero no se realiza otro cambio en los supuestos del Escenario 1. Por otra parte, el Escenario 3 fue elaborado a partir del Escenario Base, contempla el mismo plan de cierre de centrales a carbón del caso anterior y adiciona cambios en los supuestos de plan de expansión de centrales futuras y de expansión del sistema de transmisión del Escenario 1.

4.1 Consideraciones y supuestos del Escenario 1 (escenario base)

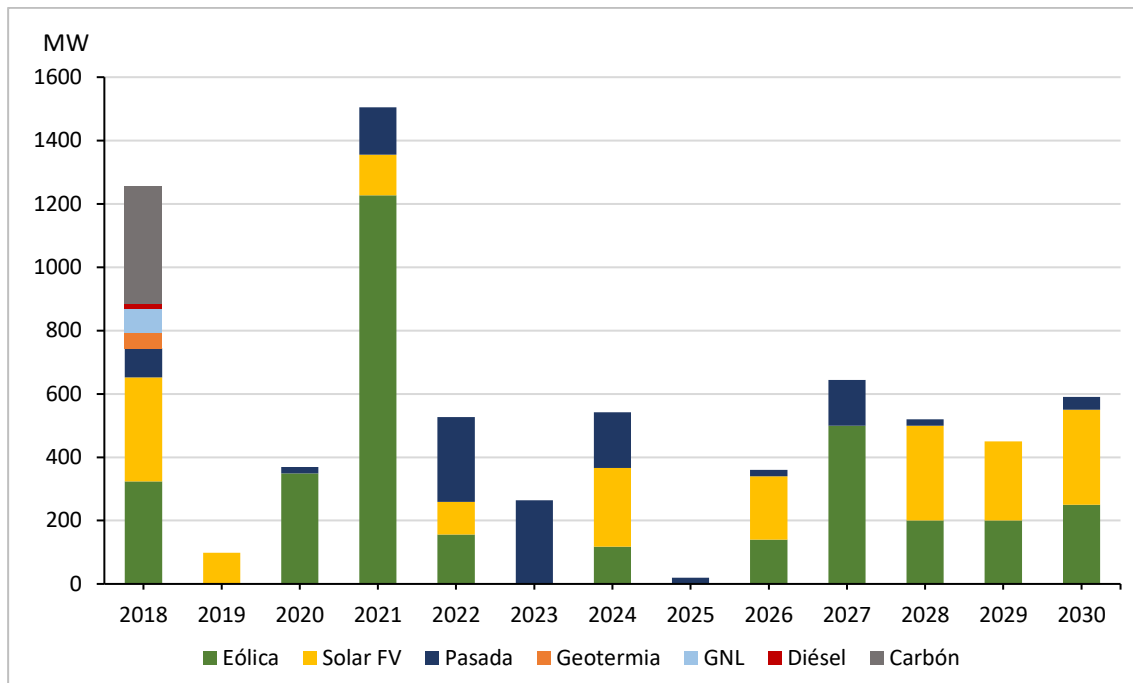
4.1.1 Plan de obras de expansión de generación

En la elaboración del plan de obras de expansión de generación, en el periodo de agosto 2018 a diciembre 2030, se consideraron centrales que se encontraban en pruebas de puesta en servicio a la fecha de inicio del estudio, centrales en construcción, centrales de empresas generadoras que en procesos licitatorios se adjudicaron suministro de energía a clientes sometidos a regulación de precios y que ingresarían al sistema para abastecer dichos contratos, y criterio del Consultor.

Desde el año 2019 al 2030 (12 años) se contempla el ingreso de 5.889 MW, de los cuales 3.140 MW corresponden a centrales eólicas (53%), 1.628 MW solares fotovoltaicas (28%) y 1.121 MW a centrales de pasada (19%).

La siguiente figura muestra el plan de obras de expansión de generación considerado para el Escenario 1.

Figura 1. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 1



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.1.2 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión

En la elaboración del plan de obras de expansión del sistema de transmisión, en el periodo de agosto 2018 a diciembre 2030, se emplearon las obras decretadas en los respectivos decretos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y las obras analizadas en los estudios de planificación de la transmisión, elaborados por el Coordinador.

Las fechas estimadas de ingreso de las instalaciones de transmisión fueron dispuestas considerando información obtenida del Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de julio de 2018, información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional, información pública del mercado eléctrico y el criterio y experiencia del Consultor. Dicho plan de expansión se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Plan de obras de expansión del sistema de transmisión del Escenario 1

Fecha de ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
may-18	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: segundo circuito	1x290
may-18	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: primer circuito	1x290
ago-18	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV	2x1.700
ago-18	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	2x1.700
oct-18	Nueva Línea A. Melipilla - Rapel 1x220 kV	1x290
oct-18	Nueva Línea Lo Aguirre - A. Melipilla 2x220 kV: primer circuito	1x290
ene-19	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	2x1.500
feb-19	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2x1.700
nov-19	Nueva Línea Cumbres - Diego de Almagro 2x220 kV	2x600
dic-20	Nueva Línea Los Changos - Nueva Crucero-Encuentro 2x500 kV	2x1.500
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóndores 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
jun-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260
jun-23	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x290
ene-24	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 1x500 kV	1x1500
ene-24	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1500
ene-26	Nueva Línea Polpaico - Alto Jahuel 1x500 kV: cuarto circuito	1x1700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1.700

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, otros, Valgesta Energía

Para el Escenario 1, hasta el año 2030, las inversiones en infraestructura que se requerirían en el Sistema de Transmisión Nacional, se estima que estarán en torno a los 2.800 millones de dólares, de acuerdo con estimaciones internas de Valgesta Energía.

4.1.3 Proyección de precios de combustibles

Las siguientes tablas presentan las proyecciones empleadas para los precios del carbón térmico en Chile, petróleo crudo WTI y gas natural en Chile. Las proyecciones de precios de dichos combustibles están basadas en las proyecciones de la Energy Information Administration (EIA) en su reporte anual del año 2018 (Annual Energy Outlook 2018 - AEO2018).

Las proyecciones para el precio del carbón térmico en Chile se determinaron a partir de la aplicación de la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía, la cual considera cargos por flete, seguro marítimo, mermas, arancel de importación, agente de aduanas, descarga, muestreo y análisis. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 4 y en la Figura 2.

Las proyecciones para el precio del petróleo crudo WTI y Brent se presentan en la Tabla 5 y Figura 3.

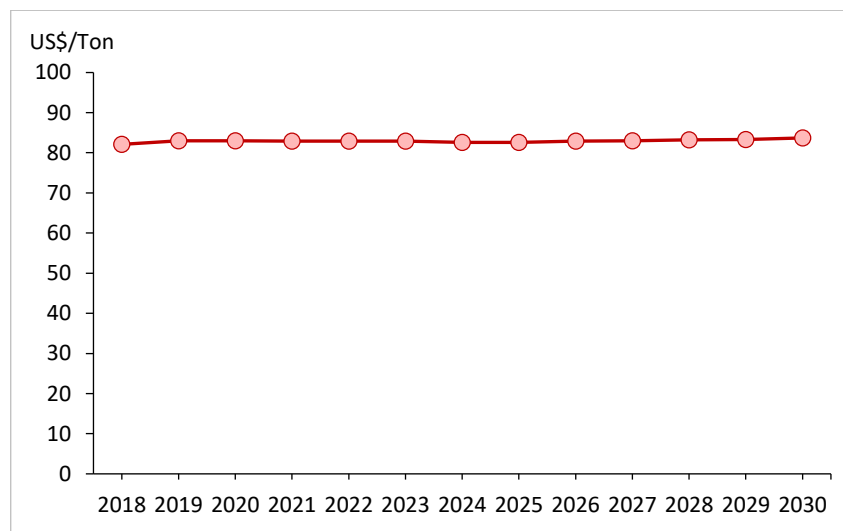
La proyección de precios utilizada para el gas natural en Chile se determinó bajo el supuesto de que el precio del gas corresponde al 10% de los precios proyectados para el petróleo crudo Brent, obtenidos del reporte AEO2018. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 6 y en la Figura 4.

Tabla 4. Proyección del precio del carbón térmico en Chile

Año	Precio (US\$/Ton)
2018	82,1
2019	83,0
2020	83,0
2021	82,9
2022	82,9
2023	82,9
2024	82,6
2025	82,6
2026	82,9
2027	83,0
2028	83,2
2029	83,3
2030	83,7

Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Figura 2. Proyección del precio del carbón térmico en Chile



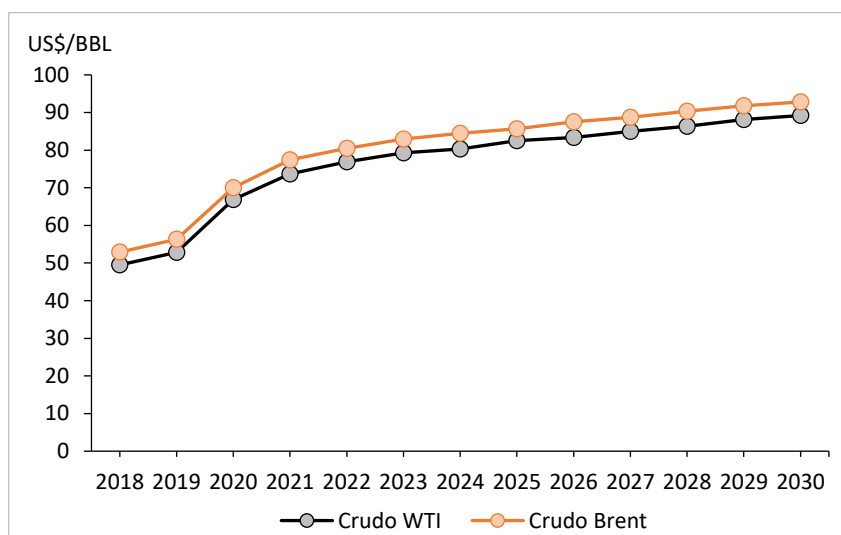
Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Tabla 5. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent

Año	Precio WTI (US\$/BBL)	Precio Brent (US\$/BBL)
2018	49,5	52,9
2019	52,8	56,3
2020	66,9	70,0
2021	73,7	77,4
2022	76,9	80,5
2023	79,3	82,9
2024	80,3	84,5
2025	82,5	85,7
2026	83,4	87,5
2027	85,0	88,7
2028	86,3	90,3
2029	88,1	91,8
2030	89,2	92,8

Fuente: EIA

Figura 3. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent



Fuente: EIA

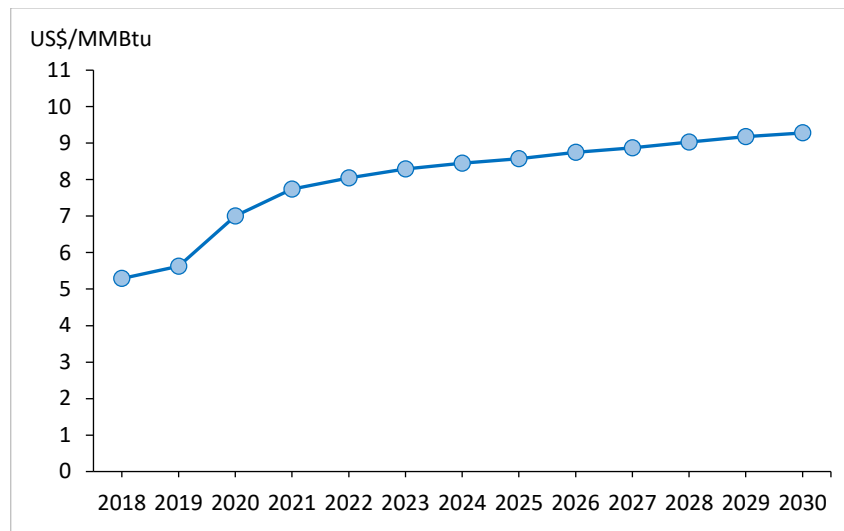
Tabla 6. Proyección del precio del gas natural en Chile

Año	Precio (US\$/MMBtu)
2018	5,29
2019	5,63
2020	7,00
2021	7,74
2022	8,05
2023	8,29
2024	8,45

Año	Precio (US\$/MMBtu)
2025	8,57
2026	8,75
2027	8,87
2028	9,03
2029	9,18
2030	9,28

Fuentes: EIA, Valgesta Energía

Figura 4. Proyección del precio del gas natural en Chile



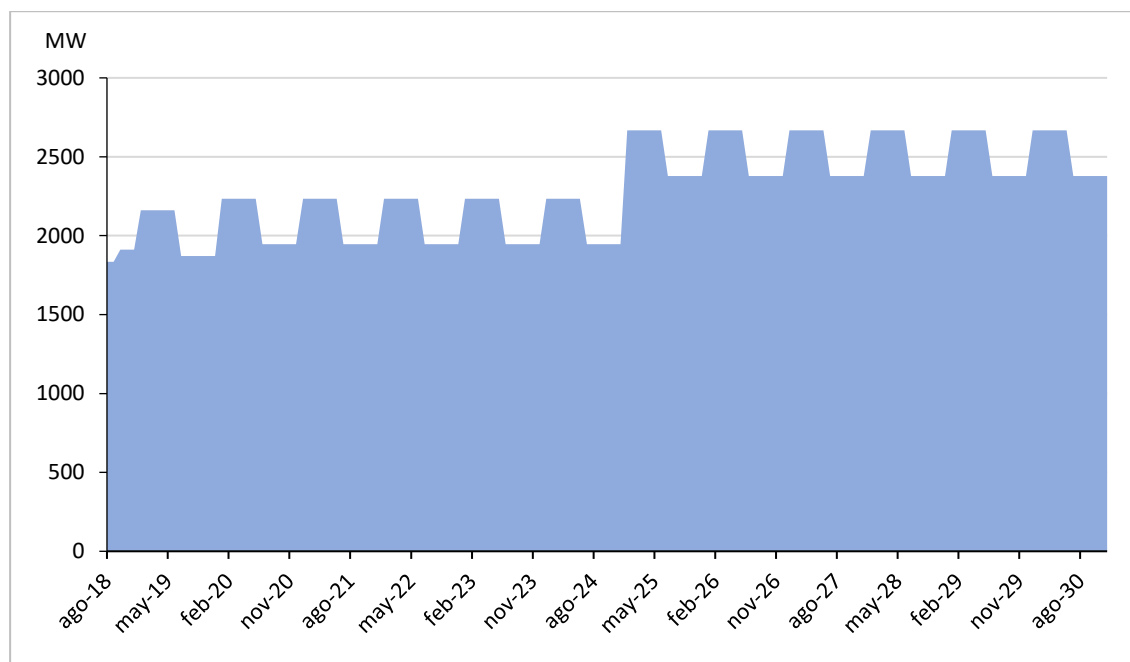
Fuentes: EIA, Valgesta Energía

4.1.4 Disponibilidad proyectada de gas natural

La disponibilidad proyectada de gas natural para las centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que emplean dicho combustible, desde agosto 2018 a diciembre 2033, se determinó sobre la base de información contenida en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de julio de 2018, información pública del Coordinador Eléctrico Nacional y criterio del Consultor.

En la Figura 5 se muestra la capacidad total disponible de generación de centrales a gas natural en el horizonte de agosto 2018 a diciembre 2030.

Figura 5. Capacidad total disponible de generación de centrales a gas natural



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.1.5 Proyección de demanda

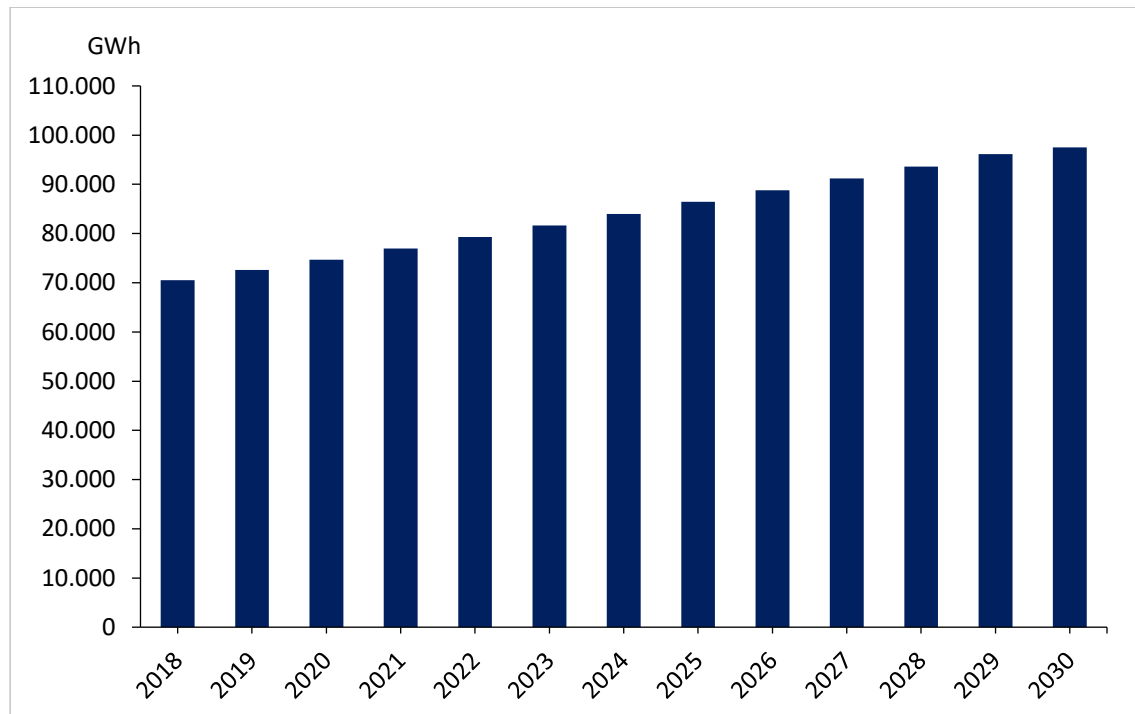
Las proyecciones de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional están basadas en las estimaciones del Informe definitivo de previsión de demanda 2017-2037, preparado por la Comisión Nacional de Energía. Dichas proyecciones se presentan en la Tabla 7 y Figura 6.

Tabla 7. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional

Año	Energía (GWh)	% Crecimiento
2018	70.494	2,7%
2019	72.581	2,9%
2020	74.674	2,8%
2021	76.927	2,9%
2022	79.322	3,0%
2023	81.669	2,9%
2024	84.007	2,8%
2025	86.451	2,8%
2026	88.809	2,7%
2027	91.223	2,6%
2028	93.637	2,6%
2029	96.112	2,6%
2030	97.486	1,4%

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

Figura 6. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional



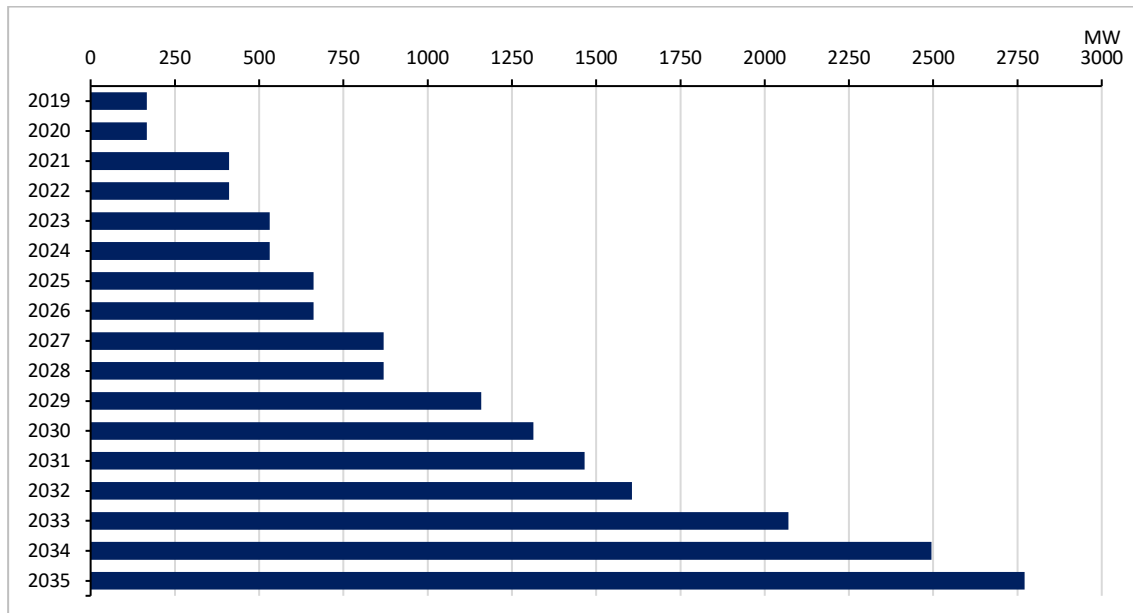
Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

4.2 Consideraciones y supuestos del Escenario 2

El Escenario 2 fue elaborado a partir del Escenario 1, pero considera el plan de cierre de centrales a carbón definido en la sección 3.1 del presente informe, esto es que en el año 2035 se reduce en un 50% la capacidad instalada de este tipo de centrales con la gradualidad que ahí se indica. Cabe recalcar que en este plan se considera el plan de cierre y no se realizan ajustes a los demás supuestos considerados en el Escenario 1⁷.

La siguiente figura muestra la capacidad instalada retirada con respecto al año 2018, del plan de cierre de centrales a carbón considerado.

Figura 7. Capacidad instalada retirada de centrales a carbón con respecto al año 2018

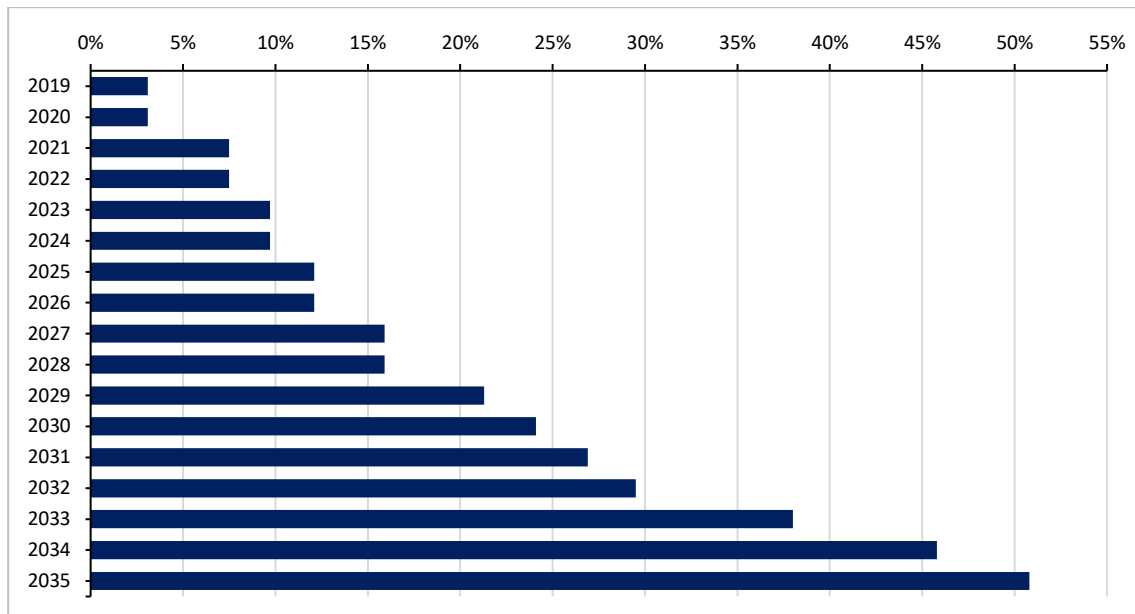


Fuente: Valgesta Energía

La siguiente figura muestra el porcentaje de capacidad instalada retirada con respecto al año 2018, del plan de cierre de centrales a carbón considerado.

⁷ Si bien este es un escenario plausible, se entiende como muy poco probable por cuanto se asume que tanto a nivel del mercado como de la autoridad debiesen existir medidas que permitan acotar los efectos del plan de descarbonización.

Figura 8. Porcentaje de capacidad instalada retirada de centrales a carbón



Fuente: Valgesta Energía

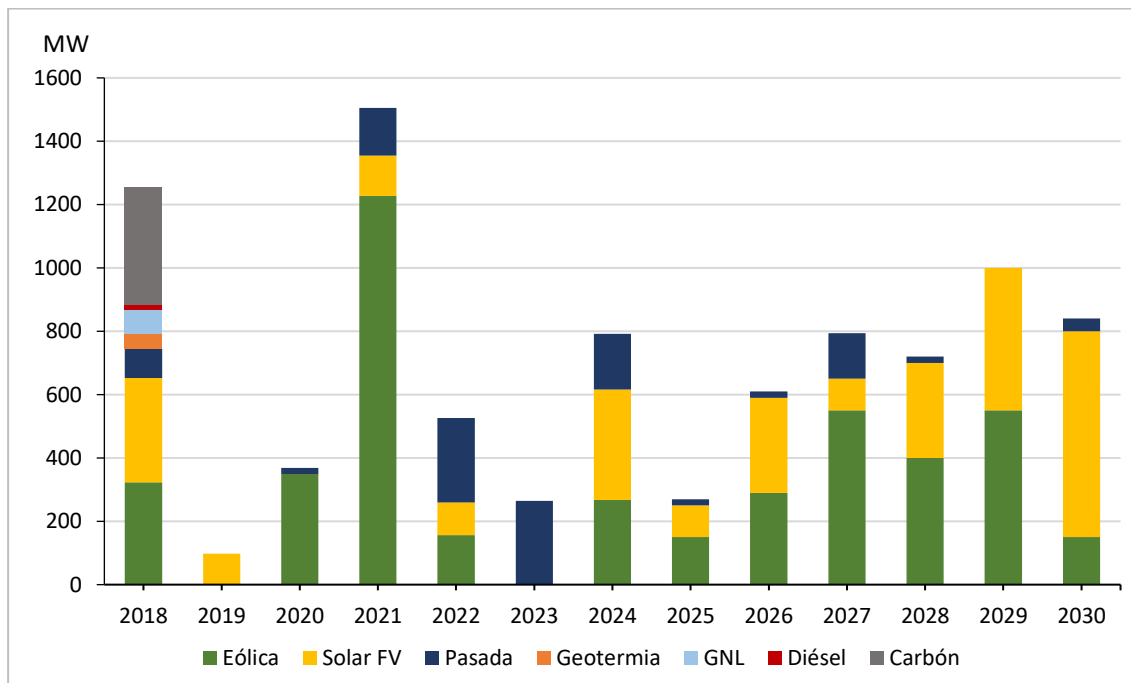
4.3 Consideraciones y supuestos del Escenario 3

El Escenario 3 fue elaborado a partir del Escenario Base, considerando el mismo plan de cierre que el escenario anterior, esto es, que en el año 2035 se reduce en un 50% la capacidad instalada de este tipo de centrales. No obstante, se consideran cambios en los supuestos de plan de expansión de centrales futuras y de expansión del sistema de transmisión.

En este caso se buscó mantener un equilibrio entre oferta y demanda, donde la oferta estuviera compuesta por tecnologías eficientes, acompañada de una adecuada expansión de la transmisión. Específicamente, para realizar la expansión el estudio se consideró una serie de alternativas plausibles de desarrollo de la generación y transmisión (diferentes escenarios) que arrojó finalmente las nuevas necesidades en capacidad instalada y transmisión.

En este caso, el plan de obras de expansión de generación considerado para el Escenario 3 se muestra en la siguiente figura.

Figura 9. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 3



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

Como se observa en la Figura 9, en el Escenario 3 se espera una mayor instalación de centrales solares fotovoltaicas y eólicas a partir del año 2024. Particularmente, desde dicho año hasta el año 2030 se contempla un ingreso adicional de aproximadamente 950 MW de centrales eólicas y 950 MW de centrales solares fotovoltaicas, respecto al Escenario 1. En suma, este escenario

contempla la instalación de 1.900 MW adicionales que reemplazarían la capacidad instalada de centrales a carbón incluidas en el plan de cierre. Este ingreso adicional corresponde a un aumento aproximado de un 30% respecto al Escenario 1. Es importante mencionar que a partir del año 2030 se requiere capacidad adicional de generación, la cual también estaría compuesta principalmente por energía eólica y en menor medida por solar fotovoltaica.

El plan de obras de expansión de la transmisión del Escenario 3 se presenta en la Tabla 8. En dicha tabla se indican con (*) y destacan en celeste las líneas de transmisión adicionales a las del Escenario 1.

Tabla 8. Plan de obras de expansión del sistema de transmisión del Escenario 3

Fecha de ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
jun-18	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: segundo circuito	1x290
jun-18	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: primer circuito	1x290
ago-18	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV	2x1.700
ago-18	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	2x1.700
oct-18	Nueva Línea A. Melipilla - Rapel 1x220 kV	1x290
oct-18	Nueva Línea Lo Aguirre - A. Melipilla 2x220 kV: primer circuito	1x290
ene-19	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	2x1.500
feb-19	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2x1.700
nov-19	Nueva Línea Cumbres - Diego de Almagro 2x220 kV	2x600
dic-20	Nueva Línea Los Changos - Nueva Crucero-Encuentro 2x500 kV	2x1.500
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóncores 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
jun-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260
jun-23	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x290
ene-24	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 1x500 kV	1x1.700
ene-24	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV (*)	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel 1x500 kV: tercer circuito	1x1.700
ene-26	Nueva Línea Cumbres - Cardones 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-26	Nueva Línea Cumbres - Changos 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ancoa 1x500 kV: cuarto circuito (*)	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel 1x500 kV: cuarto circuito (*)	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1.700

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, otros, Valgesta Energía

5 PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS

En el presente capítulo se presentan los principales resultados obtenidos, correspondientes a estimaciones de impacto en emisiones de contaminantes, costos marginales de energía y despacho, costo operativo térmico y efectos en el descuento que se aplica por Reconocimiento de Generación Local (RGL).

Los resultados presentados a continuación se muestran de forma comparativa entre los tres escenarios analizados.

5.1 Impacto en las emisiones de contaminantes

Conforme a la metodología descrita se obtuvieron resultados de emisiones de generación eléctrica en base a carbón, GNL y diésel en el período 2019-2030 para los Escenarios 1, 2 y 3. A su vez los resultados estarán enfocados en revisar la reducción de emisiones que debiera lograrse para alcanzar la meta del sector de generación eléctrica y así dar cumplimiento a los compromisos provenientes del Acuerdo de París.

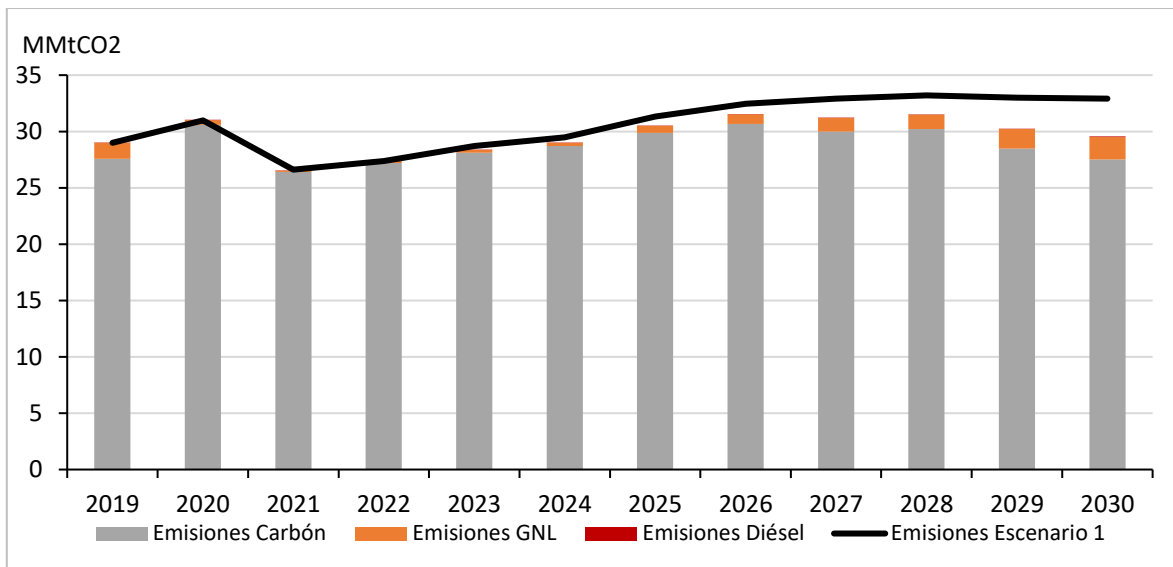
En primer lugar, se obtienen las emisiones de CO₂ del parque generador térmico para hidrologías media y seca. Se realiza una comparación del Escenario 1 vs los Escenarios 2 y 3. Específicamente, y para una mayor claridad, en cada uno de los gráficos siguientes las emisiones totales del sistema asociadas al Escenario 1 corresponderán a las mostradas en línea continua de color negro, mientras que las emisiones asociadas a los Escenarios 2 y 3 se muestran en columnas desagregadas por tipo de combustible.

De esta manera el ejercicio analiza la diferencia entre el total de emisiones del Escenario 1, y el total de emisiones de los Escenarios 2 y 3 respectivamente.

Es importante señalar que la consideración de distintas hidrologías para la modelación de la operación del sistema tiene un efecto incremental en las emisiones. A medida que hay más escasez de agua el problema de optimización para la eficiente operación del sistema utiliza mayor generación en base a combustibles fósiles. Por esta razón se presenta un mayor volumen de emisiones en los resultados de hidrología seca tal como se puede apreciar en las siguientes figuras.

Figura 10. Comparación Emisiones CO2 Escenario 1 vs Escenario 2

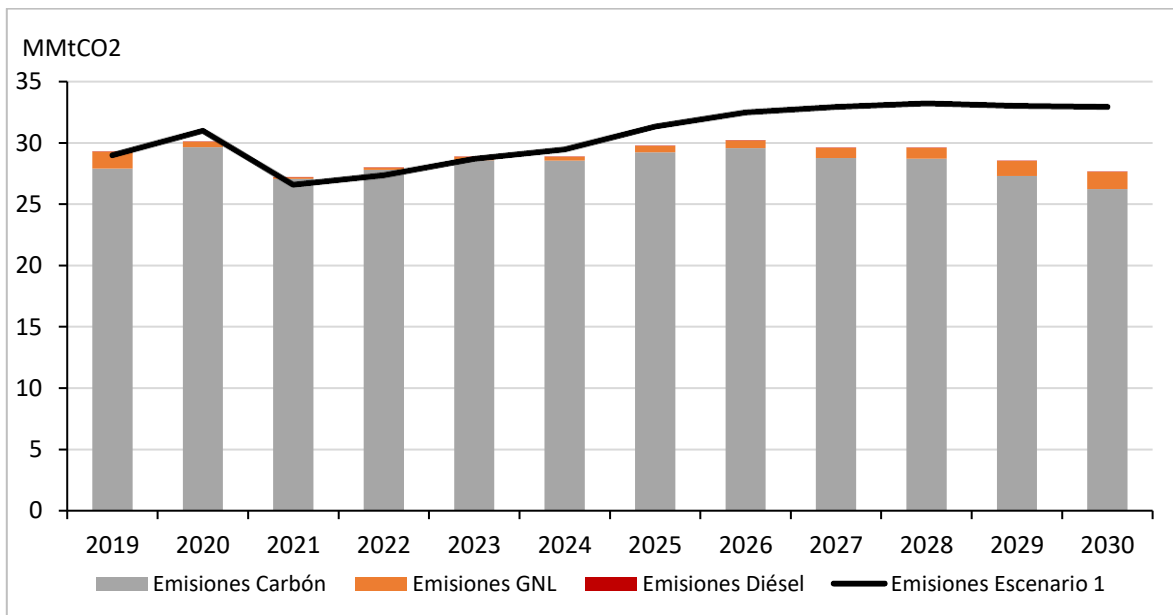
Hidrología Media



Fuente: Valgesta Energía

Figura 11. Comparación Emisiones CO2 Escenario 1 vs Escenario 3

Hidrología Media



Fuente: Valgesta Energía

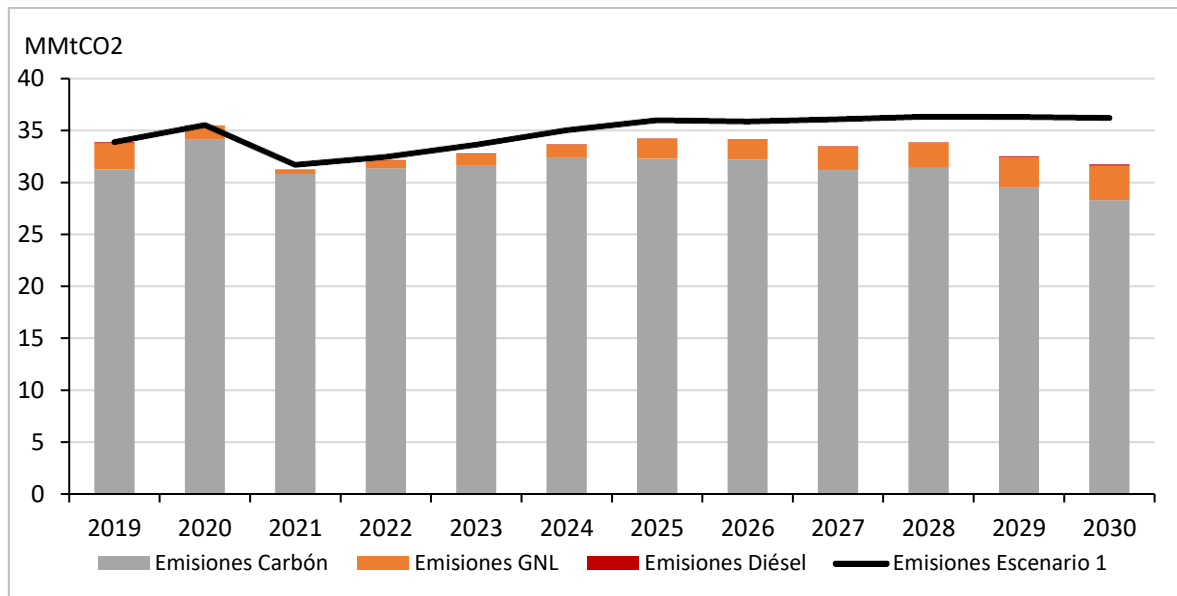
De los gráficos anteriores, se observa que el resultado para la estimación de emisiones totales de CO2 para el período 2019-2030 en el Escenario 1 está en torno a 368 MMtCO2, de las cuales un 98,5% son emitidas por centrales en base a carbón, mientras que el resto corresponde a GNL y diésel. Al analizar los resultados del Escenario 2, se observa que en este caso se reducen las emisiones de CO2 a 356 MMtCO2 para el período analizado, lo que representa una disminución del 3,3%. Cuando el análisis se hace solo para el año 2030 la disminución de emisiones de CO2 alcanza cerca del 15% en dicho año, respecto de las emisiones totales del Escenario 1.

Cuando se observan los resultados obtenidos para el Escenario 3, en el período 2019-2030, las emisiones totales alcanzan a 348 MMtCO2. Esto significa que las reducciones para todo el período respecto al Escenario 1 corresponden a un 5,5% aproximadamente. Haciendo un análisis al año 2030 en el Escenario 3 se logra una reducción del 20% del total de emisiones de CO2 respecto del Escenario 1.

El análisis en condición hidrológica seca arroja los siguientes resultados:

Figura 12. Comparación Emisiones CO2 Escenario 1 vs Escenario 2

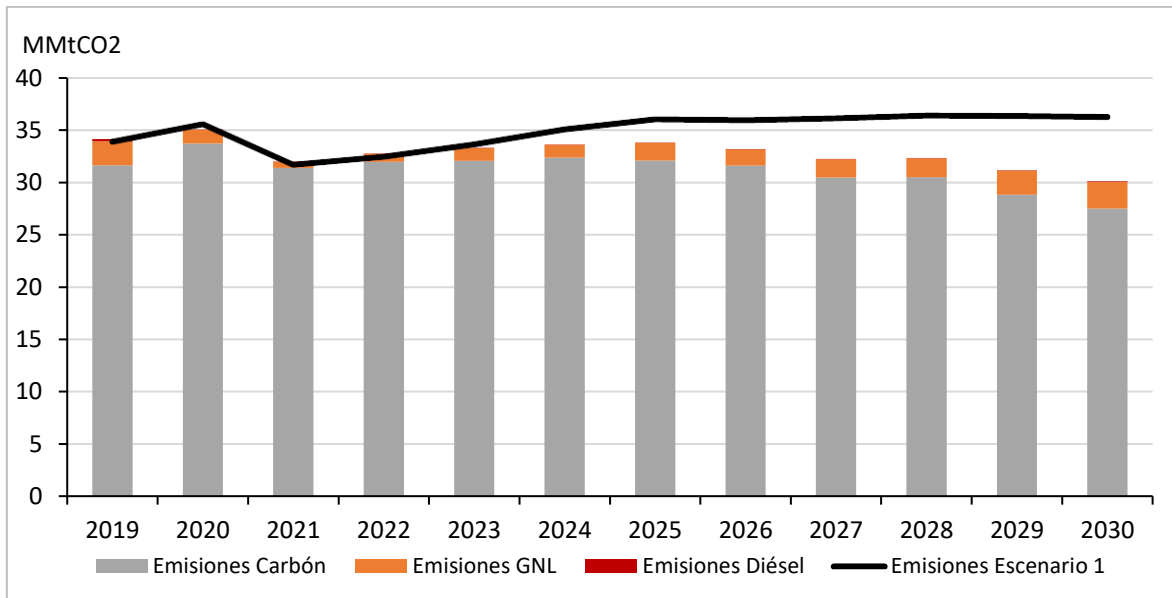
Hidrología Seca



Fuente: Valgesta Energía

Figura 13. Comparación Emisiones CO2 Escenario 1 vs Escenario 3

Hidrología Seca



Fuente: Valgesta Energía

De las Figuras 12 y 13 se observa que el resultado para la estimación de emisiones totales de CO2 para el período 2019-2030 en el Escenario 1 está en torno a 419 MMtCO2, es decir, 51 MMtCO2 adicionales al caso con hidrología media lo que representa un 13,9%. En este caso, del total de emisiones, un 96,5% son emitidas por centrales en base a carbón, mientras que el resto corresponde a GNL y diésel.

Al analizar los resultados del Escenario 2, se observa que en este caso se reducen las emisiones de CO2 a 399 MMtCO2 para el período analizado, es decir hay 43 MMtCO2 adicionales al caso con hidrología media, equivalente a un 12%. Si este valor se compara con el Escenario 1, se observa una disminución de 20 MMtCO2, lo que representa una disminución del 4,8% para el período 2019-2030.

Cuando el análisis se hace solo para el año 2030 la disminución de emisiones de CO2 observadas en el Escenario 2 respecto del Escenario 1 alcanza cerca del 12,3% en dicho año en condición hidrológica seca.

Cuando se observan los resultados obtenidos para el Escenario 3, en el período 2019-2030, las emisiones totales alcanzan a 394 MMtCO2. Es decir corresponden a una reducción de 25 MMtCO2 en relación al Escenario 1 en condición hidrológica seca, lo que representa cerca de un 6% adicional de reducciones.

Si el análisis se hace solo para el año 2030, en el Escenario 3 se logra una reducción del 16,9% del total de emisiones de CO₂ respecto del Escenario 1 (36,2 MMtCO₂), equivalentes a 6,1 MMtCO₂.

En términos generales, al observar los resultados anteriores, se constata una participación del carbón como principal emisor de CO₂ estando siempre por sobre el 90% para todos los escenarios. Este resultado es producto de la alta participación del carbón en los despachos por el bajo precio combustible, y por otro lado el alto factor de emisión en comparación a las demás tecnologías térmicas.

En particular, para hidrología seca, en los últimos años del análisis se visualiza una mayor participación de GNL, ya que la demanda debe ser cubierta por un mayor despacho térmico y que no alcanza a cubrirse con las centrales a carbón que quedan en funcionamiento hasta ese momento.

Por último, el análisis del período 2019-2030 para todos los contaminantes emitidos por las centrales a carbón, tanto globales como locales, entrega los resultados que se resumen en la siguiente tabla de datos:

**Tabla 9. Emisión de contaminantes globales y locales de centrales a carbón
período 2019-2030**

Contaminante	Hidrología Media			Hidrología Seca		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
CO ₂	362,48	345,35	339,44	404,49	376,52	374,25
MP	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,05
NO _x	0,53	0,50	0,49	0,59	0,54	0,54
SO ₂	0,40	0,38	0,37	0,45	0,41	0,41

Fuente: Valgesta Energía

Las disminuciones de cada contaminante van directamente relacionado al plan de cierre debido a los distintos factores de emisión que tiene cada central para cada uno de ellos. No necesariamente hay una correlación directa entre un factor de emisión alto en un contaminante respecto al de otro contaminante para una misma central.

5.2 Impactos en los costos marginales de energía y en el despacho

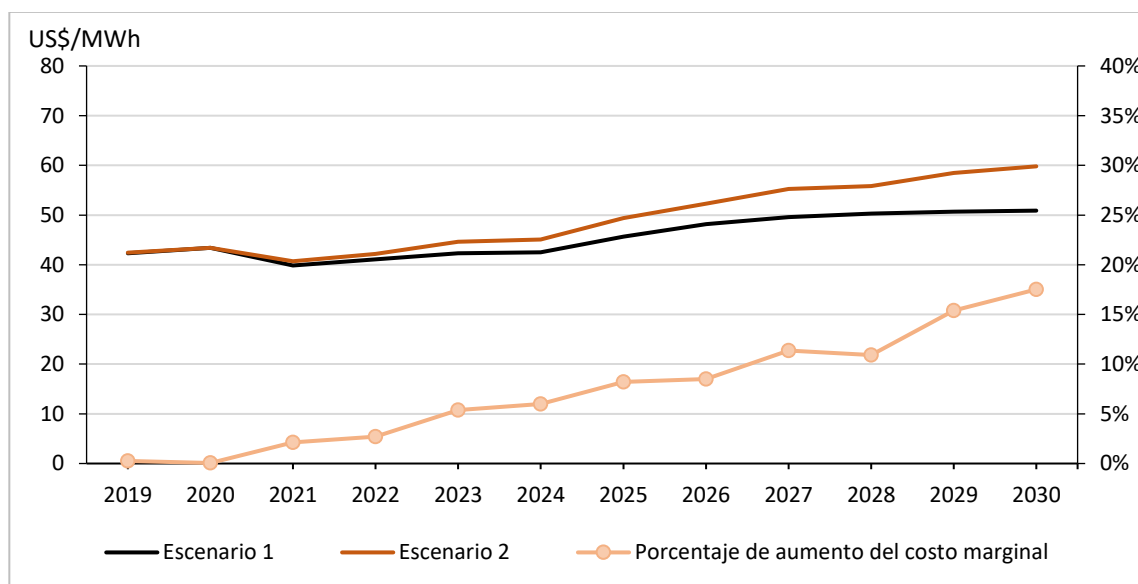
Con el objetivo de analizar el impacto que tendría la aplicación del plan de cierre de centrales a carbón presentado en la sección 2.2, en los costos marginales de energía y en el despacho, se presentan en las siguientes figuras resultados de proyección de costos marginales promedio anual esperado para la barra Quillota 220 kV, obtenidos para los tres escenarios analizados. Cabe indicar que la barra Quillota 220 kV ha sido considerada como de referencia en términos de costos marginales, debido a que se encuentra cercana al centro de carga del sistema. Asimismo, se

presentan proyecciones de la participación del despacho de centrales a carbón, gas natural, solares y eólicas.

Cabe señalar que los resultados que se muestran a continuación se presentan para hidrología media y para una condición de hidrología seca. En este último caso se presenta el resultado promedio obtenido de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

En la Figura 14 se presenta el resultado obtenido de los costos marginales promedio anual proyectados para la barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y en el Escenario 2, para hidrología media.

Figura 14. Costos marginales promedio anual proyectados para barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y Escenario 2, para hidrología media



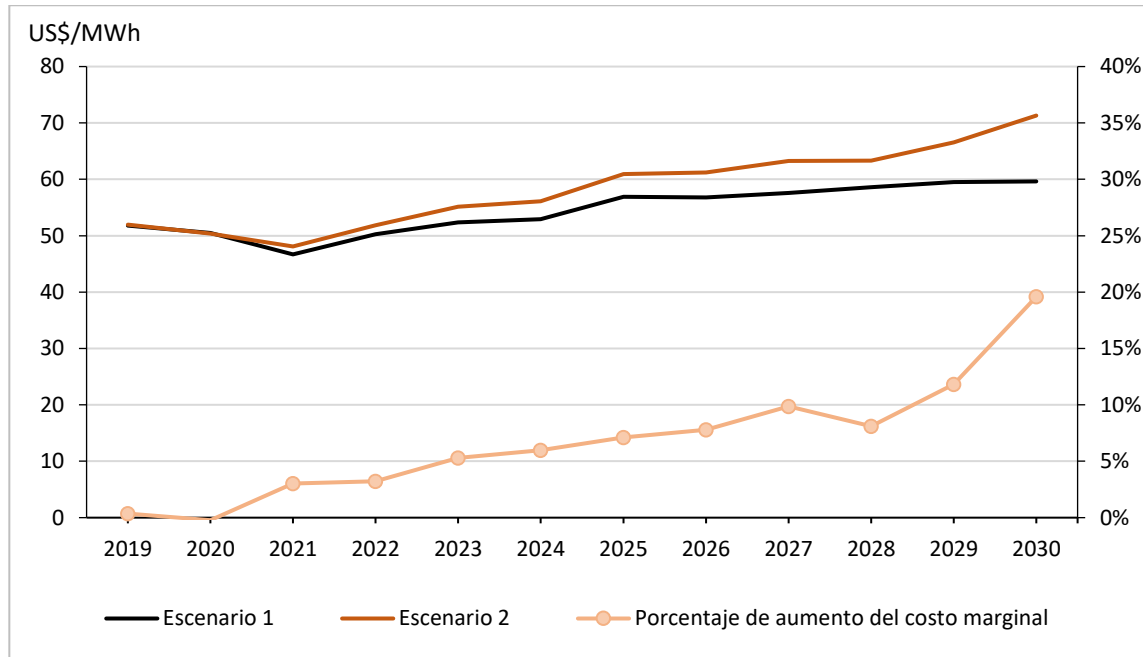
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que los costos marginales promedio anual proyectados para el Escenario 2, en hidrología media presentan una tendencia al alza respecto al Escenario 1. Para el período 2019 a 2030, el aumento de los costos marginales promedio anual, corresponde en promedio a un 7,4% respecto al Escenario 1.

Para el año 2030 se proyecta que el costo marginal promedio anual para la barra Quillota 220 kV correspondería a 50,9 US\$/MWh y 59,8 US\$/MWh en hidrología media, para el Escenario 1 y Escenario 2, respectivamente. Esto implica que para dicho año el aumento del costo marginal promedio anual proyectado se encontraría en torno a un 18%.

En la Figura 15 se presenta el resultado obtenido de los costos marginales promedio anual proyectados para la barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y en el Escenario 2, a partir del promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

Figura 15. Costos marginales promedio anual proyectados para barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y Escenario 2, promedio 5 hidrologías más secas



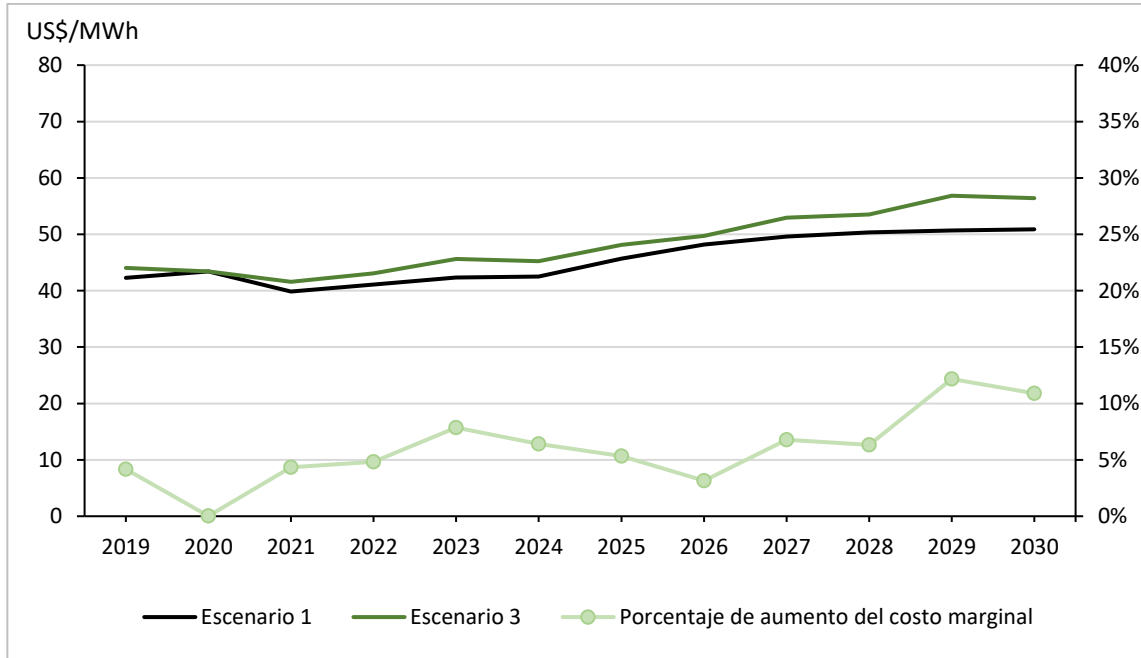
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que los costos marginales promedio anual proyectados para el Escenario 2, en el promedio de las 5 hidrologías más secas, presentan una tendencia al alza respecto al Escenario 1. Para el período 2019 a 2030, el aumento de los costos marginales promedio anual, corresponde en promedio a un 6,8% respecto al Escenario 1. Cabe señalar que, si bien este porcentaje es inferior al observado para hidrología media, los niveles de precios son distintos. En efecto, el costo marginal promedio proyectado desde el año 2019 al 2030 de Quillota 220 kV en el Escenario 2, en el caso de hidrología media corresponde a 49,1 US\$/MWh, mientras que en hidrología seca es 58,4 US\$/MWh.

Para el año 2030 se proyecta que el costo marginal promedio anual para la barra Quillota 220 kV correspondería a 59,6 US\$/MWh y 71,6 US\$/MWh en el promedio de las 5 hidrologías más secas, para el Escenario 1 y Escenario 2, respectivamente. Esto implica que para dicho año el aumento del costo marginal promedio anual proyectado se encontraría en torno a un 20%.

En la Figura 16 se presenta el resultado obtenido de los costos marginales promedio anual proyectados para la barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y en el Escenario 3, para hidrología media.

Figura 16. Costos marginales promedio anual proyectados para barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y Escenario 3, para hidrología media



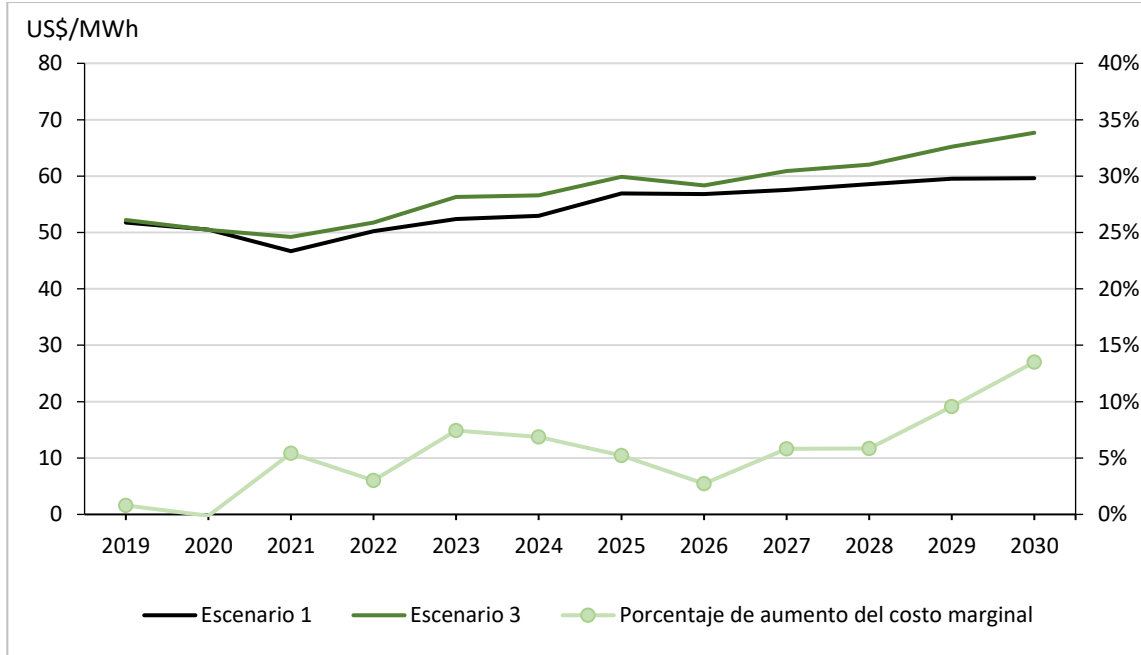
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que, al igual que en el Escenario 2, los costos marginales promedio anual proyectados para el Escenario 3, en hidrología media presentan una tendencia al alza respecto al Escenario 1. Para el período 2019 a 2030, el aumento de los costos marginales promedio anual, correspondería en promedio a un 6,0% respecto al Escenario 1.

Para el año 2030 se proyecta que el costo marginal promedio anual para la barra Quillota 220 kV correspondería a 50,9 US\$/MWh y 56,4 US\$/MWh en hidrología media, para el Escenario 1 y Escenario 3, respectivamente. Esto implica que para dicho año el aumento del costo marginal promedio anual proyectado se encontraría en torno al 11%.

En la Figura 17 se presenta el resultado obtenido de los costos marginales promedio anual proyectados para la barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y en el Escenario 3, a partir del promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

Figura 17. Costos marginales promedio anual proyectados para barra Quillota 220 kV en el Escenario 1 y Escenario 3, promedio 5 hidrologías más secas



Fuente: Valgesta Energía

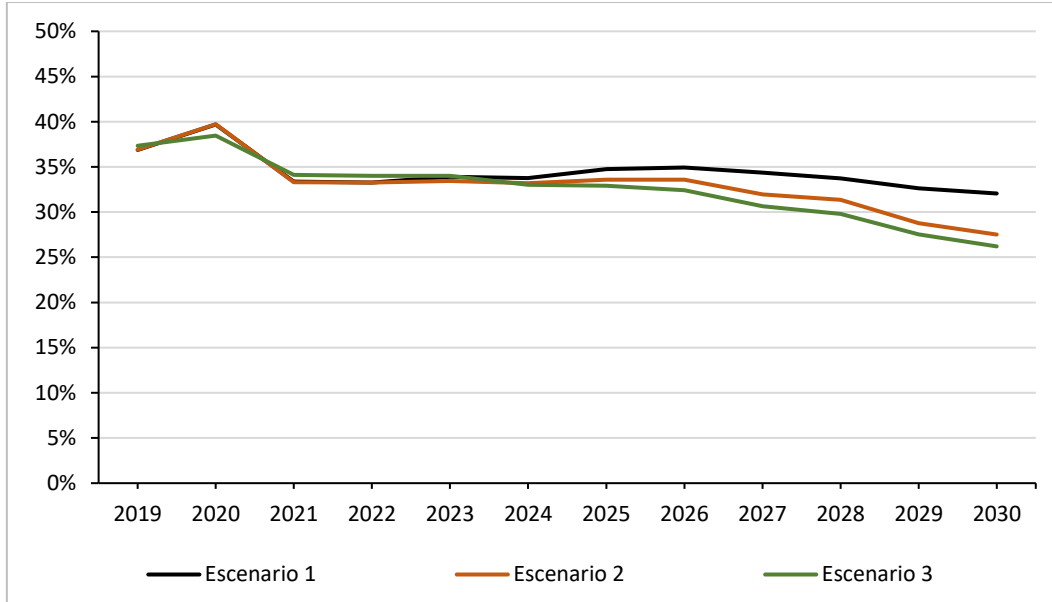
En la figura anterior se puede observar que los costos marginales promedio anual proyectados para el Escenario 3, en el promedio de las 5 hidrologías más secas, presentan una tendencia al alza respecto al Escenario 1. Para el período 2019 a 2030, el aumento de los costos marginales promedio anual, corresponde en promedio a un 5,5% respecto al Escenario 1. Cabe indicar que, si bien este porcentaje es inferior al observado para hidrología media, los niveles de precios son distintos. En efecto, el costo marginal promedio proyectado desde el año 2019 al 2030 de Quillota 220 kV en el Escenario 3, en el caso de hidrología media corresponde a 45,6 US\$/MWh, mientras que en hidrología seca es 57,5 US\$/MWh.

Para el año 2030 se proyecta que el costo marginal promedio anual para la barra Quillota 220 kV correspondería a 59,6 US\$/MWh y 68,0 US\$/MWh en el promedio de las 5 hidrologías más secas, para el Escenario 1 y Escenario 3, respectivamente. Esto implica que para dicho año el aumento del costo marginal promedio anual proyectado se encontraría en torno a un 14%.

A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos de proyección del despacho de centrales generadoras para los tres escenarios analizados.

En la Figura 18 se presenta una proyección del porcentaje de participación de centrales a carbón en la generación, para los tres escenarios analizados, para hidrología media.

Figura 18. Proyección de porcentaje de participación de centrales a carbón en la generación, para hidrología media



Fuente: Valgesta Energía

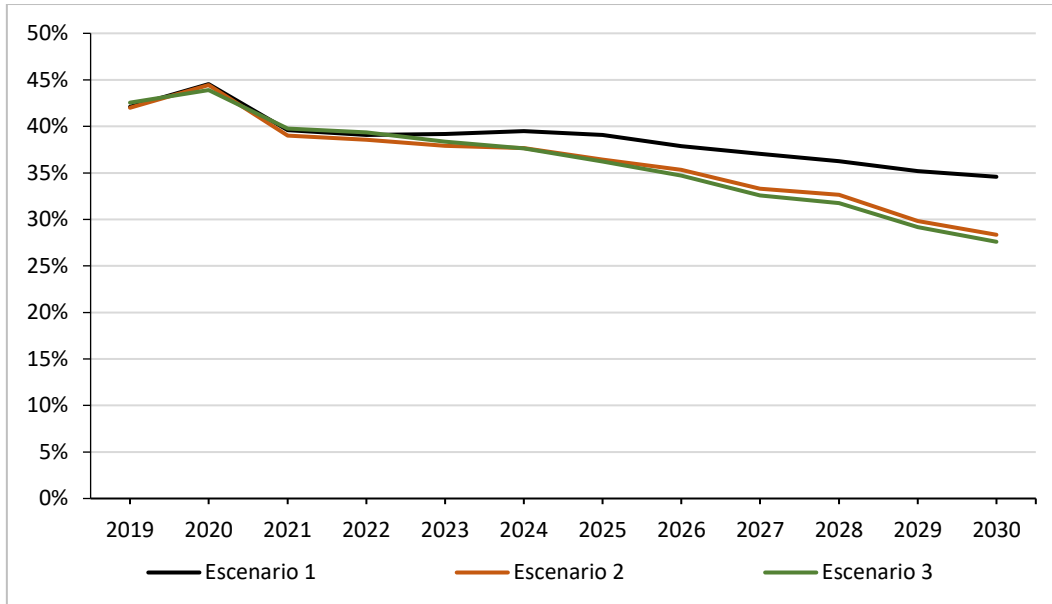
En la figura anterior se puede observar que la participación de centrales a carbón en la generación de electricidad, para el Escenario 1 en hidrología media, se mantiene en torno al 35% a partir del año 2021 y con una moderada tendencia a la disminución a partir del año 2026.

Por otra parte, tanto para el Escenario 2 como para el Escenario 3, en hidrología media se observa una tendencia a la disminución de la participación de centrales a carbón en la generación, alcanzando, para ambos escenarios, una participación en torno al 25% en el año 2030.

Asimismo, es posible apreciar en la figura anterior que hasta el año 2024 las participaciones de las centrales a carbón son similares entre los tres escenarios analizados. A partir de dicho año, tanto en el Escenario 2 como en el Escenario 3, las participaciones de las centrales a carbón presentan una disminución con respecto al Escenario 1. Los similares porcentajes estimados de participación de centrales a carbón hasta el año 2024 entre los tres escenarios analizados, se debe principalmente a que, en el plan de cierre de centrales a carbón elaborado, las centrales más contaminantes y menos eficientes son las primeras en ser retiradas del sistema, por lo que su efecto en nivel de despacho, y por tanto, de emisiones es acotado.

En la Figura 19 se presentan proyecciones del porcentaje de participación de centrales a carbón en la generación, para los tres escenarios analizados, obtenidas a partir del promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

Figura 19. Proyección de porcentaje de participación de centrales a carbón en la generación, correspondiente al promedio de las 5 hidrologías más secas



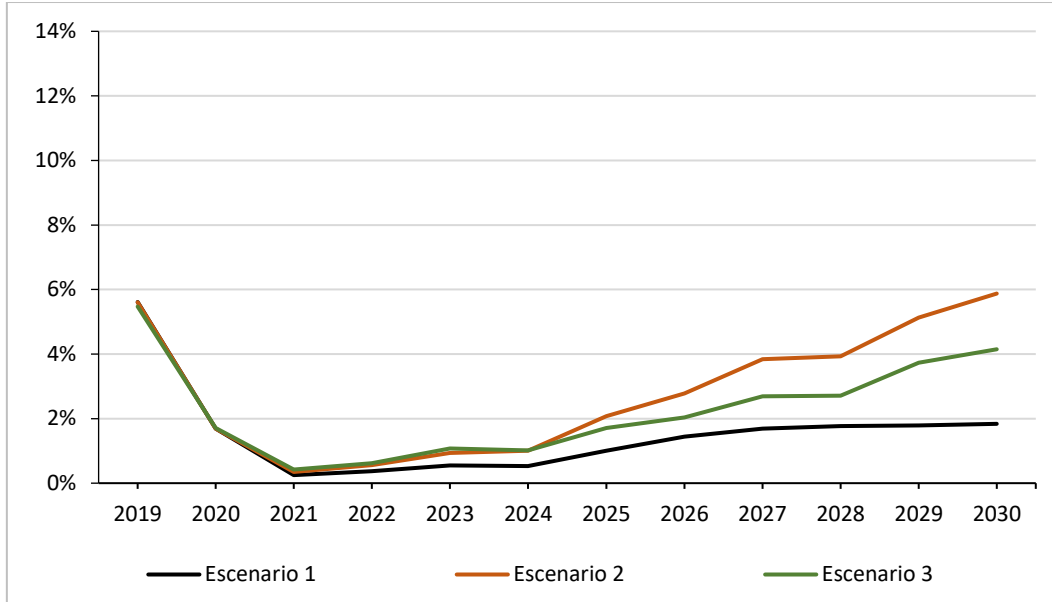
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que la participación de centrales a carbón en la generación de electricidad, para el Escenario 1 en el promedio de las 5 hidrologías más secas, es superior a la observada para hidrología media. Asimismo, a partir del año 2026 se observa una tendencia a la disminución de la participación.

Por otra parte, tanto para el Escenario 2 como para el Escenario 3, en el promedio de las 5 hidrologías más secas se observan tendencias similares a las proyectadas para hidrología media, no obstante, con valores superiores. Para ambos escenarios se observa una participación en torno al 30% en el año 2030.

En la Figura 20 se presenta una proyección del porcentaje de participación de centrales a gas natural en la generación, para los tres escenarios analizados, para hidrología media.

Figura 20. Proyección de porcentaje de participación de centrales a gas natural en la generación, para hidrología media



Fuente: Valgesta Energía

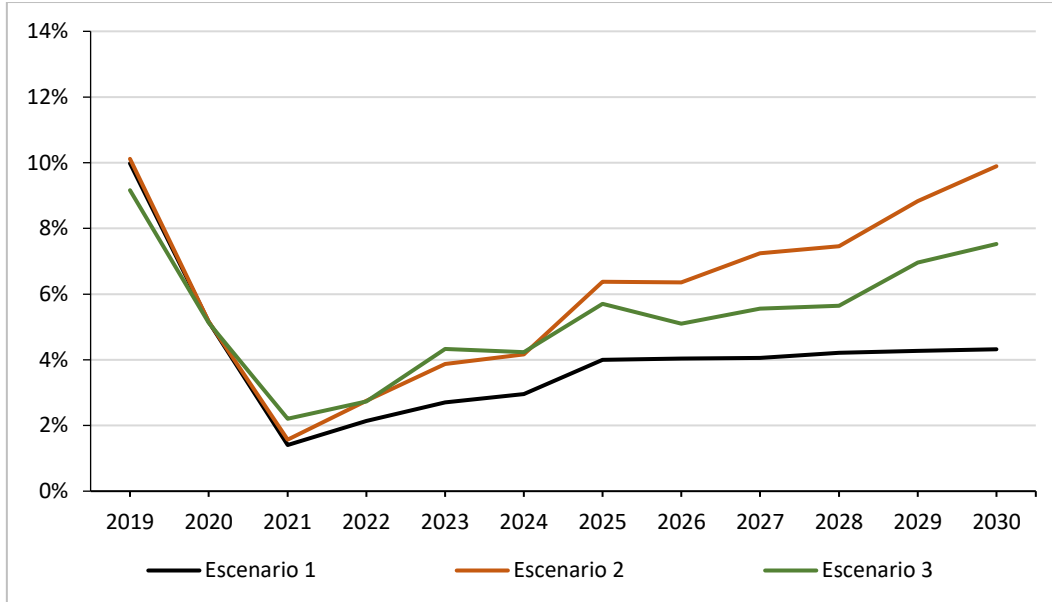
En la figura anterior es posible apreciar que, para los tres escenarios analizados en hidrología media, a partir del año 2022 se proyecta una tendencia al aumento en la participación de centrales a gas natural.

Para el Escenario 2 y el Escenario 3, en hidrología media, las participaciones al año 2030 se estima que se podrían triplicar y duplicar, respectivamente, con respecto al Escenario 1.

Es importante mencionar que el porcentaje de participación de centrales a gas natural en el despacho es dependiente en gran medida de los contratos de suministro con modalidad *take or pay* que estén vigentes y de las condiciones hidrológicas.

En la Figura 21 se presentan proyecciones del porcentaje de participación de centrales a gas natural en la generación, para los tres escenarios analizados, obtenidas a partir del promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

Figura 21. Proyección de porcentaje de participación de centrales a gas natural en la generación, correspondiente al promedio de las 5 hidrologías más secas



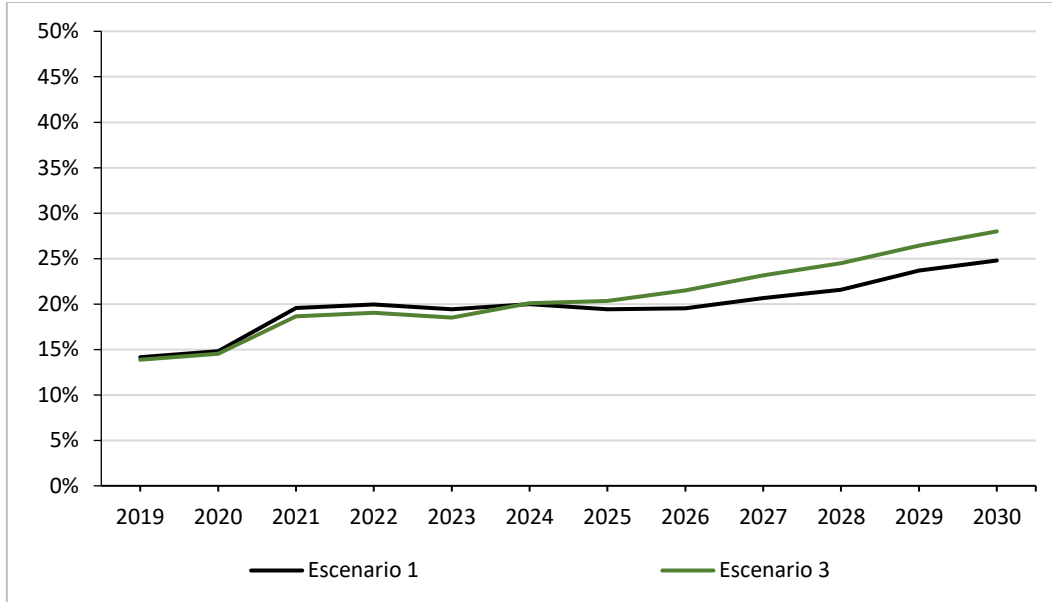
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que las participaciones de centrales a gas natural en la generación de electricidad, para los tres escenarios analizados en el promedio de las 5 hidrologías más secas, presentan tendencias similares a las observadas para hidrología media, no obstante, con valores superiores.

Sobre la base de lo expuesto anteriormente, con respecto a la participación de centrales a gas natural, es posible inferir, que los mayores costos marginales proyectados tanto en el Escenario 2 como en el Escenario 3, se deben mayoritariamente al mayor despacho de este tipo de unidades.

En la Figura 22 se presentan proyecciones del porcentaje de participación de centrales solares y eólicas, para el Escenario 1 y el Escenario 3, para hidrología media.

Figura 22. Proyección de porcentaje de participación de centrales solares y eólicas en la generación, para hidrología media



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar una tendencia al aumento en la participación de centrales eólicas y solares en el despacho. Particularmente, en el año 2021 se observa un considerable aumento en la generación de estas tecnologías, lo que se debe mayoritariamente por el ingreso de aproximadamente 1.500 MW de capacidad instalada de centrales eólicas y solares en dicho año, las cuales ingresarían al sistema para abastecer los contratos adjudicados en la licitación de suministro 2015-01.

Cabe señalar que el porcentaje de participación de centrales solares y eólicas en el Escenario 2 es prácticamente el mismo que el observado en el Escenario 1, dado que ambos planes contemplan el mismo plan de obras de expansión de generación. Es decir, la misma cantidad de instalación futura de centrales solares fotovoltaicas y eólicas.

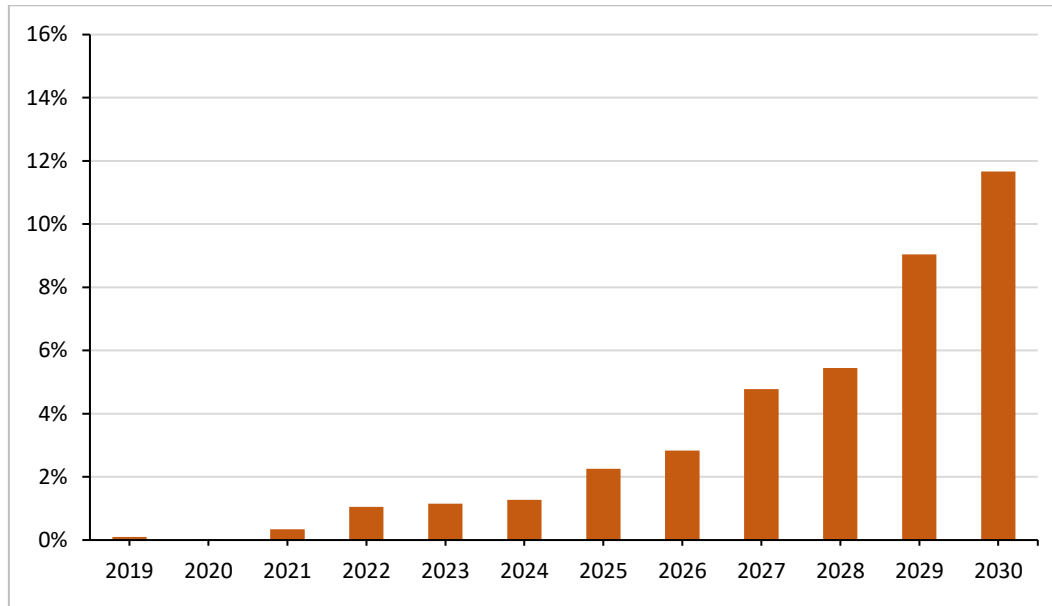
5.3 Impactos en el costo operativo térmico

Con el objetivo de analizar el impacto que tendría en el costo operativo térmico⁸ la aplicación del plan de cierre de centrales a carbón presentado en la sección 2.2, se presentan en las siguientes figuras las diferencias porcentuales de los costos operativos térmicos entre el Escenario 1 y el Escenario 2, y entre el Escenario 1 y el Escenario 3.

⁸ El costo operativo térmico corresponde al costo de operación total en que incurren las centrales termoeléctricas.

La Figura 23 presenta la diferencia porcentual del costo operativo térmico entre el Escenario 2 y el Escenario 1, para hidrología media.

Figura 23. Diferencia porcentual del costo operativo térmico entre el Escenario 2 y el Escenario 1, para hidrología media

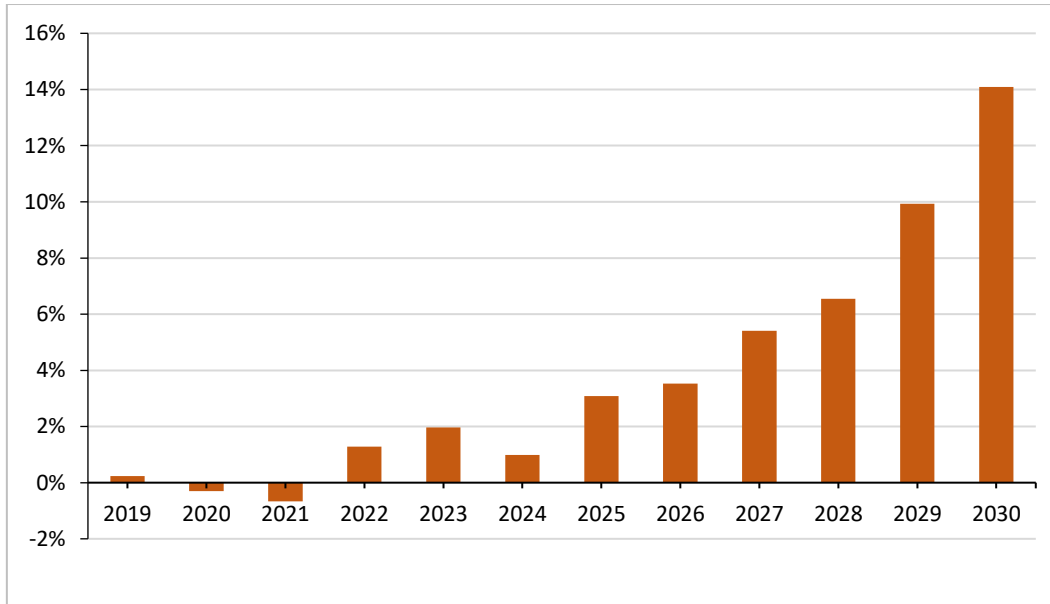


Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se observa una tendencia al alza de los costos operativos térmicos en el Escenario 2 respecto al Escenario 1, en hidrología media. Asimismo, es posible observar que los costos operativos térmicos podrían aumentar en torno al 10% en el año 2030, con respecto al Escenario 1.

La Figura 24 presenta la diferencia porcentual del costo operativo térmico entre el Escenario 2 y el Escenario 1, obtenida a partir del promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

Figura 24. Diferencia porcentual del costo operativo térmico entre el Escenario 2 y el Escenario 1, promedio 5 hidrologías más secas

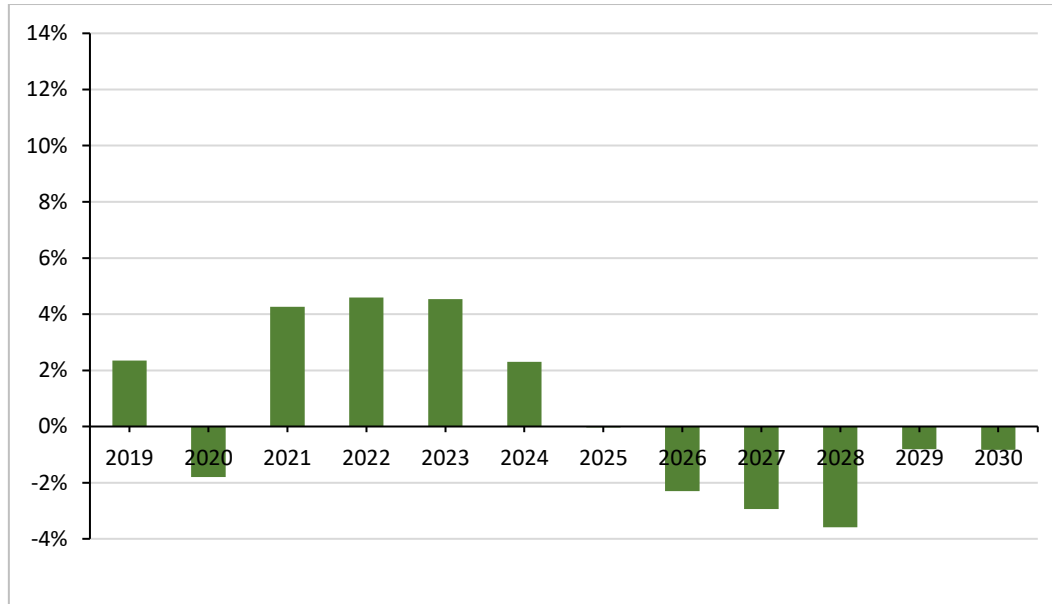


Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se observa una tendencia al alza de los costos operativos térmicos en el Escenario 2 respecto al Escenario 1, para el promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes. Asimismo, es posible observar que los costos operativos térmicos podrían aumentar en torno al 14% en el año 2030, con respecto al Escenario 1.

En la siguiente figura se presenta la diferencia porcentual del costo operativo térmico entre el Escenario 3 y el Escenario 1, para hidrología media.

Figura 25. Diferencia porcentual entre el costo operativo térmico del Escenario 3 y el Escenario 1, para hidrología media



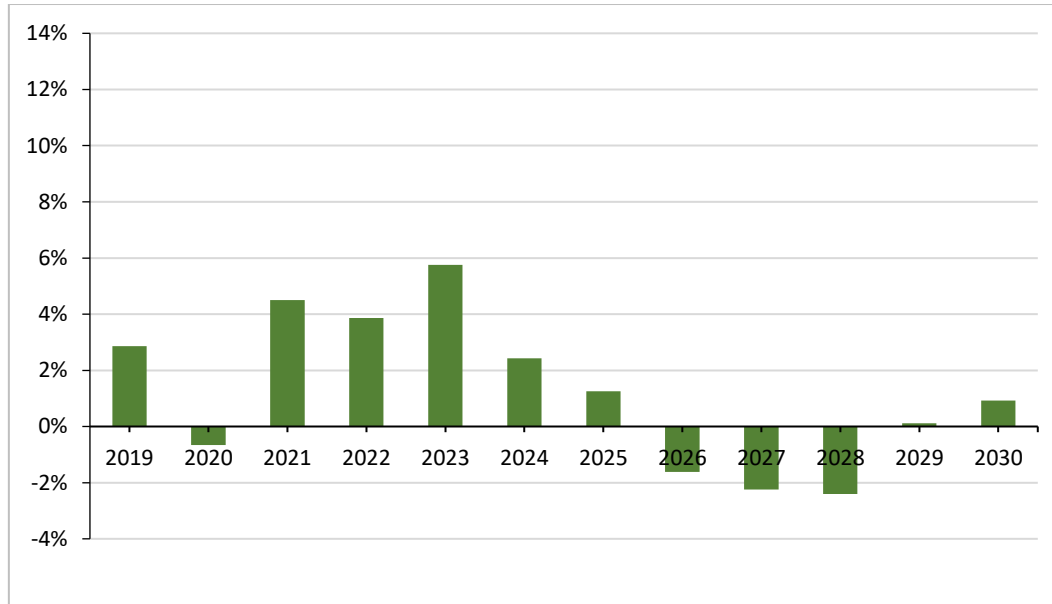
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se observan diferencias de aumento y disminución del costo operativo térmico en torno al 4% del Escenario 3 con respecto al Escenario 1, para hidrología media.

Asimismo, es posible observar que para el año 2030, se estima que el costo operativo térmico podría disminuir en torno a un 1% en el año 2030, con respecto al Escenario 1, para hidrología media.

La Figura 26 presenta la diferencia porcentual del costo operativo térmico entre el Escenario 3 y el Escenario 1, obtenida a partir del promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

Figura 26. Diferencia porcentual entre el costo operativo térmico del Escenario 3 y el Escenario 1, promedio 5 hidrologías más secas



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior, al igual que en el caso de hidrología media, se observan diferencias de aumento y disminución del costo operativo térmico del Escenario 3 con respecto al Escenario 1.

Asimismo, es posible observar que para el año 2030, se estima que el costo operativo térmico podría aumentar en torno a un 1% en el año 2030, con respecto al Escenario 1, para el promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.

5.4 Impacto en las inversiones adicionales para el Sistema de Transmisión Nacional

En el Escenario 3 hasta el año 2030, se contemplan siete líneas de transmisión para el Sistema de Transmisión Nacional, adicionales a las contempladas para el Escenario 1.

La inversión total en infraestructura que se requerirían en el Sistema de Transmisión Nacional para el Escenario 3, se estima que estarán en torno a los 3.800 millones de dólares. Lo que corresponde a un aumento en torno a los 1.000 millones de dólares, es decir, un aumento en torno al 35% respecto al Escenario 1.

5.5 Impacto en el descuento que se aplica por Reconocimiento de Generación Local

En las siguientes tablas se muestran las variaciones producidas en el descuento por RGL Base y del RGL Adicional. Para el primer caso hay independencia de la generación considerada, ya que solo considera capacidad instalada por comuna lo cual depende del plan de obras definido en cada escenario. Sin embargo, para analizar el RGL Adicional se presentan tablas de resultados en hidrología media y seca ya que si es influyente para determinar el beneficio.

En amarillo se marcan los porcentajes de descuento de RGL que tienen variaciones entre escenarios analizados.

Tabla 10. RGL Base – Escenario 1

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	FI ⁹	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto
Mejillones	972,6	35,00%	880,9	35,00%	797,9	35,00%	722,7	35,00%	654,5	35,00%
Tocopilla	106,8	17,50%	96,8	17,50%	87,6	17,50%	79,4	17,50%	71,9	8,75%
Puchuncaví	49,9	8,75%	45,2	8,75%	40,9	8,75%	37,1	8,75%	33,6	8,75%
Coronel	18,3	8,75%	16,5	8,75%	15,0	4,38%	13,6	4,38%	12,3	4,38%
Huasco	185,7	17,50%	168,2	17,50%	152,3	17,50%	138,0	17,50%	125,0	17,50%

Tabla 11. RGL Base – Escenario 2

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto
Mejillones	972,6	35,00%	880,9	35,00%	797,9	35,00%	722,7	35,00%	654,5	35,00%
Tocopilla	106,8	17,50%	73,6	8,75%	66,6	8,75%	60,4	8,75%	45,8	8,75%
Puchuncaví	49,9	8,75%	45,2	8,75%	35,3	8,75%	22,5	8,75%	20,4	8,75%
Coronel	18,3	8,75%	16,5	8,75%	15,0	4,38%	11,6	4,38%	10,5	4,38%
Huasco	185,7	17,50%	168,2	17,50%	152,3	17,50%	138,0	17,50%	101,9	17,50%

⁹ Factor de Intensidad definidos en la Ley 20928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de Servicios Eléctricos, Ministerio de Energía, 2016.

Tabla 12. RGL Base – Escenario 3

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto	FI	Dcto
Mejillones	972,6	35,00%	880,9	35,00%	797,9	35,00%	722,7	35,00%	654,5	35,00%
Tocopilla	106,8	17,50%	73,6	8,75%	66,6	8,75%	60,4	8,75%	45,8	8,75%
Puchuncaví	49,9	8,75%	45,2	8,75%	35,3	8,75%	22,5	8,75%	20,4	8,75%
Coronel	18,3	8,75%	16,5	8,75%	15,0	4,38%	11,6	4,38%	10,5	4,38%
Huasco	185,7	17,50%	168,2	17,50%	152,3	17,50%	138,0	17,50%	101,9	17,50%

En la componente base, se observa que solo la comuna de Tocopilla ve afectado su descuento ante el plan de cierre, ya que contempla el cierre de las unidades U12, U13, U14 y U15. Si bien en el resto de las comunas varía el factor de intensidad, no alcanza a variar el nivel del descuento.

Figura 27. Descuento RGL Base comuna de Tocopilla

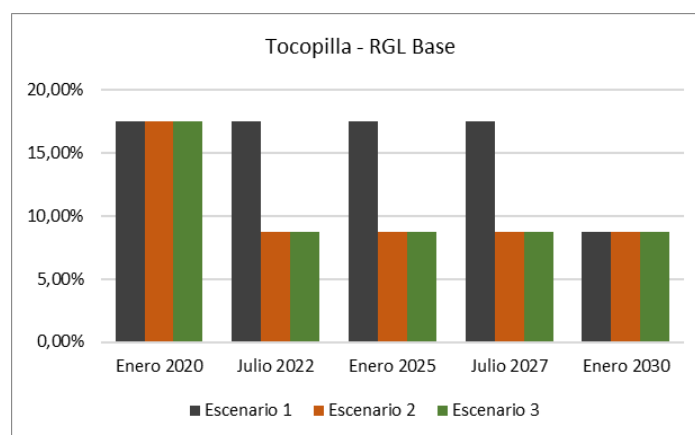


Tabla 13. RGL Adicional – Escenario 1 Hidrología Media

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto
Mejillones	14,97%	20,00%	13,87%	20,00%	14,24%	20,00%	14,65%	20,00%	14,08%	20,00%
Tocopilla	3,87%	7,50%	3,31%	0,00%	3,43%	0,00%	3,54%	0,00%	3,41%	0,00%
Puchuncaví	5,89%	15,00%	4,94%	7,50%	5,10%	15,00%	5,46%	15,00%	5,15%	15,00%
Coronel	4,10%	7,50%	3,81%	0,00%	3,95%	0,00%	4,66%	0,00%	4,42%	0,00%
Huasco	6,29%	15,00%	6,56%	15,00%	6,22%	15,00%	5,90%	15,00%	5,47%	15,00%

Tabla 14. RGL Adicional – Escenario 2 Hidrología Media

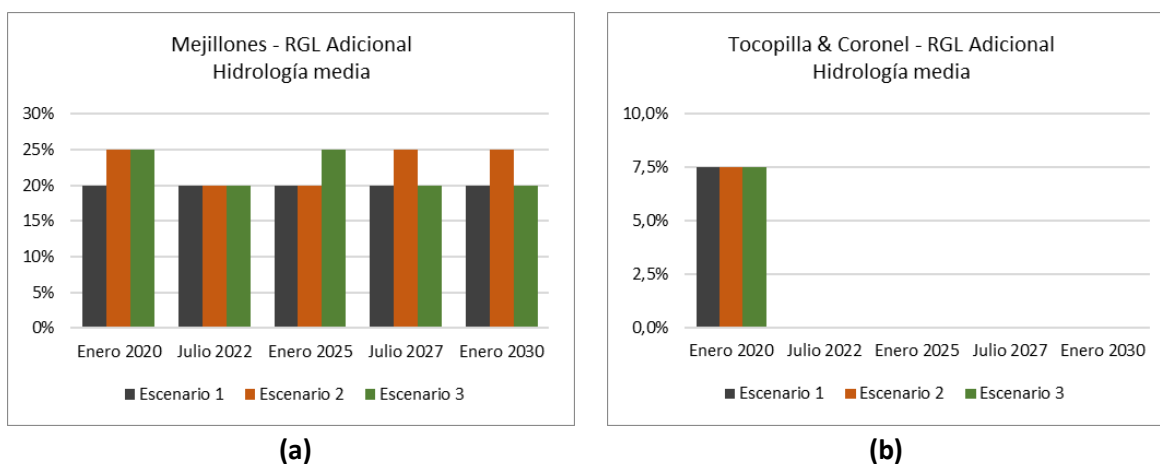
Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto
Mejillones	15,13%	25,00%	14,40%	20,00%	14,95%	20,00%	15,55%	25,00%	15,76%	25,00%
Tocopilla	3,79%	7,50%	2,27%	0,00%	2,18%	0,00%	2,14%	0,00%	1,46%	0,00%
Puchuncaví	5,80%	15,00%	5,15%	15,00%	4,69%	0,00%	4,85%	0,00%	3,64%	0,00%
Coronel	4,12%	7,50%	4,03%	0,00%	4,37%	0,00%	4,64%	0,00%	4,46%	0,00%
Huasco	6,28%	15,00%	6,59%	15,00%	6,23%	15,00%	5,913%	15,00%	4,76%	7,50%

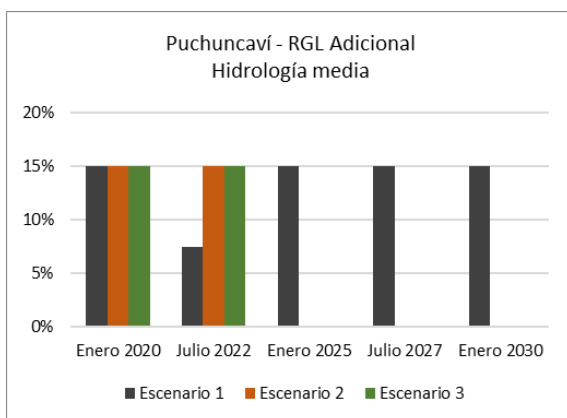
Tabla 15. RGL Adicional – Escenario 3 Hidrología Media

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto
Mejillones	15,06%	25,00%	14,91%	20,00%	15,19%	25,00%	14,88%	20,00%	14,74%	20,00%
Tocopilla	4,12%	7,50%	2,37%	0,00%	2,22%	0,00%	2,10%	0,00%	1,32%	0,00%
Puchuncaví	6,16%	15,00%	5,25%	15,00%	4,62%	0,00%	4,44%	0,00%	3,02%	0,00%
Coronel	4,41%	7,50%	4,04%	0,00%	4,26%	0,00%	4,35%	0,00%	4,27%	0,00%
Huasco	6,42%	15,00%	6,70%	15,00%	6,30%	15,00%	5,86%	15,00%	4,65%	7,50%

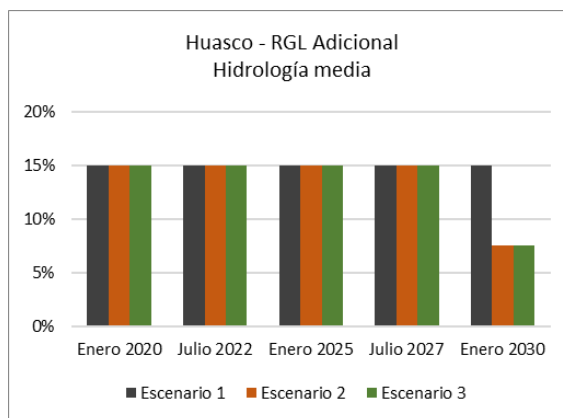
En la comparación anual, se ven impactos en la comuna de Puchuncaví, donde se considera cierre de las centrales Ventanas 1 (año 2023) y Ventanas 2 (año 2026), lo cual implicaría la pérdida total del descuento. En el caso de Huasco, se perdería el descuento adicional por el cierre de una de las unidades Guacolda en el año 2029.

Figura 23. a, b, c y d: descuento RGL adicional para hidrología media, en las 5 comunas con cierre de plantas a carbón





(c)



(d)

Fuente: Valgesta Energía

Tabla 16. RGL Adicional – Escenario 1 Hidrología Seca

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto
Mejillones	16,49%	25,00%	15,90%	25,00%	16,41%	25,00%	16,14%	25,00%	15,55%	25,00%
Tocopilla	4,19%	7,50%	3,97%	0,00%	4,00%	0,00%	3,81%	0,00%	3,69%	0,00%
Puchuncaví	7,73%	15,00%	6,62%	15,00%	6,40%	15,00%	6,10%	15,00%	5,67%	15,00%
Coronel	6,07%	15,00%	5,20%	15,00%	5,61%	15,00%	5,50%	15,00%	5,25%	15,00%
Huasco	6,34%	15,00%	6,94%	15,00%	6,54%	15,00%	6,05%	15,00%	5,64%	15,00%

Tabla 17. RGL Adicional – Escenario 2 Hidrología Seca

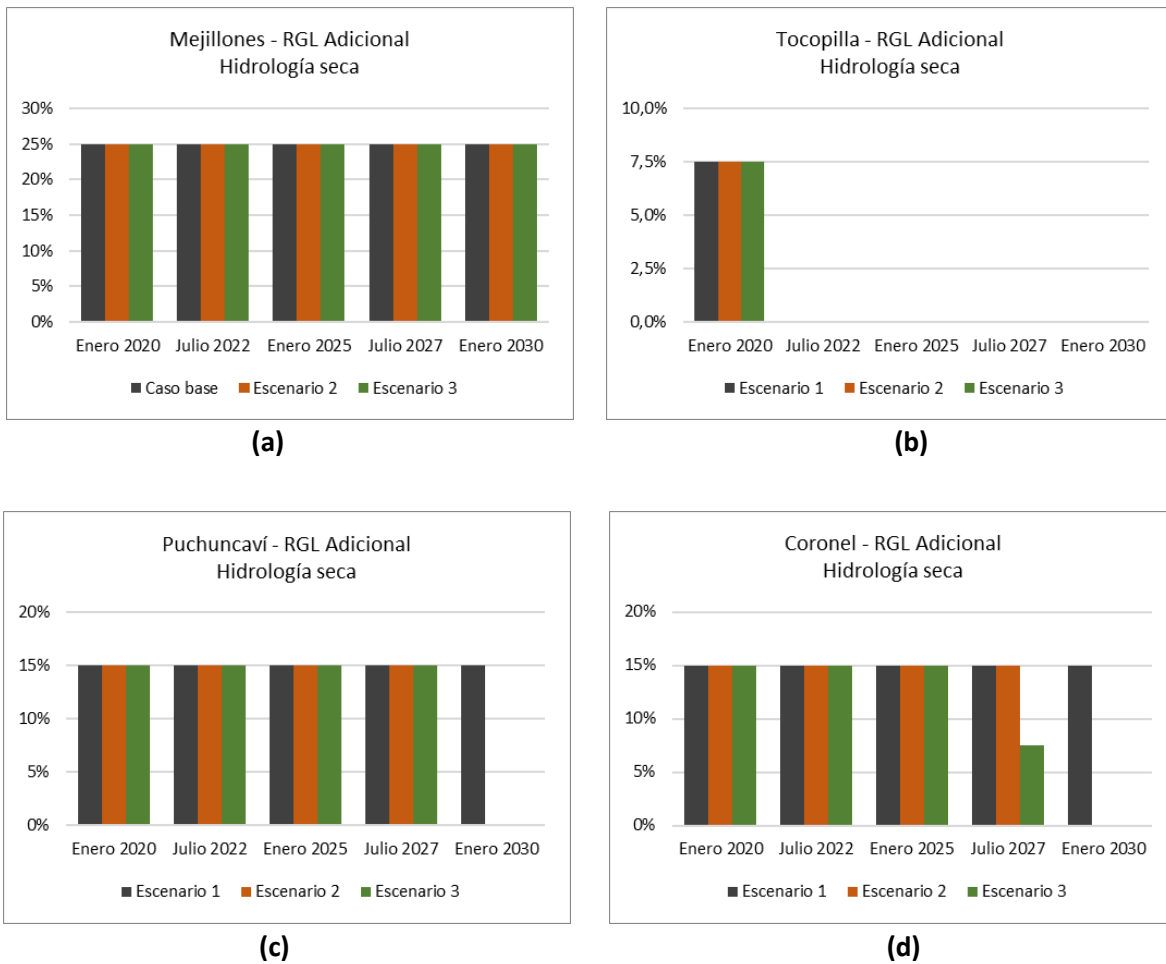
Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto
Mejillones	16,63%	25,00%	16,65%	25,00%	17,20%	25,00%	17,12%	25,00%	17,16%	25,00%
Tocopilla	4,05%	7,50%	2,26%	0,00%	2,29%	0,00%	2,33%	0,00%	1,84%	0,00%
Puchuncaví	7,76%	15,00%	6,85%	15,00%	5,75%	15,00%	5,24%	15,00%	3,83%	0,00%
Coronel	6,04%	15,00%	5,44%	15,00%	5,80%	15,00%	5,02%	15,00%	4,78%	0,00%
Huasco	6,31%	15,00%	6,99%	15,00%	6,54%	15,00%	6,041%	15,00%	4,86%	7,50%

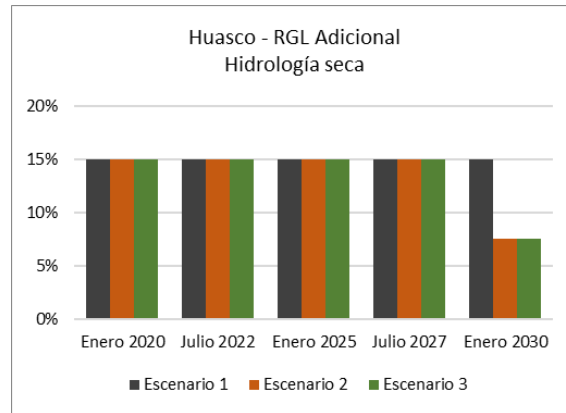
Tabla 18. RGL Adicional – Escenario 3 Hidrología Seca

Comuna	ene-20		jul-22		ene-25		jul-27		ene-30	
	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto	% EG	Dcto
Mejillones	16,58%	25,00%	17,35%	25,00%	17,46%	25,00%	16,36%	25,00%	16,22%	25,00%
Tocopilla	4,37%	7,50%	2,44%	0,00%	2,34%	0,00%	2,23%	0,00%	1,59%	0,00%
Puchuncaví	7,85%	15,00%	6,76%	15,00%	5,68%	15,00%	5,07%	15,00%	3,49%	0,00%
Coronel	6,29%	15,00%	5,46%	15,00%	5,85%	15,00%	4,91%	7,50%	4,72%	0,00%
Huasco	6,45%	15,00%	7,03%	15,00%	6,56%	15,00%	6,02%	15,00%	4,80%	7,50%

En cuanto a la componente adicional, se observa que la hidrología seca aporta en mantener el descuento, debido a la mayor generación en base a centrales térmicas que no cierran en las comunas analizadas.

Figura 24. a, b, c, d y e: descuento RGL adicional para hidrología seca, en las 5 comunas con cierre de plantas a carbón.





(e)

Fuente: Valgesta Energía

Respecto a los impactos en tarifas a clientes finales, se analizaron en las comunas afectadas, los aumentos en la cuenta tipo residencial con un consumo de 180 kW-mes. Tal como lo menciona la Ley de Equidad Tarifaria, el efecto se visualiza solamente en la componente de energía de las tarifas reguladas.

Se verifica que, para la comuna de Tocopilla, al año 2022 el descuento por RGL Base disminuiría de un 17,5% a un 8,75% lo que se traduciría en un aumento aproximado del 7% de una cuenta tipo residencial de consumo de 180kWh-mes en dicha comuna.

Respecto al descuento RGL Adicional, a nivel de tarifa residencial la pérdida de un 15% de un descuento por RGL Adicional significaría un aumento en el total de la cuenta tipo residencial de un 11% y 12% para Puchuncaví y Huasco respectivamente. Esto se produciría por la salida de las unidades de Ventana en Puchuncaví, y por las salidas paulatinas de las unidades de Guacolda.

Dado lo anterior, se ven efectos colaterales que afectan a los clientes regulados de la comuna en donde se cierran centrales en base a carbón. Los impactos en las componentes de energía implicarían un alza en las cuentas de tarifas reguladas, y que analizando el caso más extremo en la comuna de Mejillones, donde actualmente se visualiza un beneficio total por RGL Base más Adicional de 60%, su pérdida podría significar un aumento de cerca del 56% en el total de una cuenta de consumo de 180kW-mes residencial.

6 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos a partir del análisis realizado en los tres escenarios permiten plantear, al menos de manera preliminar, una serie de conclusiones respecto de los posibles impactos que podría observar el Sistema Eléctrico Nacional al año 2030, frente a un escenario de cierre de centrales a carbón hipotético, que considera el retiro del 50% de la capacidad instalada a carbón al año 2035.

Específicamente, los resultados mostraron efectos a nivel de costos marginales y costos de operación del sistema, requerimientos de nueva capacidad instalada, nueva infraestructura en transmisión, disminución en el nivel de emisiones de CO₂ equivalente y algunos efectos en la aplicación del Reconocimiento a Generación Local (RGL).

6.1 Nivel de emisiones de contaminantes

Respecto de los resultados obtenidos para la estimación de emisiones totales de CO₂ para el período 2019-2030 en los distintos escenarios, para condición hidrológica media, se tiene:

- El Escenario 1 presenta emisiones en torno a 368 MMtCO₂, de las cuales un 98,5% son emitidas por centrales en base a carbón, mientras que el resto corresponde a GNL y diésel.
- Al analizar los resultados del Escenario 2, se observa que se reducen las emisiones de CO₂ a 356 MMtCO₂ para el período analizado, lo que representa una disminución del 3,3% respecto al Escenario 1 en la misma condición. El análisis para el año 2030 arroja una disminución de emisiones de CO₂ que alcanza cerca del 15% respecto de las emisiones totales del Escenario 1.
- Al analizar los resultados del Escenario 3, las emisiones totales alcanzan a 348 MMtCO₂ lo que implicar una reducción respecto al Escenario 1 que corresponde a un 5,5% aproximadamente. El análisis al año 2030 en el Escenario 3 muestra una reducción del 20% del total de emisiones de CO₂ respecto del Escenario 1.

Respecto de los resultados obtenidos para la estimación de emisiones totales de CO₂ para el período 2019-2030, en los distintos escenarios en condición hidrológica seca, se tiene:

- Al analizar los resultados del Escenario 1, este arroja emisiones totales en torno a 419 MMtCO₂, es decir, 51 MMtCO₂ adicionales al caso con hidrología media lo que representa un 13,9% de aumento. En este caso, del total de emisiones, un 98,5% son emitidas por centrales en base a carbón, mientras que el resto corresponde a GNL y diésel.

- Al analizar los resultados del Escenario 2, se observa que en este caso se reducen las emisiones de CO₂ a 399 MMtCO₂ para el período analizado, es decir hay 43 MMtCO₂ adicionales al caso con hidrología media, equivalente a un 12%. Si este valor se compara con el Escenario 1, se observa una disminución de 20 MMtCO₂, lo que representa una disminución del 4,8%. Cuando el análisis se hace solo para el año 2030 la disminución de emisiones de CO₂ observadas en el Escenario 2 respecto del Escenario 1 alcanza cerca del 12,3% en dicho año.
- Al observar los resultados obtenidos para el Escenario 3, las emisiones totales alcanzan a 394 MMtCO₂. Es decir corresponden a una reducción de 25 MMtCO₂ en relación al Escenario 1, lo que representa cerca de un 6% de disminuciones. Si el análisis se hace solo para el año 2030, en el Escenario 3 se logra una reducción del 16,9% del total de emisiones de CO₂ respecto del Escenario 1 (36,2 MMtCO₂), equivalentes a 6,1 MMtCO₂.

Al observar los resultados anteriores, se constata una participación del carbón como principal emisor de CO₂ estando siempre por sobre el 90% para todos los escenarios. Este resultado es producto de la alta participación del carbón en los despachos por el bajo precio combustible, y por otro lado el alto factor de emisión en comparación a las demás tecnologías térmicas. En particular, para hidrología seca, en los últimos años del análisis se visualiza una mayor participación de GNL, ya que la demanda debe ser cubierta por un mayor despacho térmico y que no alcanza a cubrirse con las centrales a carbón que quedan en funcionamiento hasta ese momento.

Por otra parte, tal como se mencionó en la sección introductoria de este informe, el primer compromiso asumido por Chile en el marco del “Acuerdo de París”, corresponde a la reducción de un 30% del factor de intensidad de emisiones de CO₂ para el año 2030 con respecto a la base del año 2007.

Considerando el PIB 2007 (109.931 miles de MM \$CLP¹⁰) y un crecimiento de éste a una tasa del 3%, y que el sector de generación eléctrica aporta con un 35,1% al total de las emisiones de CO₂.¹¹, es posible establecer, como una primera meta tentativa, asumiendo un aporte proporcional por sector productivo conforme a sus emisiones, que al año 2030 el sector generación eléctrica no podría superar el umbral de 35,84 MM tCO₂.

Considerando los resultados obtenidos en los tres escenarios analizados, respecto de las emisiones totales de CO₂ del sistema, muestran que solo el Escenario 1 en condición hidrológica seca arroja emisiones por sobre el umbral de 35,84 MM tCO₂. En efecto este escenario arroja emisiones por un total de 36,2 MM tCO₂, lo que equivale a una diferencia de 0,36 MM tCO₂ (1%). Este valor se considera no significativo por cuanto está por dentro del margen de error que tiene el modelo de simulación utilizado.

¹⁰ Estadísticas Banco Central.

¹¹ Inventario Nacional de GEI (1990-2013), www.snichile.cl.

En base a lo anterior, un plan de cierre de centrales a carbón es un mecanismo eficaz para reducir efectivamente las emisiones de CO₂ del sistema. Sin embargo, bajo los supuestos considerados, no sería requisito para dar cumplimiento a los compromisos de Chile en relación al Acuerdo de París, salvo que se quiera avanzar más allá del objetivo comprometido o que el Plan de Acción de Mitigación que presente el país, proponga esfuerzos distintos y no proporcionales para los diversos sectores que emiten GEI, cuestión que requiere un análisis de costo eficiencia de las diversas medidas por sector que pueden implementarse.

La razón fundamental de una tendencia de reducción de emisiones en el sector de generación eléctrica para los próximos años, incluso en un escenario en que no se cierre ninguna central a carbón, dice relación con la expansión eminentemente renovable (solar y eólica) del parque generador observada en los últimos años y proyectada para la próxima década, la que ha sido motivada en una primera etapa por la ley 20/25 y en una segunda etapa por mecanismos de mercado (precio de energía más competitivo).

De esta manera, si la decisión política que adopta el país es el determinar una contribución mayor del sector eléctrico que su proporción en la emisión de GEI totales de Chile, esto en razón de los análisis que se realicen sobre el costo eficiencia e implementabilidad de otras medidas que apunten al objetivo de reducción de emisiones, el cierre de centrales a carbón es una medida efectiva en la reducción de emisiones de CO₂, bajo todos los escenarios de análisis, por cuanto se logran reducciones significativas a nivel de sistema.

Por otra parte, en relación a los objetivos planteados en la Política Energética Nacional 2050 (PEN 2050) y que se contiene en Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017 – 2022, como parte de las medidas del plan, ésta plantea como meta que al 2035 el país alcanza un 60 % de generación eléctrica con energía renovable, y que este porcentaje de participación debe subir a al 70 % al 2050.

Del análisis de las simulaciones realizadas, es posible señalar que al año 2030 en los escenarios 2 y 3 se tienen porcentajes de participación de generación eléctrica con energía renovable del 66% y 77% respectivamente. Estos números permiten concluir que se estaría dando cumplimiento a las metas comprometidas en la Política Energética Nacional 2050. El mismo ejercicio en condiciones hidrológicas secas entregan un porcentaje de 61% y 65% para los Escenarios 2 y 3 respectivamente.

En el caso del Escenario 1 los resultados en condición hidrológica media muestra una generación en base a fuentes renovables de 66% para el año 2030, resultado que coincide con el Escenario 2. Respecto al resultado en condición hidrológica seca se obtiene una participación de 61% de parte de las energías en base a fuentes renovables.

6.2 Efectos en costos marginales, despacho y costos de operación del sistema

Comparando los tres escenarios analizados, los mayores efectos en términos de costos marginales y costos de operación del sistema, se observan en el Escenario 2, en el que se aplica el plan de cierre y no se realizan ajustes a los demás supuestos considerados en el Escenario 1.

Respecto a los costos marginales proyectados en el Escenario 2, se observa un aumento del valor promedio anual de un 7,4% para el periodo comprendido entre el año 2019 y el año 2030, mientras que se observa un aumento en torno a un 18% en el año 2030 respecto de los costos marginales obtenidos el Escenario 1, asumiendo un escenario con hidrología media. Si se analiza el caso con hidrología seca, el impacto sería un aumento del 20% aproximadamente en dicho año.

Respecto a los costos marginales obtenidos en el Escenario 3, se observa un impacto similar al del Escenario 2, pero atenuado. En este caso el aumento observado en el valor promedio anual para el periodo entre 2019 y 2030 es de un 6,0%, mientras que para el año 2030 dicho aumento sería del orden de un 11% respecto de los valores obtenidos en el Escenario 1, en condición hidrológica media. Si se analiza el caso con hidrología seca, el impacto sería un aumento del 14% aproximadamente en dicho año.

La razón que explica los aumentos en el costo marginal de energía tanto para el Escenario 2 como Escenario 3, es principalmente el mayor despacho de centrales a gas natural. En efecto, para una condición hidrológica media en el año 2030, la participación podría aumentar al triple y al doble en los Escenarios 2 y 3 respectivamente, respecto al Escenario 1. Si se analiza el caso con hidrología seca, los aumentos en la participación se encuentran dentro del mismo orden.

Al analizar el despacho de centrales a carbón se puede observar que la participación de estas centrales en la generación de electricidad, para el Escenario 1 en hidrología media, se mantiene en torno al 35% a partir del año 2021 y con una moderada tendencia a la disminución a partir del año 2026, no superando el 30% al año 2030.

Por otra parte, tanto para el Escenario 2 como para el Escenario 3, en hidrología media se observa una tendencia a la disminución de la participación de centrales de carbón en la generación, alcanzando, para ambos escenarios, una participación en torno al 25% en el año 2030.

Cabe mencionar que hasta el año 2024 las participaciones de las centrales a carbón en el despacho son similares entre los tres escenarios analizados. A partir de dicho año, tanto en el Escenario 2 como en el Escenario 3, las participaciones de las centrales carboneras presentan una disminución con respecto al Escenario 1.

Los similares porcentajes estimados de participación de centrales carboneras hasta el año 2024 entre los tres escenarios analizados, se debe principalmente a que, en el plan de cierre de centrales carboneras elaborado, las centrales más contaminantes y menos eficientes son las

primeras en ser retiradas del sistema, por lo que su efecto en nivel de despacho, y por tanto, de emisiones es acotado.

Respecto a los costos de operación de las centrales térmicas del sistema, se observa que en el caso del Escenario 2 en condición hidrológica media, en el año 2030 hay un aumento en torno al 10% respecto al costo de operación del Escenario 1, lo que se considera como una variación significativa respecto de este ítem, reflejando un mayor costo para el sistema.

En el Escenario 3 los resultados arrojan una disminución del costo de operación en torno al 1% respecto del Escenario 1, cifra que se considera no significativa por cuanto ésta se encuentra dentro del error que arroja el modelo de simulación utilizado, por lo que no es posible ser concluyente en este punto.

6.3 Nueva capacidad instalada

En el Escenario 3 se espera una mayor instalación de centrales solares fotovoltaicas y eólicas a partir del año 2024, esta mayor instalación de centrales se asumió con el objeto de mantener el sistema eléctrico adaptado. En este caso se buscó mantener un equilibrio entre oferta y demanda, donde la oferta estuviera compuesta por tecnologías eficientes, acompañada de una adecuada expansión de la transmisión. Específicamente, para realizar la expansión el estudio se consideró una serie de alternativas plausibles de desarrollo de la generación y transmisión (diferentes escenarios) que arrojó finalmente las nuevas necesidades en capacidad instalada y transmisión.

La expansión de la generación implicaría un aumento de la capacidad instalada de 1.900 MW, adicionales a los considerados en el Escenario Base, agregando 950 MW de capacidad instalada en base a energía eólica y 950 MW en base a energía solar fotovoltaica. Esto se traduce en un 30% de capacidad instalada adicional a la que se requeriría en el Escenario 1. Es importante mencionar que a partir del año 2030 se requiere capacidad adicional de generación, la cual también estaría compuesta principalmente por energía eólica y en menor medida por solar fotovoltaica.

6.4 Nueva infraestructura en transmisión

Quizás uno de los resultados más relevantes del análisis realizado es el efecto que se observa por un mayor requerimiento de infraestructura de transmisión en un escenario de cierre de centrales a carbón adaptado (Escenario 3). En efecto, al igual que en el caso de la capacidad de generación, en el Escenario 3 se incorpora nueva capacidad de transmisión. Específicamente el análisis arrojó la necesidad de nueva capacidad de transmisión por el equivalente a 1.000 millones de dólares americanos al año 2030, aproximadamente. Así, en el Escenario 1 se identificaron requerimientos en transmisión por un monto de 2.800 millones de dólares hasta el año 2030, mientras que en el Escenario 3 los requerimientos fueron por 3.800 millones de dólares aproximadamente, es decir, un 35% más que en el Escenario 1.

6.5 Impacto en el indicador RGL y las tarifas

El análisis realizado, que debe considerarse como referencial, arrojó como principales resultados variaciones en los descuentos por RGL en las comunas de Mejillones, Tocopilla, Puchuncaví, Coronel y Huasco, dependiendo del escenario evaluado.

El análisis del beneficio en el RGL Base entrega solamente variaciones en la comuna de Tocopilla, que hoy en día presenta un beneficio de 17,5% en RGL Base y 15% en RGL Adicional gracias a los más de 700 MW instalados en base a carbón que tiene en su comuna, y de las cuales algunas ya tienen confirmación respecto a sus fechas de cierre. Con un plan de cierre de carboneras tanto en el escenario 2 como en el 3, se verifica que al año 2022 el RGL Base disminuye de un 17,5% a un 8,75% lo que puede significar un aumento aproximado del 7% a la cuenta tipo residencial de consumo de 180kWh-mes en dicha comuna.

En relación al RGL Adicional, los resultados muestran que la comuna más afectada en los Escenarios 2 y 3, sería Puchuncaví. Para el año 2025 el beneficio se reduce de un 15% a 0% por el cierre de la central Ventanas 1 en el año 2022. En el largo plazo, cerca del año 2030, Huasco también vería reducido su descuento por RGL Adicional producto del cierre paulatino de las unidades de Guacolda desde el año 2028. A nivel de tarifa residencial, la pérdida del 15% de descuento por RGL Adicional implicaría un aumento en el total de la cuenta tipo residencial de un 11% y 12% para Puchuncaví y Huasco respectivamente.

Dado lo anterior, se ven efectos colaterales que afectan a los clientes regulados de la comuna en donde se cierran centrales en base a carbón. Los impactos en las componentes de energía implicarían un alza en las cuentas de tarifas reguladas, y que analizando el caso más extremo en la comuna de Mejillones, donde actualmente se visualiza un beneficio total por RGL Base más Adicional de 60%, su pérdida podría significar un aumento de cerca del 56% en el total de una cuenta de consumo de 180kW-mes residencial.

7 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

En el presente capítulo se expone la bibliografías y referencias empleadas para la realización del estudio.

- Adoption of the Paris Agreement, United Nations, 2015.
- Annual Energy Outlook 2018, Energy Information Administration, 2018.
- Contribución Nacional Tentativa de Chile (INDC) para el Acuerdo Climático París 2015, Gobierno de Chile, 2015.
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas, 1992.
- Energía 2050, Política Energética de Chile, Gobierno de Chile, 2015.
- Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Informe Técnico Definitivo, julio 2018, Comisión Nacional de Energía, 2018.
- Informe del Inventario Nacional de GEI de Chile 1990-2013, Ministerio del Medio Ambiente, 2017.
- Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037, Comisión Nacional de Energía, 2017.
- Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, United Nations, 1998.
- Ley 20928, Establece mecanismos de equidad en las tarifas de Servicios Eléctricos, Ministerio de Energía, 2016.
- Matriz eléctrica y generación a carbón en Chile, Propuestas para acelerar la transición energética, Programa Chile Sustentable, 2017.
- Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022, Gobierno de Chile, 2017.
- Quinto Informe de Evaluación del IPCC: Cambio climático 2013-2014, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2014.