
Revisión y análisis del impacto del Gas Inflexible en el Sistema Eléctrico Nacional

Juan Ignacio Alarcón, Josué Benavidez, Tomás Coello, Ignacio Morales y Matías Salas

1 INTRODUCCIÓN

Recientemente la CNE presentó la propuesta de modificación de la Norma Técnica de GNL (NT GNL) a diversos actores del sector energético. En función de dicha propuesta y los cambios que vendrán al reglamento y norma de GNL, este documento tiene la intención de entregar un análisis detallado e imparcial de los efectos del gas inflexible en el SEN, con el objeto de enriquecer la discusión sobre esta materia y poder tomar las mejores decisiones en torno al gas inflexible. El siguiente documento no responde a requerimientos de agentes del sector y se compone de tres análisis específicos:

- i) impacto de la aplicación de la norma actual sobre el sistema eléctrico entre 2019 y 2020
- ii) impacto proyectado de la norma actual para 2022
- iii) impacto de una modificación de la norma sobre la disponibilidad de GNL en un horizonte de 10 años

El fenómeno del gas inflexible en el SEN responde a la imposibilidad de almacenar gas y condiciones contractuales entre privados de naturaleza *take or pay*, que obligan a declarar parte de los cargamentos de gas en condición de inflexibilidad. Ambas condiciones implican que el gas natural inflexible deba ser despachado a costo variable cero, lo que implica que estas centrales son despachadas en la base del sistema marginal, lo que podría generar impactos asociados a vertimiento de ERV y disminución del costo marginal, los cuales serán revisados y comentados en el presente documento.

En primer lugar, este estudio pondrá a disposición del lector los antecedentes que presentan el fenómeno del gas inflexible, para así analizar y revisar los impactos que ha tenido históricamente en la operación del SEN, para los años 2019 y 2020, en relación con los costos marginales y vertimientos de energía renovable.

Por otro lado, también se modela la operación horaria del sistema para un mes del año 2022. Este análisis contempla un escenario de operación con centrales declaradas inflexibles y otro sin ellas, a partir de los cuales es posible revisar los efectos sistémicos y zonales del despacho con GNL Inflexible. En este mismo escenario, también se modelaron sensibilidades de transmisión cuasi perfecta para diferenciar los impactos producidos por problemas de congestión en líneas de transmisión y los efectos del gas inflexible.

Finalmente, se realiza un análisis de largo plazo para reconocer la importancia de la generación a partir de GNL para escenarios de retiro de centrales a carbón acelerado. Este análisis se realiza para un horizonte de 10 años, entre 2021 y 2030. En este contexto, se analizó una banda de impactos que podría tener la nueva regulación del gas inflexible, comparando un escenario *Business As Usual* (Escenario Base) y un escenario pesimista de disponibilidad de gas natural, o escenario de GNL Reducido. El escenario pesimista se construyó en base a los volúmenes de gas natural despachados y proyectados por el Coordinador [1].

2 ANÁLISIS HISTÓRICO DE IMPACTOS POR GAS INFLEXIBLE

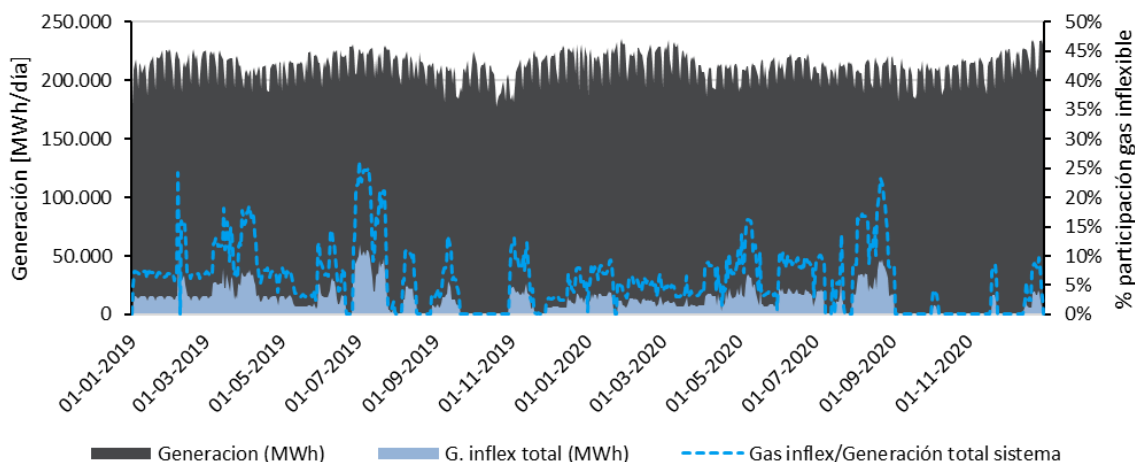
La presente sección exhibe datos históricos del SEN que muestran los impactos observables de la declaración de gas inflexible en la operación del sistema. Para abarcar variados puntos y realizar un análisis completo, se revisa en esta sección los costos marginales versus el gas declarado inflexible por zona, los vertimientos ERNC versus el gas declarado inflexible y correlaciones estadísticas entre series. Todos los análisis descritos se muestran para los años 2019 y 2020.

2.1 Despacho de Gas Inflexible

Esta subsección tiene como objetivo mostrar la significancia del despacho de gas inflexible a nivel sistémico. El siguiente gráfico presenta la participación del gas inflexible con respecto a la generación total del sistema.

Durante el año 2019, el gas inflexible significó un 6,9% de la generación total y un 5,2% en el año 2020. De la Figura 1, se puede observar que el despacho de gas inflexible con resolución diaria tiene una alta variabilidad la cual fluctúa entre 0% y ~26% del despacho total del sistema. También se observa que el mes donde se presenta el mayor despacho de gas inflexible fue en julio de 2019, donde el despacho de este gas significó un ~16% del despacho total del sistema.

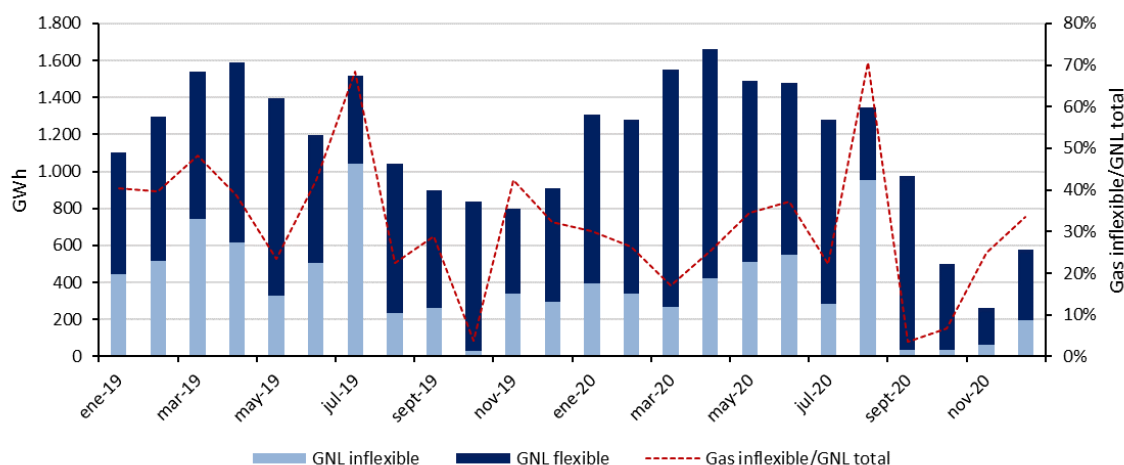
Figura 1. Participación del gas inflexible en la generación total del sistema



Fuente: Valgesta, Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [2] [3]

Adicionalmente, la Figura 2 presenta a nivel mensual la razón entre el gas natural inflexible despachado y el gas natural total. De esta figura es posible determinar que el gas inflexible significó un 37,9% del gas natural despachado para el año 2019 y un 29,5% para el año 2020.

Figura 2. Participación del gas inflexible sobre la generación total con GNL



Fuente: Valgesta, CEN [3] [2]

Es relevante resaltar que respecto de la información publicada por el CEN acerca de sobrecostos sistémicos [2], es posible evidenciar que el despacho de gas inflexible tiene un comportamiento parejo, donde gran parte de las centrales son despachadas con este gas por periodos de tiempo extensos, con duraciones de despacho continuo que van desde días hasta semanas y meses completos.

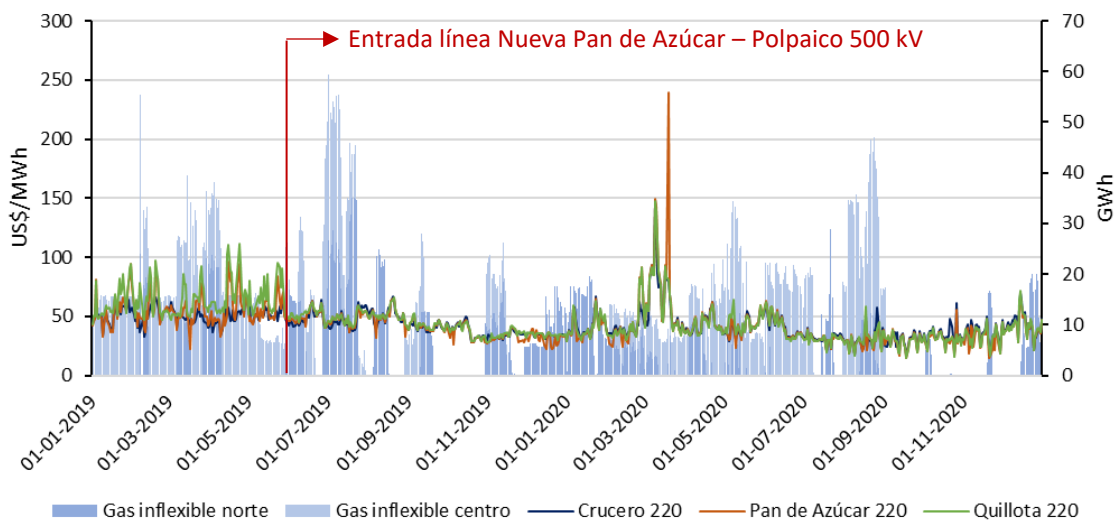
2.2 Efecto en los costos marginales del sistema

La normativa vigente del gas inflexible permite la declaración de este gas a un costo variable igual a cero, y, por tanto, toma un despacho prioritario en el orden de mérito de las unidades del sistema, lo que podría generar impactos en los costos marginales. Estos impactos corresponderían principalmente a desacoples entre barras del SEN, producto de la agregación de centrales que entran primeras en el orden de mérito de despacho y un decrecimiento en el valor de los costos marginales sistémicos producido por la agregación de un volumen de gas con costo variable nulo.

A continuación, la Figura 3 presenta, con una resolución diaria para el período comprendido entre enero de 2019 y diciembre de 2020, los costos marginales de Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Quillota 220 kV. Adicionalmente, se presenta la energía inyectada producto del gas inflexible para las zonas Norte y Central del país.

Es posible observar en la Figura 3 que, previo a la entrada del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en 500 kV a fines de mayo de 2019 [4], se presentaba un desacople importante entre las barras expuestas. Esto es explicado principalmente por las congestiones en las líneas de transmisión, separando eléctricamente a la Zona Norte de la Zona Centro del país. Una vez que esta línea fue puesta en servicio, se observa que las congestiones fueron solucionadas en gran parte y los costos marginales de estas tres barras pasan a mantener un comportamiento similar con valores acoplados. Al mismo tiempo, es posible observar que, una vez solucionados los problemas de transmisión, siguen existiendo diferencias mínimas entre los costos marginales de dichas barras, sin embargo, no se puede determinar una correlación directa entre el uso de gas inflexible y dichas diferencias.

Figura 3. Comparación costos marginales Crucero 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Quillota 220 kV



Fuente: Valgesta, CEN [2] [5]

Por otro lado, se realizó un análisis donde se tomaron las 27 barras más representativas del SEN, donde se calculó para cada una de ellas la correlación entre sus costos marginales y el despacho de gas inflexible a nivel sistémico para los años 2019 y 2020. La Tabla 1 presenta los resultados obtenidos, donde se puede observar que la correlación más alta en magnitud la tiene Puerto Montt 220 kV con un 20,89%. Al ser una correlación positiva esto significa que cuando existe despacho de gas inflexible, el costo marginal de dicha barra tiende al alza, sin embargo, al ser de una magnitud baja no se puede concluir al respecto. Adicionalmente, se puede observar que, para todas las barras analizadas, la correlación tiene una magnitud pequeña lo que no permite concluir que el valor de los costos marginales esté relacionado al despacho de gas inflexible.

Tabla 1. Correlación entre costos marginales de las 27 barras representativas y el gas inflexible sistémico

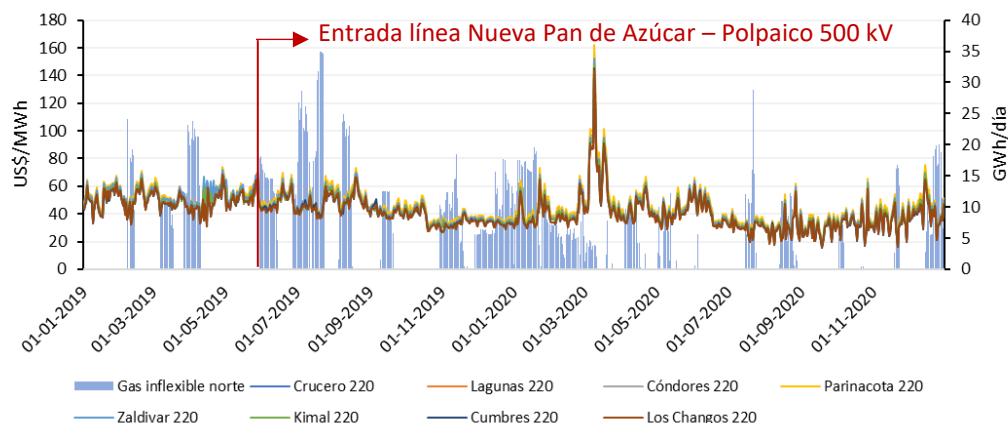
Barra	Correlación	Barra	Correlación	Barra	Correlación	Barra	Correlación
Crucero 220	-0,37%	D. Almagro 220	3,77%	Quillota 220	13,79%	Cautín 220	17,22%
Lagunas 220	-0,86%	Cardones 220	3,80%	Lo Aguirre 220	14,62%	Valdivia 220	20,63%
Cóndores 220	-0,95%	Maitencillo 220	4,04%	Cerro Navia 220	14,44%	Puerto Montt 220	20,89%
Parinacota 220	-1,19%	Pan de Azúcar 220	6,54%	Alto Jahuel 220	14,82%		
Zaldivar 220	1,40%	P. Almonte 220	-1,07%	Rapel 220	14,10%		
Kimal 220	-0,33%	Los Vilos 220	11,49%	Ancoa 220	15,44%		
Cumbres 220	3,38%	Nogales 220	14,10%	Charrúa 220	15,55%		
Los Changos 220	1,27%	Polpaico 220	14,34%	Ciruelos 220	20,66%		

Fuente: Valgesta, CEN [2] [5]

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se presenta un análisis de los costos marginales, con resolución diaria para el período comprendido entre 2019 y 2020 y por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro), con el objeto de identificar algún tipo de relación entre los desacoples producidos en los costos marginales sistémicos y el despacho de gas inflexible, por lo que se toman en consideración varias barras de las zonas ya definidas anteriormente. Es importante considerar que, producto del bajo nivel de despacho de gas inflexible en el Norte Chico, los siguientes análisis zonales consideran tanto para el Norte Grande como para el Norte Chico un único valor diario para el gas inflexible de la Zona Norte.

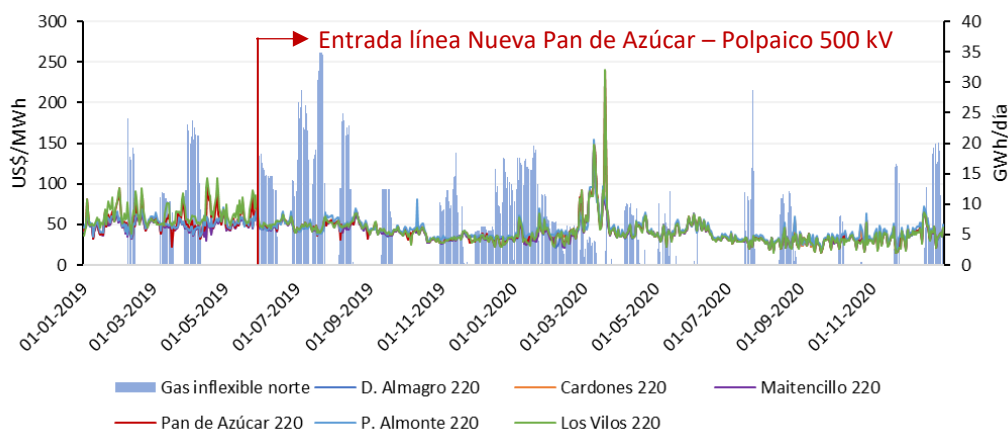
En la Figura 4, se observan los costos marginales de las barras del Norte Grande, donde se pueden evidenciar diferencias entre los costos marginales de las barras producto de las congestiones del sistema de transmisión. Dichas diferencias se producen en períodos donde existe despacho de gas inflexible como en los períodos donde no hay presencia de este. Por ende, es complejo concluir sobre la existencia de un efecto a nivel de desacoples entre las diferentes barras nacionales producto del despacho de gas inflexible. En la misma línea, los resultados obtenidos para el Norte Chico (Figura 5) muestran un comportamiento similar, con excepción del período previo a junio de 2019, donde se observa un alto nivel de desacople entre los costos marginales de las barras de dicha zona. Lo anterior es explicado producto de un alto nivel de congestiones en las líneas de transmisión, lo que se ve solucionado una vez que entra en operación el último tramo de la línea Cardones-Polpaico a fines de mayo de 2019.

Figura 4. Costos marginales Norte Grande



Fuente: Valgesta, CEN [2] [5]

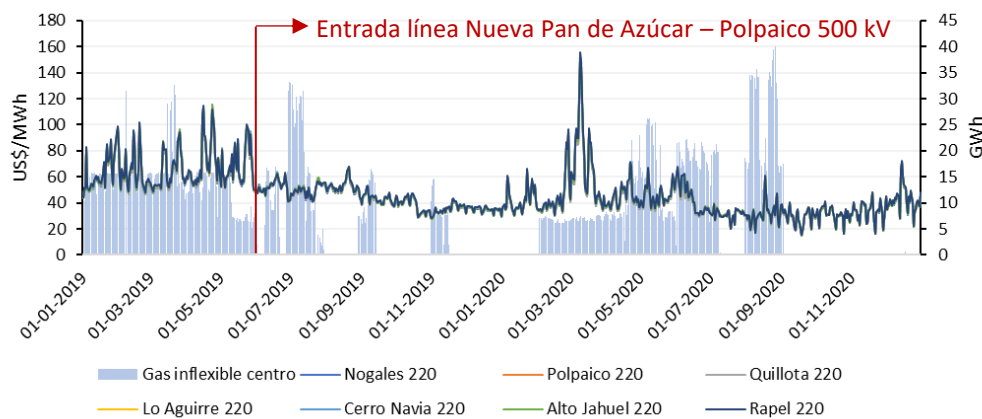
Figura 5. Costos marginales Norte Chico



Fuente: Valgesta, CNE [2] [5]

Para el caso de la Zona Centro, los resultados muestran un comportamiento similar, donde existe un leve nivel de desacople entre las barras de dicha zona. Al igual que en los casos del Norte Grande y Norte Chico, es complejo definir que estos desacoples se deban a la presencia de gas inflexible en la matriz de generación, ya que estos se producen tanto cuando hay y no hay gas inflexible en el sistema.

Figura 6. Costos marginales Zona Centro



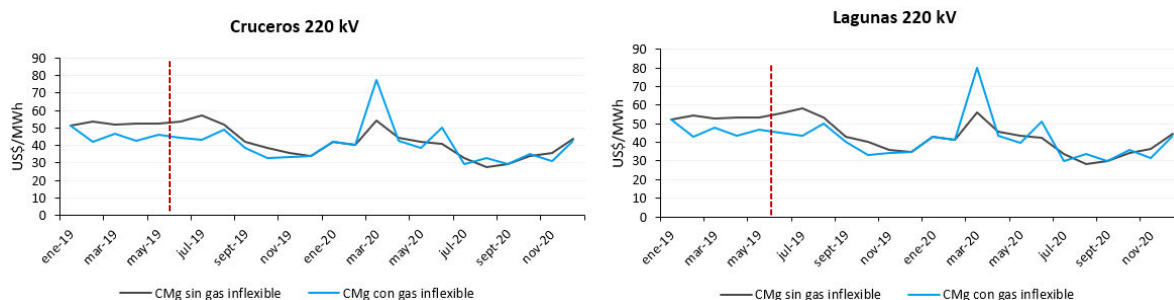
Fuente: Valgesta, CNE [2] [5]

Por otro lado, al ser definido el gas como inflexible e imponer un costo variable igual a cero, se podría tener como principal efecto una disminución en los costos marginales sistémicos. Esto se debería al hecho de aumentar la capacidad del sistema con un costo variable bajo, tal como lo tienen las centrales renovables.

En este contexto, se determinó el costo marginal promedio mensual con y sin gas inflexible para los meses comprendidos entre enero de 2019 y diciembre de 2020, de tal forma de obtener un primer indicador sobre su comportamiento. Es importante destacar que, al no tener condiciones replicables de un día con y sin gas inflexible, es complejo determinar el efecto exacto de su inserción en el sistema.

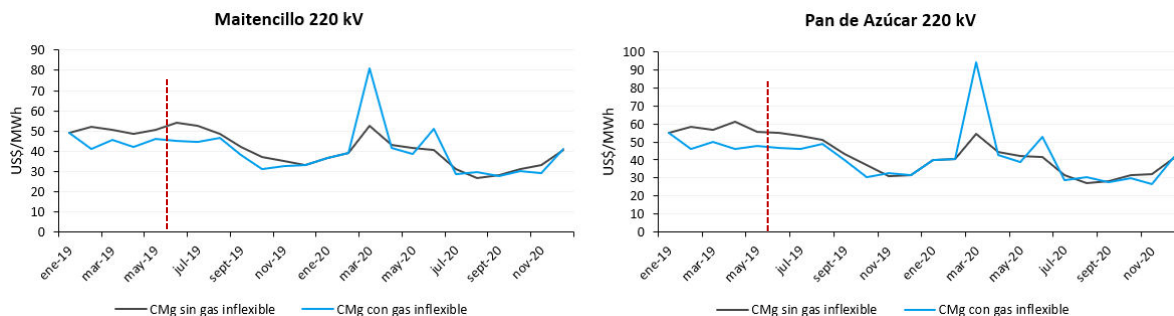
Conforme a lo anterior, se presentan dos barras representativas por zona, de tal forma de poder evidenciar el efecto de la presencia de gas inflexible en el despacho eléctrico. La línea punteada de color rojo representa la fecha de entrada del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Adicionalmente, se consideró que dentro del periodo estudiado hubo meses completos con despacho de gas inflexible ininterrumpido, como también hubo meses donde no se despachó gas inflexible en ningún momento. En este contexto, se supuso que el costo marginal con y sin gas inflexible es el mismo cuando ocurre alguno de estos casos.

Figura 7. Comparación costo marginal promedio mensual con y sin gas inflexible Norte Grande



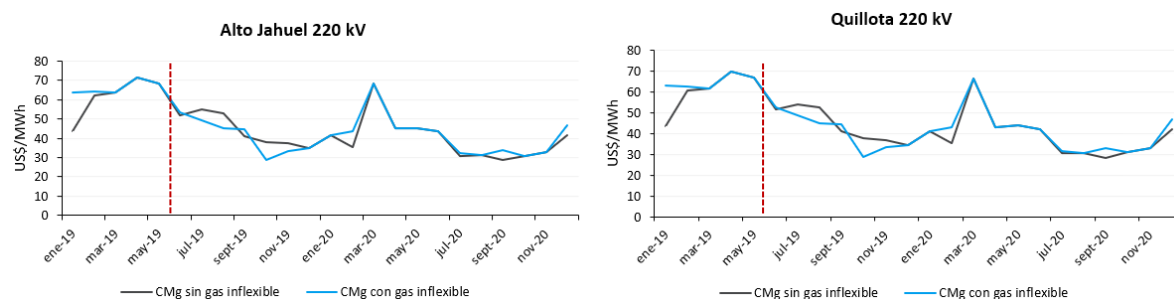
Fuente: Valgesta, CNE [2] [5]

Figura 8. Comparación costo marginal promedio mensual con y sin gas inflexible Norte Chico



Fuente: Valgesta, CNE [2] [5]

Figura 9. Comparación costo marginal promedio mensual con y sin gas inflexible Zona Centro



Fuente: Valgesta, CNE [2] [5]

Respecto de las figuras anteriores, es posible observar que en los casos del Norte Grande y Norte Chico el costo marginal promedio con presencia de gas inflexible es menor al costo marginal promedio sin gas inflexible, durante el período previo a la entrada en operación del tramo Nueva Pan de Azúcar - Polpaico. Una vez que esta línea entra en operación, la diferencia entre dichos costos marginales se reduce, hasta que pasado enero de 2020 el comportamiento no presenta una tendencia clara.

Por otro lado, en la Figura 9 se puede observar que las barras de la Zona Centro no presentan una tendencia clara en todo el período. Lo anterior permite concluir que el efecto de descenso en los costos marginales se produce de forma zonal producto de las congestiones en las líneas.

Finalmente, se analizó la correlación entre los costos marginales de las principales barras de cada zona, con la inyección de energía relacionada al gas inflexible de la zona correspondiente y su inyección de energía total, es decir, la energía entregada por el gas inflexible del Norte y del Centro. La correlación fue calculada para 3 periodos distintos: el periodo previo a la entrada en operación del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico que comprende entre enero de 2019 y fines de mayo de 2019, el periodo posterior que comprende entre inicios de junio de 2019 y fines de diciembre de 2020, y el periodo total que comprende la suma entre los periodos anteriores. En este contexto, una correlación negativa significa que, cuando existe una inyección de energía de mayor magnitud ligada al gas inflexible, el costo marginal de la barra analizada tiene un decrecimiento y, por el contrario, cuando la correlación resultante es positiva se produce un aumento en los costos marginales.

Tabla 2. Correlación entre inyecciones de gas inflexible y costos marginales en barras del Norte Grande

Gas inflexible	Periodo	Crucero 220	Lagunas 220	Cóndores 220	Parinacota 220	Zaldivar 220	Kimal 220	Cumbres 220	Los Changos 220
Zona Norte	Ene - May 2019	-47.26%	-47.61%	-47.81%	-47.80%	-48.05%	-47.25%	-41.06%	-42.90%
	Jun 2019 - Dic 2020	-6.12%	-6.55%	-6.52%	-6.44%	-5.93%	-6.13%	-3.41%	-6.10%
	Total	-13.37%	-13.66%	-13.64%	-13.54%	-13.69%	-13.38%	-10.59%	-13.18%

Fuente: Valgesta, CEN [2] [5]

Se puede observar de la Tabla 1, que la Zona Norte del país presenta una correlación negativa en relación con el gas inflexible despachado en la misma zona. Cabe destacar que la correlación resultante tiene una baja magnitud en términos estadísticos¹, por lo que no se puede concluir que el gas inflexible produzca un decrecimiento en los costos marginales de esta zona por sí solo. Es importante resaltar que, para el periodo previo a la entrada en operación de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, la correlación entre los marginales y la inyección de energía por gas inflexible tiene una mayor magnitud que para el periodo posterior. Lo anterior corresponde a un indicador adicional que permite profundizar la conclusión sobre que el problema es el sistema de transmisión y no el gas inflexible.

¹ Los valores del coeficiente de correlación inferiores a 0,8 o superiores a -0,8 no se consideran significativos. Fuente: <https://www.investopedia.com/terms/c/correlationcoefficient.asp>

Tabla 3. Correlación entre inyecciones de gas inflexible y costos marginales en barras del Norte Chico

Gas inflexible	Periodo	D. Almagro 220	Cardones 220	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	P. Almonte 220	Los Vilos 220
Zona Norte	Ene – may 2019	-40.27%	-40.15%	-39.33%	-27.84%	-46.90%	-18.07%
	Jun 2019 – Dic 2020	-3.83%	-2.89%	-2.66%	-1.22%	-6.81%	1.21%
	Total	-10.49%	-9.55%	-9.30%	-8.62%	-13.75%	-6.72%

Fuente: Valgesta, CEN [2] [5]

Tabla 4. Correlación entre inyecciones de gas inflexible y costos marginales en barras del Zona Centro

Gas inflexible	Periodo	Nogales 220	Polpaico 220	Quillota 220	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	Alto Jahuel 220	Rapel 220
Zona Centro	Ene - may 2019	1.88%	2.07%	1.45%	2.96%	1.98%	2.31%	3.20%
	Jun 2019 - Dic 2020	5.43%	5.95%	4.55%	6.73%	6.31%	7.19%	6.17%
	Total	22.99%	23.40%	22.39%	23.87%	23.59%	24.11%	23.41%

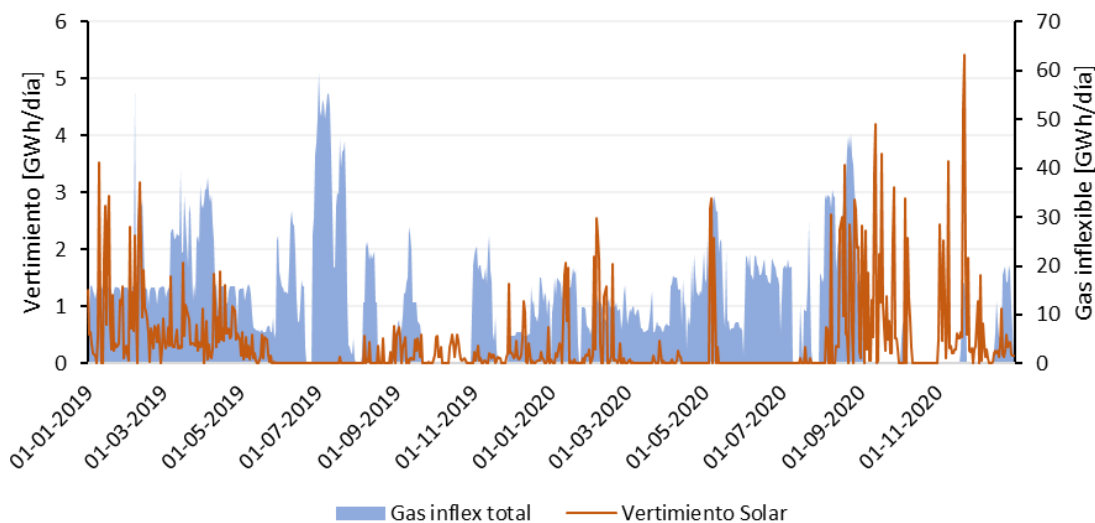
Fuente: Valgesta, CEN [2] [5]

Por otro lado, la Zona Central presenta un comportamiento más errático, donde se observa, en promedio, una correlación positiva entre las inyecciones por gas inflexible y los costos marginales. La magnitud de la correlación es menor al caso de la Zona Norte, por lo que los valores serán aún menos concluyentes en esta zona. Tal como se expuso en párrafos anteriores, la Zona Centro posee menos problemas de transmisión previo a la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, por lo que el efecto esperado del gas inflexible en los costos marginales no es significativo.

2.3 Impacto en los vertimientos renovables

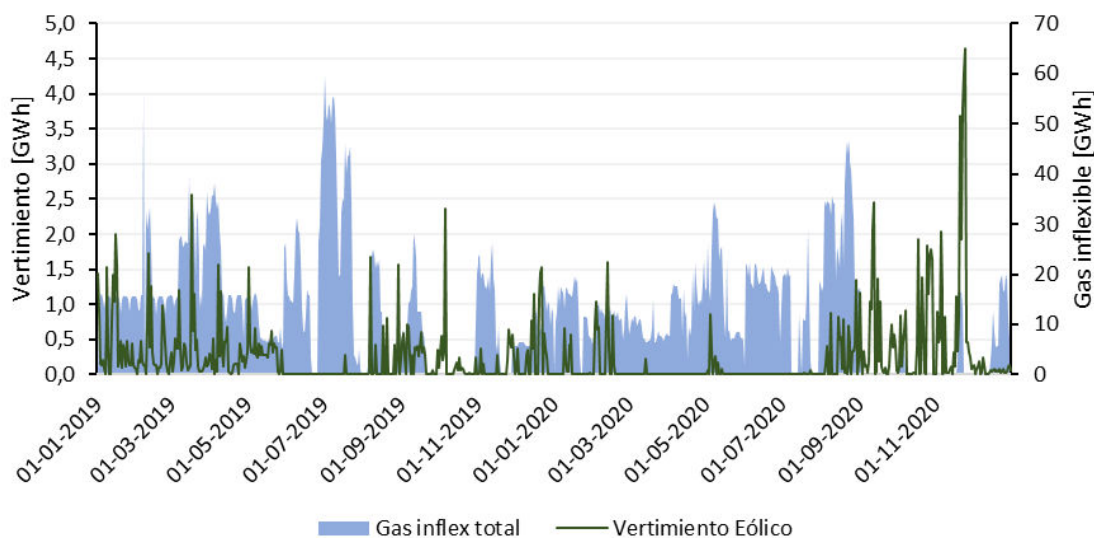
Otro impacto relevante para analizar es el posible desplazamiento de la generación renovable producto del despacho de gas a costo variable cero. Lo anterior sería explicado producto de un cambio en el orden de mérito de las centrales, donde aquellas unidades despachadas con gas inflexible pasarían a tener prioridad de inyección, lo que tendría como resultado que algunas centrales renovables no puedan inyectar su energía. En este contexto, las siguientes figuras muestran los vertimientos renovables, definidos como la diferencia entre la energía que puede generar una central renovable dadas las condiciones ambientales del instante y la energía realmente inyectada al sistema, versus el gas inflexible despachado con una resolución diaria.

Figura 10. Vertimiento solar vs gas inflexible despachado a nivel sistémico



Fuente: Valgesta, CEN [2] [6]

Figura 11. Vertimiento eólico vs gas inflexible despachado a nivel sistémico



Fuente: Valgesta, CEN [2] [6]

De acuerdo con los gráficos que presentan el vertimiento y el despacho de gas inflexible histórico, no es posible determinar una relación clara entre ambos. Existen días donde se presentan vertimientos y despacho de gas inflexible, como también días donde hay vertimientos sin despacho por concepto de gas inflexible. Por otro lado, una vez que entra la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, a fines de mayo de 2019, se ve que los vertimientos renovables se reducen prácticamente

a cero por un período de casi dos meses. De esta forma, se puede concluir que la variable que tiene mayor incidencia en el aumento de vertimientos renovables son los problemas de transmisión y no la inyección de gas inflexible.

En esta línea, la Tabla 5 presenta la correlación entre los vertimientos solares, eólicos y totales respecto del gas inflexible despachado en el Norte, Centro y el gas inflexible total. En esta tabla, es posible observar que no existe una correlación clara que indique una dependencia de los vertimientos respecto del despacho de gas inflexible.

Tabla 5. Correlación entre despacho de gas inflexible y vertimientos

	Vertimiento Solar	Vertimiento Eólico	Vertimiento total
Gas inflexible Norte	-1,77%	-3,54%	-2,83%
Gas inflexible Centro	8,49%	-6,46%	2,65%
Gas inflexible total	5,52%	-7,22%	0,32%

Fuente: Valgesta, CEN [2] [6]

Ahora bien, este análisis se realizó a nivel sistémico, ya que no se encuentra disponible información de vertimientos con un nivel de detalle mayor, por lo que no se logra observar el caso a caso de cada central que se podría ver perjudicada. Es decir, se puede concluir que a nivel sistémico no existe una relación clara, pero se podría dar el caso donde si existan centrales puntuales que se ven perjudicadas.

3 Modelación de corto plazo

La modelación de corto plazo busca analizar los efectos de la declaración de gas inflexible en el sistema para la situación actual y para una situación sin problemas de transmisión, o de transmisión cuasi perfecta. Esto con el fin de reconocer qué parte del impacto observado se debe a las congestiones en el sistema de transmisión.

Se modeló la situación para cuatro semanas de julio del año 2022 con granularidad horaria con y sin centrales en base a GNL declaradas en situación de inflexibilidad. Además, se modelaron ambos escenarios con un sistema de transmisión reforzado, de manera de disminuir las restricciones de transmisión y reconocer el impacto que se estaría generando por este concepto.

Para incluir las centrales declaradas en situación de inflexibilidad, se asoció un costo de operación igual a cero, para asemejarse al criterio del CEN. En este caso se consideraron las centrales de Ciclo Combinado para la zona Norte y Centro, con situación de inflexibilidad durante la segunda y tercera semana de las cuatro modeladas. En conjunto, ambas centrales suman sobre 600 MW de capacidad.

Como se mencionó, se revisó el efecto de las restricciones producidas por el sistema de transmisión a través de la modelación de nuevos escenarios. Esto implicó considerar dos escenarios con la proyección esperada del sistema de transmisión a partir de los reportes de la CNE, y dos escenarios donde se duplicó la capacidad de las líneas existentes de manera de evitar las restricciones existentes.

Todos los escenarios consideran un proceso de descarbonización conforme al acuerdo entre el Estado y las empresas generadoras. De manera similar, se considera la misma expansión del parque generador, así como los precios de los combustibles y proyección de la demanda para cada uno de los escenarios. Todos estos supuestos se encuentran asociados a los supuestos utilizados en la modelación de largo plazo incluidos en el Anexo 8.1.

De esta manera, los escenarios considerados en esta sección son:

- a. Escenario 1: Escenario base sin generación de centrales GNL declaradas en situación de inflexibilidad con red de transmisión proyectada.
- b. Escenario 2: Escenario con generación de centrales GNL declaradas en situación de inflexibilidad con red de transmisión proyectada.
- c. Escenario 3: Escenario sin generación de centrales GNL declaradas en situación de inflexibilidad, con red de transmisión sin congestiones.

- d. Escenario 4: Escenario con generación de centrales GNL declaradas en situación de inflexibilidad, con red de transmisión sin congestiones.

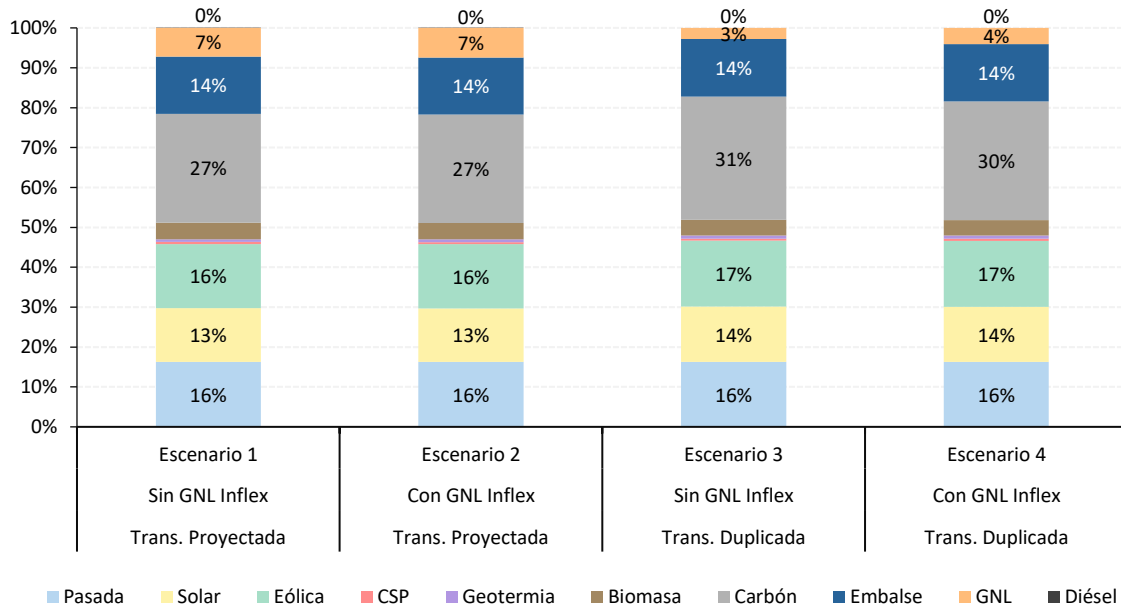
En la presente sección se analizan el despacho por tecnología, el costo marginal, el costo de operación térmico y los vertimientos de energías renovables para cada uno de los escenarios. A partir de esto se busca reconocer el efecto de la generación declarada inflexible con GNL y el efecto de las congestiones de transmisión.

Para comparar los efectos producidos por la declaración de gas inflexible en la situación actual se debe comparar los resultados del Escenario 1 (escenario base), con el Escenario 2. De la misma manera, la comparación entre el Escenario 3 y el Escenario 4 permite comparar los efectos de la declaración de gas inflexible frente a una situación sin problemas de transmisión. Por otro lado, la comparación del Escenario 1 con el Escenario 3 permite analizar los efectos producidos por la liberación de las congestiones de transmisión. Y finalmente, la comparación del Escenario 2 con el Escenario 4 permite analizar los efectos del gas inflexible y la liberación de las congestiones de transmisión.

3.1 Despacho por tecnología

En esta subsección se analizó para los diferentes escenarios el despacho agrupado por tecnología. Los resultados de participación porcentual de la generación durante las cuatro semanas modeladas se pueden observar en la Figura 12.

Figura 12. Despacho por tecnología para cada uno de los escenarios de corto plazo



Fuente: Valgesta

Como se puede observar, el efecto producido por la declaración de gas inflexible en los escenarios de transmisión proyectada no es significativo. Al comparar el Escenario 2 con el Escenario 1, prácticamente no se observan diferencias en la participación de las tecnologías, sin producirse un cambio que sea mayor al 0,2% de la generación mensual para ninguna tecnología.

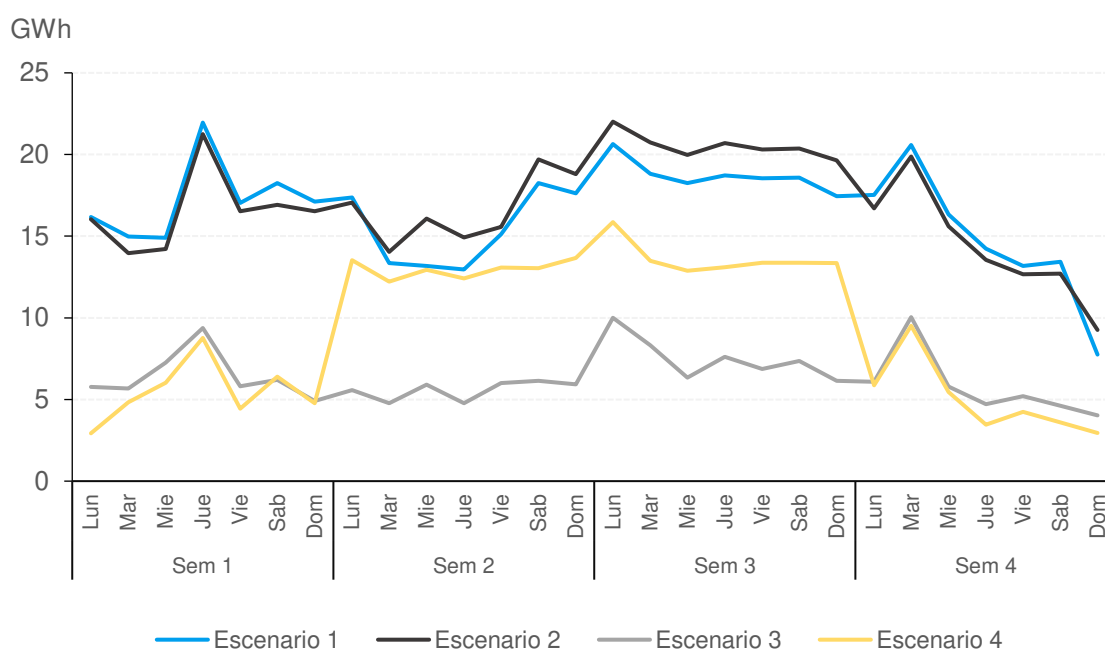
Por otro lado, al comparar el Escenario 4 con el Escenario 3, se logran apreciar ciertos cambios. Se produce un aumento en la participación de GNL debido a la declaración de gas inflexible, aumento que se encuentra por sobre un 1%. De manera similar, se produce una disminución en la generación de centrales a carbón.

Por último, al analizar el impacto que genera la disminución de las congestiones en el sistema de transmisión, se logran observar cambios más significativos en el despacho por tecnología. Al comparar el Escenario 3 con el Escenario 1, se observa un claro aumento en la participación de centrales a carbón (+4%), así como un aumento en la participación de las centrales solares (+1%) y eólicas (+1%) (la explicación para esto último se encuentra en la disminución de los vertimientos que se analiza en una subsección propia), y una disminución en la participación de GNL (-4%). El aumento en la generación a carbón se explica por la disminución en los problemas de transmisión que permite al sistema hacer uso de centrales de esta tecnología de menor costo variable ubicadas en la zona norte, centrales que anteriormente veían mermada su operación debido al exceso de

generación renovable producida por los problemas de transmisión. En efecto, al comparar el Escenario 4 versus el Escenario 2, se observa el mismo efecto ya mencionado para los Escenario 3 versus el Escenario 1.

En la Figura 13 se presenta la generación diaria proyectada a partir de gas para cada uno de los escenarios. Como se puede observar al comparar los Escenarios 2 y 4 con los Escenarios 1 y 3 respectivamente, durante la segunda y tercera semana existe un aumento en la generación a partir de gas, debido a la declaración de gas inflexible. Este aumento es especialmente significativo para el Escenario 4 (comparado con el Escenario 3).

Figura 13. Despacho de centrales a gas diario proyectado para cada escenario



Fuente: Valgesta

A pesar de ello, en ambas comparaciones se observa una inversión de la situación durante las semanas sin declaración de gas inflexible. Es decir, durante la primera y cuarta semana se observa un leve incremento de generación a partir de gas en los Escenarios 1 y 3 con respecto a los Escenarios 2 y 4 respectivamente. Esto se debe a la mayor disponibilidad de agua en los embalses producida por la generación aumentada de gas durante la segunda y tercera semana.

3.2 Costos marginales

En la Figura 14 y en la Figura 15 se presentan los costos marginales promedios diarios para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV respectivamente, para cada uno de los cuatro escenarios. Es posible observar el importante efecto que produce la disminución de las congestiones de transmisión en el sistema al comparar los Escenarios 1 y 2 con los Escenarios 3 y 4, respectivamente.

Ahora bien, este efecto se produce en sentidos contrarios para cada una de las barras presentadas. Por un lado, para Quillota 220 kV implica una disminución relevante de los costos marginales promedios, disminución de un 15% durante las cuatro semanas consideradas en el Escenario 3 en comparación al Escenario 1. Por otro lado, para Crucero 220 kV implica un aumento en los costos marginales de un 12% en el Escenario 3 en comparación al Escenario 1.

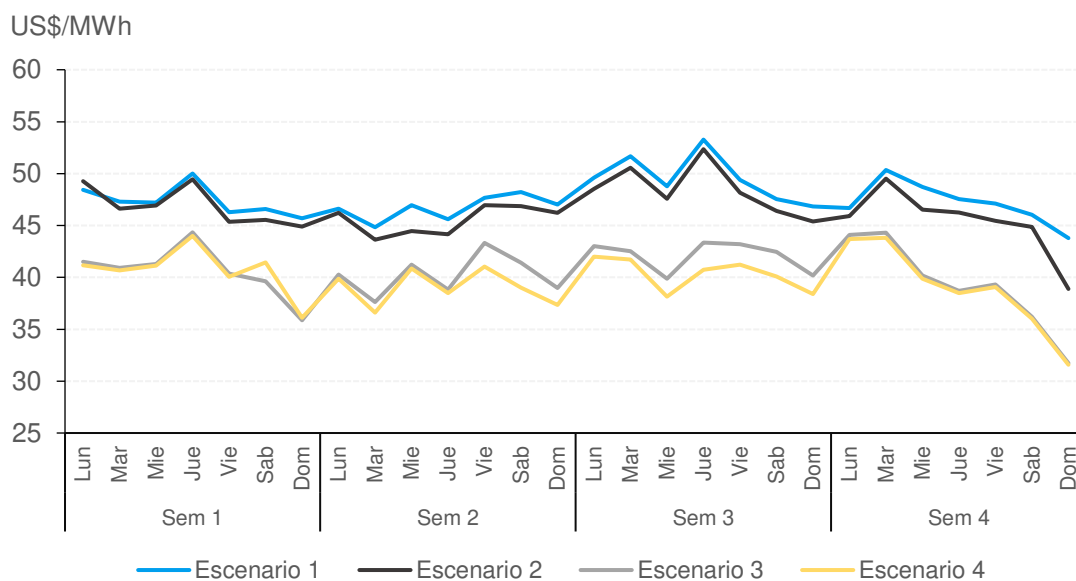
La razón para estos efectos en sentidos contrarios se encuentra en la congestión en el sistema de transmisión proyectada en el tramo Cardones – Polpaico. Los altos niveles de generación renovable en la Zona Norte, especialmente solar en el horario diurno, producen congestión en las líneas. Esto a su vez impide la transmisión de energía de bajo costo de la Zona Norte del país a la zona Centro-Sur, llevando los costos marginales en la Zona Norte a niveles inferiores a los observados en la Zona Centro-Sur. Debido al aumento en la capacidad de las líneas, es posible transportar una mayor cantidad de energía a la zona sur, acoplando ambos sistemas y por ende desplazando los costos marginales en la Zona Sur a la baja y en la Zona Norte al alza.

Por otro lado, la declaración de gas inflexible produce un efecto a la baja en los costos marginales para ambas barras. Esto es especialmente apreciable durante la segunda y tercera semana en la que se declara gas inflexible. Al comparar el Escenario 2 con el Escenario 1, se puede observar una disminución en los costos marginales promedio de las cuatro semanas de un 2% en Quillota 220 kV y de un 5% en Crucero 220 kV. La disminución es más marcada en la Zona Norte, nuevamente debido a los problemas de transmisión, los que se ven aumentados con la entrada de gas inflexible.

Al comparar el Escenario 4 con el Escenario 3, se observa una disminución en los costos marginales promedios proyectados de un 2% tanto en Quillota 220 kV como en Crucero 220 kV.

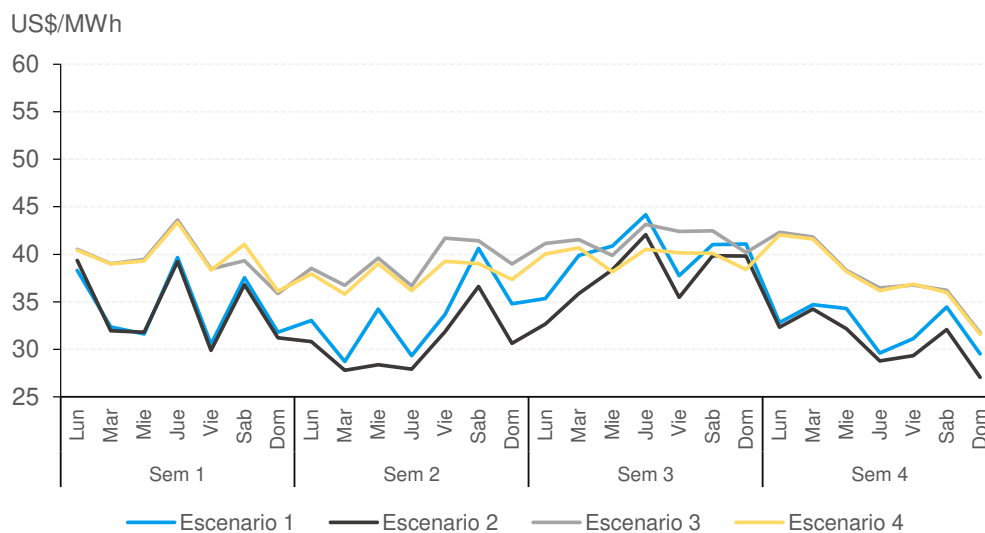
También, resultados muestran que en los tres escenarios distintos al Caso Base presentan costos marginales inferiores. Como se puede observar en la Figura 14 para la barra Quillota 220 kV, donde se observan disminuciones de -2%, -15% y -17%, de los escenarios 2,3 y 4 respecto del Caso Base. En el primer caso dicha disminución se explica por el GNLI, en el segundo caso por transmisión y el tercer caso por GNLI y transmisión robusta.

Figura 14. Costos marginales promedios diarios para ambos escenarios de corto plazo en Quillota 220 kV



Fuente: Valgesta

Figura 15. Costos marginales promedios diarios para ambos escenarios de corto plazo en Crucero 220 kV

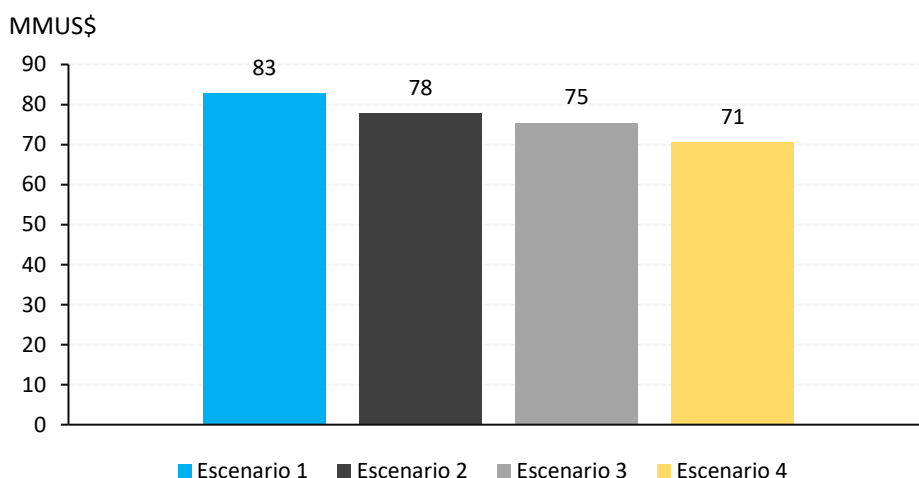


Fuente: Valgesta

3.3 Costos operativos térmicos

Por otra parte, es de gran relevancia el costo de operación del sistema, dado que uno de los objetivos del CEN es “garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico” [7]. En la Figura 16 se puede observar el costo operativo térmico proyectado durante las cuatro semanas.

Figura 16. Costo operativo térmico durante las cuatro semanas para los cuatro escenarios



Fuente: Valgesta

Como se puede observar, tanto la declaración de gas inflexible como la disminución de las congestiones en el sistema de transmisión disminuyen los costos operativos del sistema. La disminución observada en el Escenario 2 con respecto al Escenario 1 es de 5 MMUS\$, o un 6% del costo operativo para el Escenario 1.

Al realizar esta misma comparación entre el Escenario 4 y el Escenario 3, se reconoce una disminución de 4 MMUS\$, o un 5% del costo operativo para el Escenario 3.

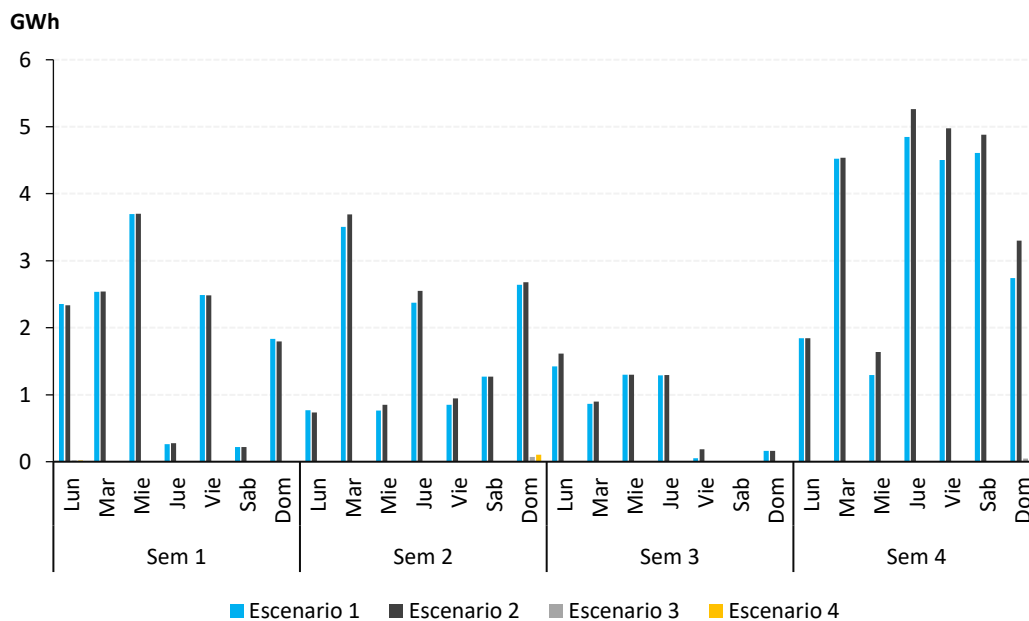
Además, si se comparan los escenarios 3 y 1 (sin gas inflexible), se observa una disminución de los costos operacionales de un 10% y al comparar el escenario 4 con el escenario 2 (con gas inflexible) se observa una disminución del 9%.

3.4 Vertimientos de ERV

El vertimiento diario para los cuatro escenarios de corto plazo se puede observar en la Figura 17. En primer lugar, es relevante recalcar el carácter variable del vertimiento, debido a las diferencias diarias y horarias en la disponibilidad de los recursos solares y eólicos. A pesar de ello, se pueden observar dos principales resultados. El primero es que los Escenarios 3 y 4, con capacidad duplicada en el sistema de transmisión, prácticamente no presentan vertimientos.

El segundo, es que para el Escenario 1 los vertimientos son del 2,8% y para el Escenario 2 del 3%, para el periodo en estudio. Se puede concluir que el gas inflexible genera un impacto de +0,2%, es decir, un valor no significativo.

Figura 17. Vertimientos diarios para los cuatro escenarios de corto plazo



Fuente: Valgesta

4 Modelación de largo plazo del SEN

La incorporación de la nueva norma técnica de GNL, tal como se ha propuesto, podría afectar la disponibilidad de GNL en el sistema en el largo plazo, y la decisión de compra de GNL por parte de los agentes del mercado. Esto considerando que la nueva propuesta de Norma Técnica incluye hasta el momento un Estudio de Proyección de Generación de Unidades de GNL, según el cual “la condición de suministro del GNL descrito podrá ser inflexible siempre que no se supere el Volumen Máximo Trimestral (del Estudio) de la empresa generadora GNL” [8]. De esta manera, el estudio definirá un máximo volumen de GNL a partir del cual no se podrá declarar gas inflexible.

Todos los años el CEN realiza un estudio [1] donde realiza una comparación *ex-post* entre las proyecciones de consumo de GNL y lo que efectivamente se consumió en el año simulado. Utilizando los resultados entregados por el CEN en estos estudios, se puede extraer que la proyección fue en promedio un 50% menor a lo efectivamente consumido.

Considerando lo recién mencionado, se modelaron dos escenarios que permitieron revisar los efectos que podría tener una disminución en la disponibilidad de GNL del 50% (caso pesimista). Lo anterior se considera como un *worst-case scenario* frente a la incorporación de la NT de GNL, versus a como se encuentra hoy, suponiendo que las empresas importadoras podrían decidir comprar exclusivamente los volúmenes proyectados por estos estudios, de manera de poder mantener la condición de inflexibilidad y con ello asegurar el despacho de sus centrales.

Es importante recalcar que el Escenario de GNL Reducido contempla un escenario plausible extremo, por lo que entre ambos escenarios existe una banda de posibles resultados que podría tener la normativa futura, que varía entre el escenario Base y el extremo presentado.

De esta manera, los dos escenarios considerados son:

- a. **Escenario Base:** Disponibilidad de GNL proyectada por Valgesta (ver anexos para más información sobre la disponibilidad proyectada)
- b. **Escenario GNL Reducido:** Escenario con una disponibilidad de GNL reducida en un 50%, con respecto al escenario Base

Ambos escenarios son estudiados en un horizonte de evaluación de 10 años (2021 – 2030). Los supuestos de base serán considerados iguales para ambos escenarios. De este modo, se considera para ambos casos la misma expansión del parque generador y de transmisión, así como los precios de los combustibles. Otros elementos relevantes considerados en estas modelaciones incluyen un

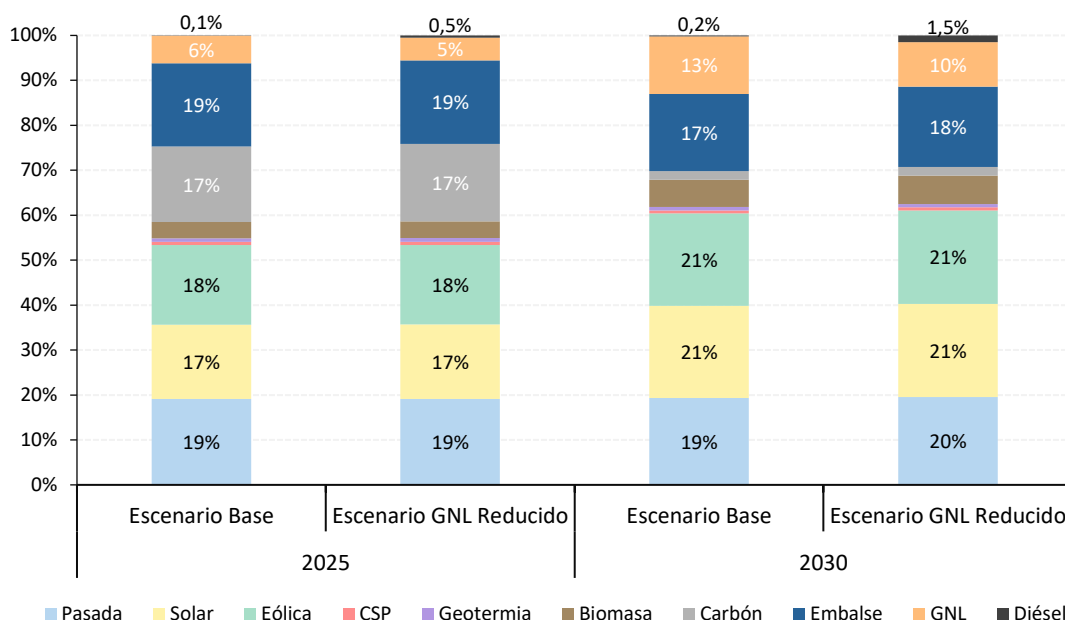
proceso de cierre de centrales a carbón que finaliza el año 2030, y una proyección de la demanda que asume un crecimiento porcentual promedio de 2,9% durante el período de estudio.

A continuación, se presentan los resultados de ambos escenarios, con sus respectivos análisis y conclusiones al respecto. Se revisan en esta sección las diferencias en el despacho por tecnología, los costos marginales, el costo de operación del sistema y además los vertimientos de ERNC para ambos escenarios.

4.1 Generación proyectada por tecnología

En esta subsección se analizó la diferencia en el despacho por tecnología entre ambos escenarios. En la Figura 18 se puede observar la participación por tecnología para ambos escenarios en el año 2025 y en el año 2030. Al observar el avance temporal de la matriz de la generación, en ambos escenarios se puede apreciar una relevante disminución en la participación de las plantas a carbón, las cuales pasan de 17% de participación en su generación a un 2% de generación durante el año 2030. Esta disminución en la generación a carbón – debido al proceso de descarbonización – provoca un creciente aumento en la participación de otras tecnologías al año 2030. Se puede observar también de la Figura 14, que al año 2030 la participación en generación solar alcanza un 21%, la eólica también un 21% y las centrales en base a GNL un 10% en el escenario de GNL Reducido. Para el caso Base se llega a un 13% de participación de GNL en el año 2030. Este aumento de la generación de GNL es relevante en la matriz nacional y permite reconocer la importancia que este combustible tendrá en el corto plazo y mediano plazo.

Figura 18. Participación por tecnología en la generación para cada escenario en el año 2025 y 2030

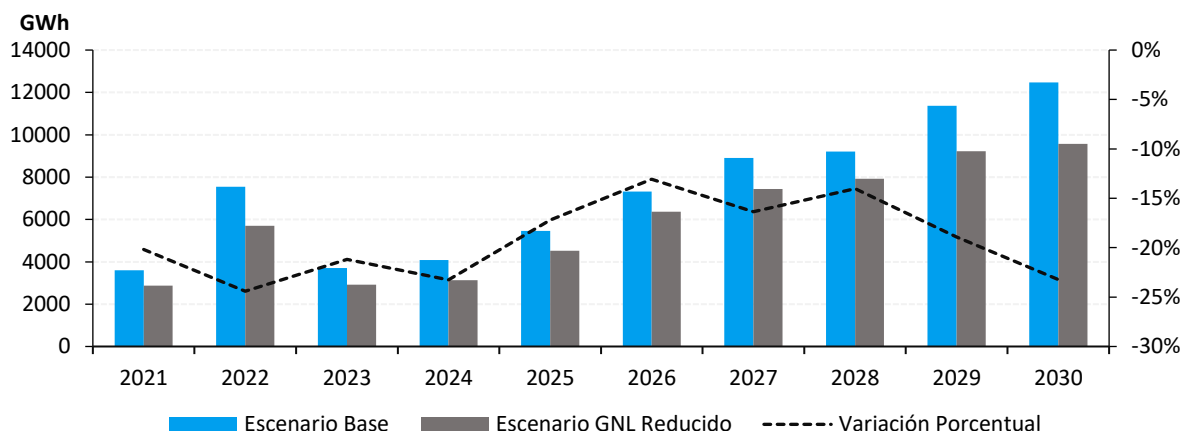


Fuente: Valgesta

Por otro lado, se pueden observar diferencias entre ambos escenarios en ambos años principalmente en la participación de centrales en base a GNL y en base a Diésel. La disminución en la disponibilidad de GNL en el escenario de GNL Reducido disminuye la capacidad de generación de estas plantas. Es relevante mencionar que la disminución de 50% de disponibilidad de GNL supuesto para este escenario no implica una disminución del 50% en la generación (sino más bien del 23%), dado que las plantas en base a este combustible tienen una mayor capacidad de generación, es decir, no se encuentran generando a tiempo completo.

En la Figura 19 se puede observar la generación anual de centrales en base a GNL anual esperada para cada uno de los escenarios. Para el escenario GNL Reducido, la disminución en la generación a partir de GNL se observa en todos los años, siendo en promedio un 19% menor en el escenario de GNL Reducido.

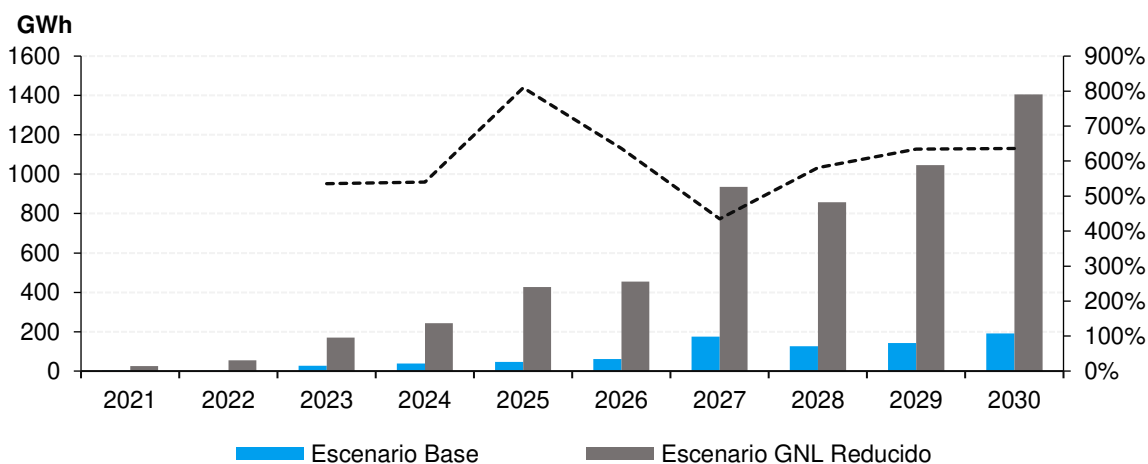
Figura 19. Generación en base a GNL para ambos escenarios y variación porcentual con respecto al escenario Base



Fuente: Valgesta

Esta disminución en la generación de centrales a gas, en ambos escenarios, produce a su vez un aumento en la generación de centrales en base a Diésel. En la Figura 20 se puede observar el despacho en base a Diésel para ambos escenarios y la variación porcentual entre el escenario Base y el escenario de GNL Reducido. No se presenta la diferencia porcentual en los primeros dos años de estudio debido a que la generación proyectada para el escenario Base es despreciable y por lo tanto la diferencia porcentual pierde valor representativo. La diferencia promedio observada desde el año 2026 hasta el año 2030 entre ambos escenarios es de un 584%, es decir, en el escenario de GNL reducido se utiliza sobre cinco veces el combustible Diésel utilizado en el escenario Base.

Figura 20. Generación en base a Diésel para ambos escenarios y variación porcentual con respecto al escenario Base



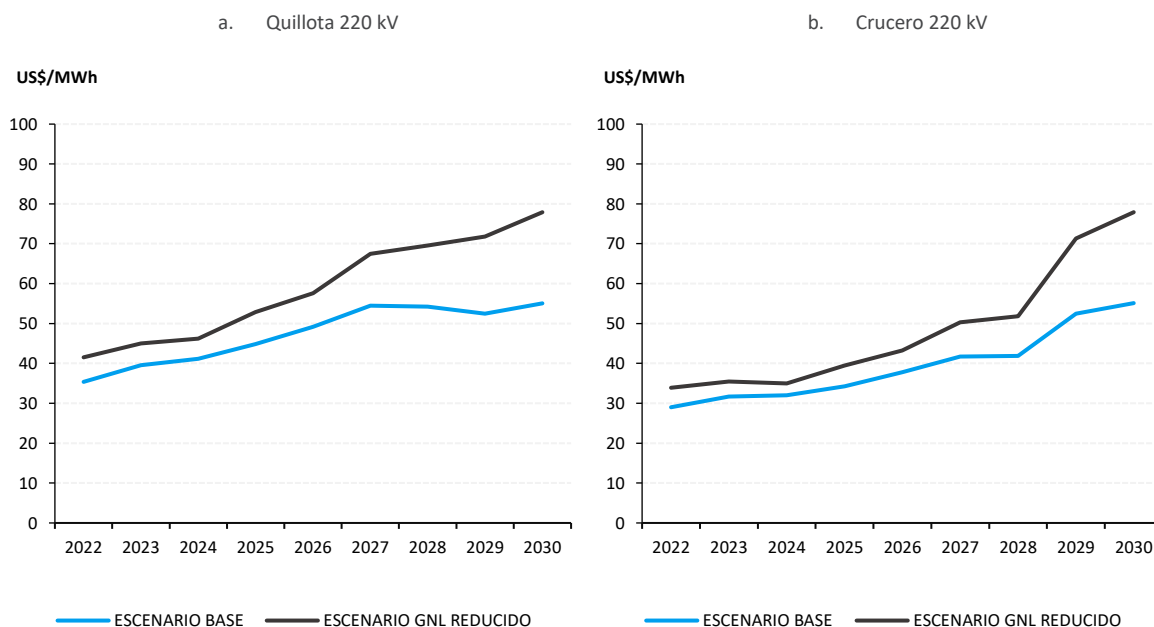
Fuente: Valgesta

4.2 Costos marginales proyectados

Esta subsección analiza el efecto en los costos marginales promedio para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV para ambos escenarios mencionados anteriormente. Estas barras fueron escogidas debido a la representatividad que tienen en el SEN para las zonas del Norte Grande y Centro respectivamente. En la Figura 21, se pueden observar los costos marginales anuales promedios para ambas barras y para cada uno de los escenarios.

Como se puede observar, se produce una diferencia relevante en los costos marginales de ambas barras para los dos escenarios modelados. La diferencia promedio anual entre ambos escenarios es de 10,9 US\$/MWh para Quillota 220 kV y de 8,7 US\$/MWh para Crucero 220 kV. Al mismo tiempo, se puede observar que existe un aumento paulatino en la diferencia entre los costos marginales, llegando a ser de 22,8 US\$/MWh el último año para ambas barras, es decir, un aumento de alrededor de un 41%.

Figura 21. Costos marginales promedios anuales, para cada escenario, Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, 2021-2030

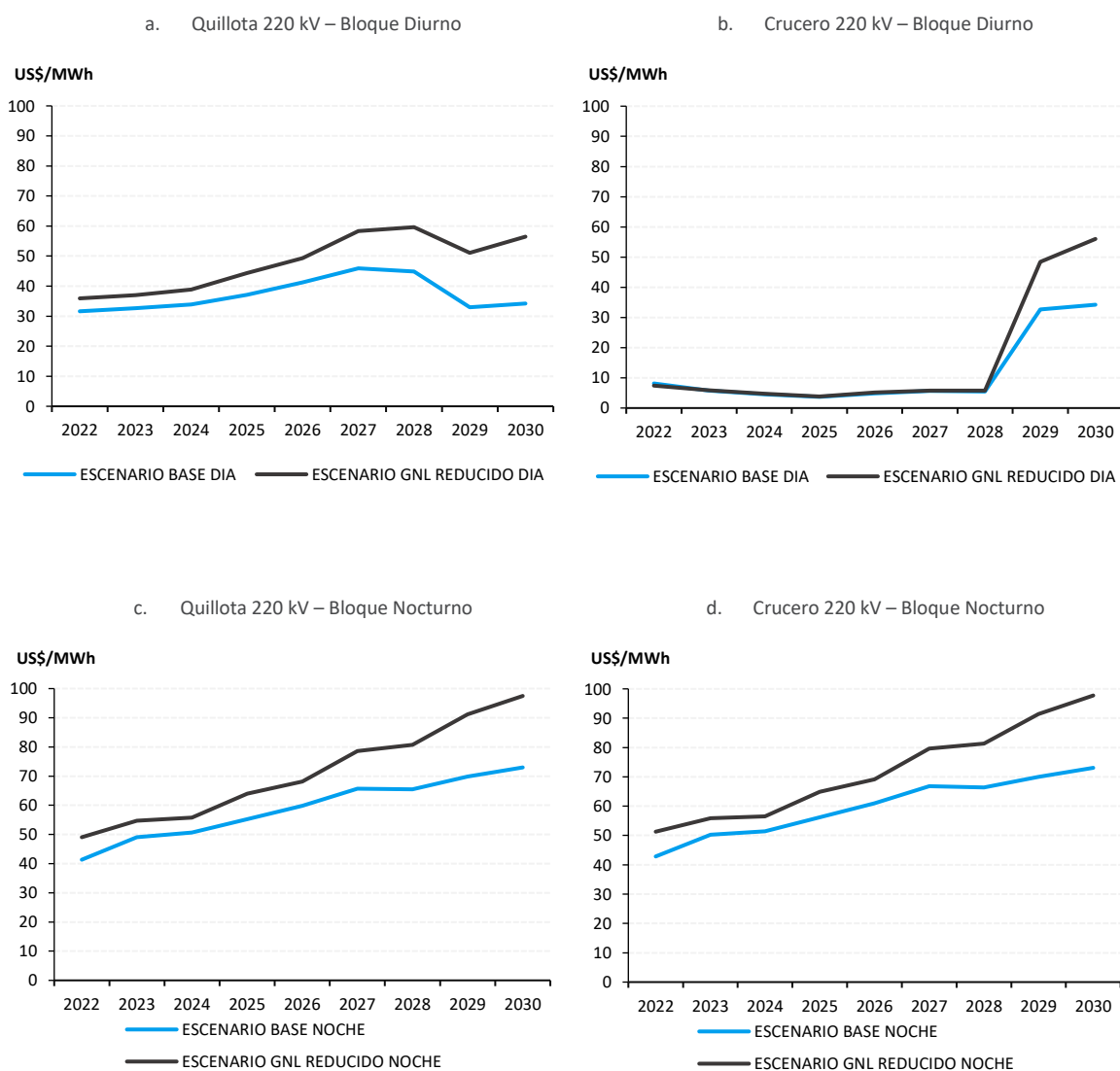


Fuente: Valgesta

Además, en la Figura 22 se presentan las diferencias analizadas en los costos marginales durante un bloque solar y un bloque nocturno, para los resultados promedios anuales. Se puede observar una diferencia entre ambos escenarios y para ambos bloques en Quillota 220 kV, pero solo para el bloque nocturno en el caso de Crucero 220 kV.

Durante el bloque diurno para Crucero 220 kV, se puede observar que desde el año 2022 hasta el año 2028, las diferencias entre ambos escenarios se ven drásticamente reducidas. Hasta el año 2028, se prevé que los problemas de congestión en las líneas de transmisión sean un tema relevante en el SEN, hasta la entrada en operación de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, la cual evitaría el desacople eléctrico entre los subsistemas del Norte y del Centro y permitiría el flujo de energía, principalmente solar, desde su generación en el Norte hacia el consumo del Centro.

Figura 22. Costos marginales promedios anuales, para cada escenario, Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, 2021 - 2030



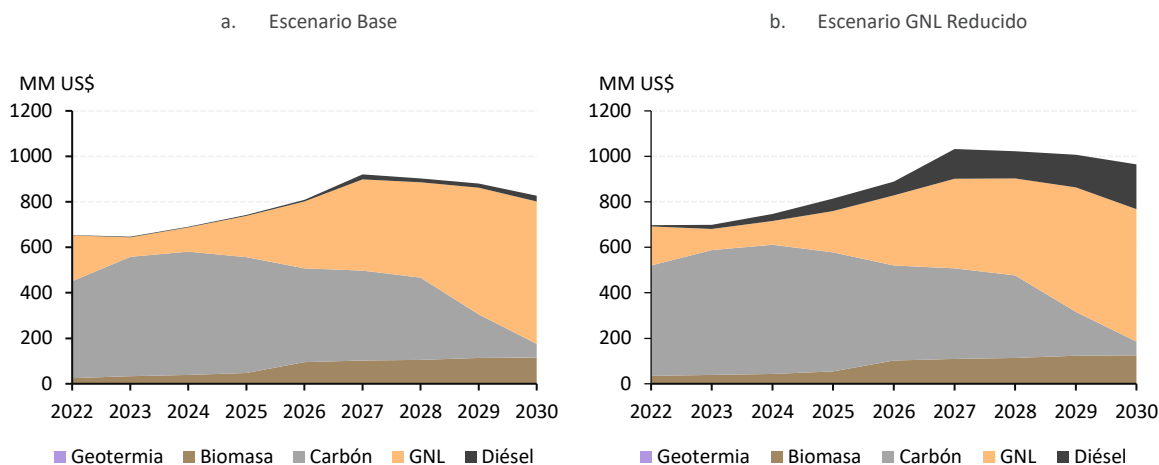
Fuente: Valgesta

4.3 Costo operativo térmico

Debido al efecto observado en la subsección anterior sobre la disminución de la disponibilidad de GNL, es de esperar que se genere un importante impacto en el costo operativo térmico. Estos efectos son los que se presentan en la presente subsección. En la

Figura 23 se presenta el costo operativo térmico para ambos escenarios agrupado por tecnología. A partir de esta figura es posible reconocer el aumento en los costos de operación, principalmente para el escenario GNL Reducido, debido a la generación en base a Diésel. Sin embargo, es relevante resaltar la mayor participación en los costos de esta tecnología con respecto a la participación de su generación, lo que es producido por los altos costos de este combustible.

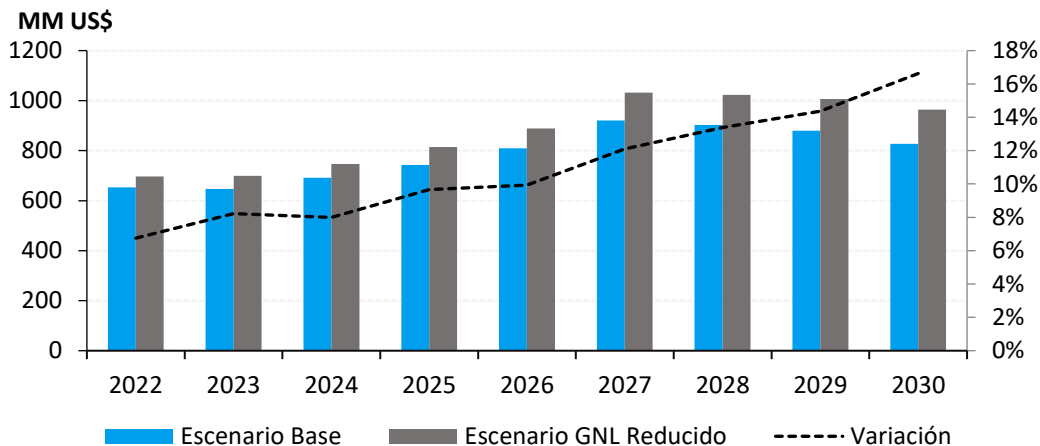
Figura 23. Costo de operación térmico agrupado por tecnología para cada escenario



Fuente: Valgesta

Por otro lado, en la Figura 24 se presenta el costo total para ambos escenarios y su variación porcentual. Como es de esperar, el escenario de GNL Reducido implica un aumento en los costos de operación con respecto al escenario Base, esto debido principalmente al aumento en la generación en base a Diésel. Esta diferencia llega a ser de un 17% por sobre el escenario Base en el año 2030, lo que implica un aumento de 137 MMUS\$. El aumento acumulado proyectado en costos para el escenario de GNL Reducido con respecto al escenario Base desde el año 2022 hasta el año 2030 es de 801 MMUS\$, lo que es equivalente a un 11% del costo durante estos años para el escenario Base.

Figura 24. Costo de operación térmico por escenario y variación porcentual con respecto al escenario Base

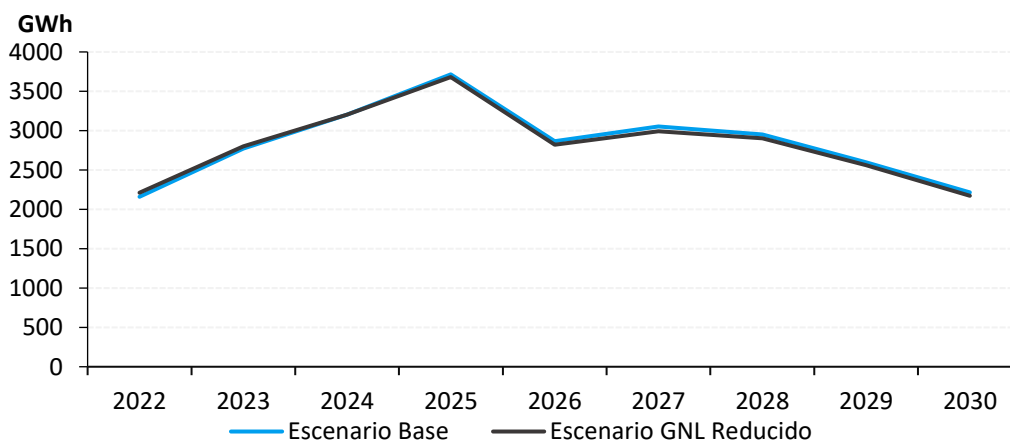


Fuente: Valgesta

4.4 Vertimientos de ERNC

Es relevante además considerar los impactos que podría tener la disminución de disponibilidad de GNL en la cantidad de energía proveniente de fuentes de ERNC vertidas. El vertimiento de energía renovable hace referencia a aquella energía disponible para la generación que por alguna razón no es posible ser inyectada al sistema. Es decir, es una disminución con respecto a la posible generación para las centrales de ERNC. En el pasado, la principal razón para estos vertimientos han sido los problemas de transmisión, como ya se ha comentado en el análisis histórico. En la Figura 25 se presentan los vertimientos proyectados esperados anuales para ambos escenarios.

Figura 25. Vertimientos anuales esperados para ambos escenarios



Fuente: Valgesta

Como se puede observar, la diferencia entre ambos casos es mínima, a pesar de la disminución de la disponibilidad de GNL. No obstante, existe una disminución en los vertimientos en el escenario de GNL Reducido en el período 2022-2030 de un 0,7%, lo que es equivalente a 21 GWh en el período completo. Considerando que los vertimientos mensuales durante el año 2020 llegaron a ser de casi 60 GWh durante noviembre, esta diferencia no es de gran relevancia.

5 CONCLUSIONES

En el presente estudio se buscó analizar los impactos del gas inflexible en la operación del SEN. Esto se llevó a cabo revisando la operación histórica de los últimos dos años (2019 y 2020), realizando una modelación de corto plazo con cuatro escenarios y a través de una modelación de largo plazo con dos escenarios.

Del análisis histórico, es posible reconocer que la generación a partir de gas inflexible ha sido durante los últimos años un 33,7% promedio de la generación en base a GNL. Por su parte, al analizar las 27 barras más representativas del SEN, donde se calculó para cada una de ellas la correlación entre sus costos marginales y el despacho de gas inflexible a nivel sistémico para los años 2019 y 2020, se observó que la correlación más alta en magnitud la tiene Puerto Montt 220 kV con un 20,89%. Al ser una correlación positiva esto significa que cuando existe despacho de gas inflexible, el costo marginal de dicha barra tiende al alza, sin embargo, al ser de una magnitud baja no se puede concluir al respecto.

Debido a ello, se analizaron los costos marginales por zona, los vertimientos y la correlación de cada una de estas variables con la generación a partir de gas inflexible para la Zona Norte y Centro. A partir de estos resultados, es posible reconocer que los datos históricos no permiten concluir que la generación a partir de gas inflexible tenga algún efecto significativo en los costos marginales y en los vertimientos a nivel sistémico. Esto se debe principalmente al carácter multifactorial del SEN, en el cual el despacho de gas inflexible no es más que uno de muchos factores relevantes que afectan el despacho, tales como la disponibilidad de recursos renovables (lo que incluye recursos variables como la energía solar y tradicionales como los recursos hídricos) o los cambios en el sistema de transmisión.

Debido a esto, se desarrolló una modelación de corto plazo que permitiera revisar el efecto del despacho de centrales a gas en situación de inflexibilidad, considerando además el efecto que presentan las congestiones de transmisión. Esto a través de cuatro diferentes escenarios que difieren en el reforzamiento del sistema de transmisión y la generación a partir de gas inflexible.

De los resultados obtenidos para los cuatro escenarios de modelación de corto plazo, se observa el efecto en los costos marginales de ambas variables (transmisión y gas inflexible). De estos resultados se puede observar que el efecto del gas inflexible aumenta en la Zona Norte debido al problema de transmisión (es mayor la diferencia al comparar el Escenario 2 con el 1 que el Escenario 4 con el 3). Esto permite reconocer el impacto que el sistema de transmisión está teniendo en el sistema. Por otro lado, también se observó que el efecto en los vertimientos se debe más bien al sistema de

transmisión, considerando que tanto para los Escenarios 3 y 4 los vertimientos eran prácticamente despreciables.

Por último, se desarrolló una modelación de largo plazo que permitió reconocer los posibles efectos de la implementación de la modificación de la NT de Gas Natural Regasificado que se encuentra en discusión. Para ello se tomó en consideración un escenario pesimista con una reducida disponibilidad de gas natural asociada a las proyecciones realizadas por el CEN en el pasado, con el fin de entregar una banda de escenarios plausibles.

A partir de esta modelación se pudo reconocer la relevancia que toma la generación a partir de gas natural, llegando en el Escenario Base a ser el 13% de la generación del año 2030. Es justamente debido a esto, que la disminución en la disponibilidad de GNL impacta de manera significativa en el despacho del sistema, los costos marginales y el costo operativo. La relevancia del impacto se puede reconocer en la diferencia de un 17%, o 137 MMUS\$, en el costo operativo para el año 2030 en los escenarios proyectados.

Por otro lado, la disminución en la disponibilidad de GNL no impacta de manera significativa en los vertimientos proyectados en el largo plazo, presentando el Escenario GNL Reducido una disminución de solo 0,7% en los vertimientos con respecto al Escenario Base.

6 ACRÓNIMOS

Tabla 6 Acrónimos

Sigla	Definición
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GNL	Gas Natural Licuado
NT	Norma Técnica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio Comparativo de la Generación de Unidades GNL,» 2019-2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/implementacion-norma-tecnica-gnl/estudio-comparativo-de-la-generacion-de-unidades-gnl/>. [Último acceso: Junio 2021].
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, «Antecedentes de Cálculo para las Transferencias Económicas,» 2019-2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>. [Último acceso: Junio 2021].
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Generación Real del Sistema,» 2019-2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>. [Último acceso: Junio 2021].
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Mensual Coordinador Eléctrico Nacional - Mayo 2019,» Mayo 2019. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/06/Informe-Mensual-CNE-May19.pdf>. [Último acceso: Junio 2021].
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional, «Costos marginales de energía,» 2019-2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/costos-marginales-de-energia/>. [Último acceso: Junio 2021].
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional (ex Informe Mensual a la CNE),» 2019-2020. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/>. [Último acceso: Junio 2021].
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, «Objetivos y Funciones,» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/nosotros/objetivos-y-funciones/>. [Último acceso: 15 06 2021].
- [8] Comisión Nacional de Energía, [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/Sesi%C3%B3n-N%C2%BA7-NT-GNL.pdf>. [Último acceso: junio 2021].

- [9] Comisión Nacional de Energía, «ITD PNCP enero 2021,» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/02/ITD-PNCP-Ene21.pdf>. [Último acceso: junio 2021].
- [10] Energy Information Administration, enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo20/>. [Último acceso: junio 2021].
- [11] Comisión Nacional de Energía, «Sesión 6 NT GNL,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/procesos-normativos/>. [Último acceso: Junio 2021].

8 ANEXOS

8.1 Supuestos de modelación

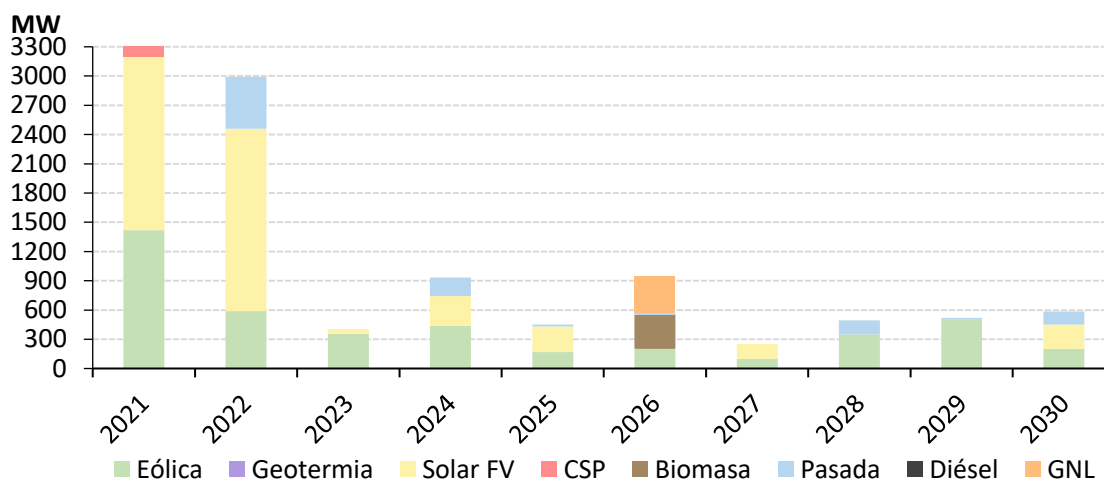
En el presente capítulo se presentan los datos de entrada correspondientes a los supuestos de ambos escenarios de largo plazo considerados. Dichos datos corresponden a planes de obras de expansión de generación y transmisión, proyección de precios de combustibles, plan de retiro de unidades a carbón, proyección de demanda y disponibilidad proyectada de gas natural.

El Escenario Base considerado fue elaborado sobre la base de supuestos de desarrollo futuro que se consideran representativos y plausibles, de acuerdo con la información considerada y disponible al inicio del 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 enero de 2021 [9], preparados por la Comisión Nacional de Energía (CNE); información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN); e información relevante del mercado eléctrico. Adicionalmente, se considera el criterio y experiencia del Consultor.

8.1.1 Plan de obras de expansión de la generación

En la Figura 26 se muestra la capacidad instalada adicional, en términos anuales, considerada en el plan de obras de expansión de generación.

Figura 26. Plan de obras de expansión de la generación



Fuente: Valgesta

8.1.2 Plan de obras de expansión de la transmisión

El plan de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Plan de obras de transmisión del SEN

Fecha de ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x1500
feb-22	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóndores 2x220 kV: primer circuito	1x260
feb-22	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
abr-22	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
nov-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260
nov-22	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
nov-22	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
nov-23	Aumento de capacidad Línea Cautín - Ciruelos 2x220 kV	2x420
jul-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x1500
jun-23	Nueva Línea Itahue - Mataquito 2x220 kV	2x485
jul-24	Aumento de capacidad Línea Alto Jahuel - Lo Aguirre 2x500 kV	2x3000
ago-24	Nueva Línea Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa 2x220 kV	2x500
ago-24	Nueva Línea Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui 2x220 kV	2x485
ene-25	Nueva Línea Parinas - Likanantai 2x500 kV	2x1700
ene-29	Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	1x3000(MW)
ene-30	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1700
ene-30	Nueva Línea Entre Ríos - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x1700
ene-30	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x1700
ene-30	Nueva Línea Illapa - Cumbres 1x220 kV	1x400

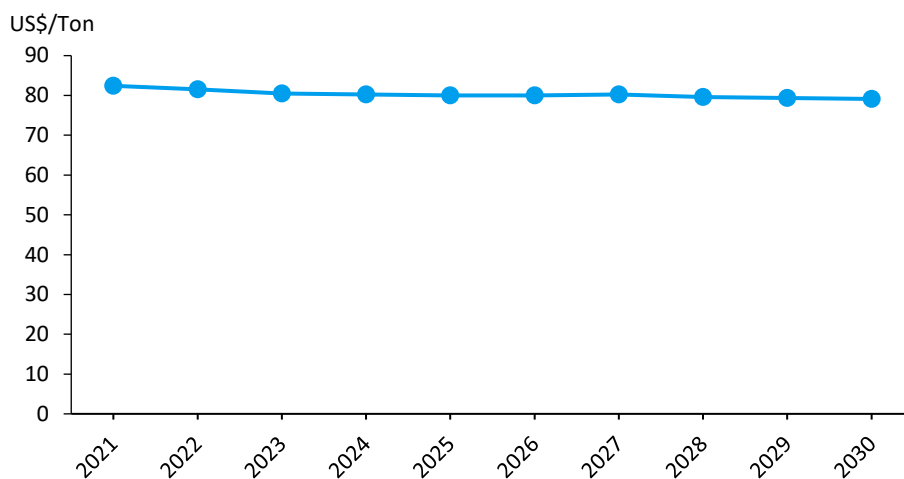
Fuente: CNE, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta

8.1.3 Proyección de precios de combustible

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 2020 [10].

La proyección para el precio del carbón térmico en Chile se determinó 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. Dicha proyección se muestra en la Figura 27.

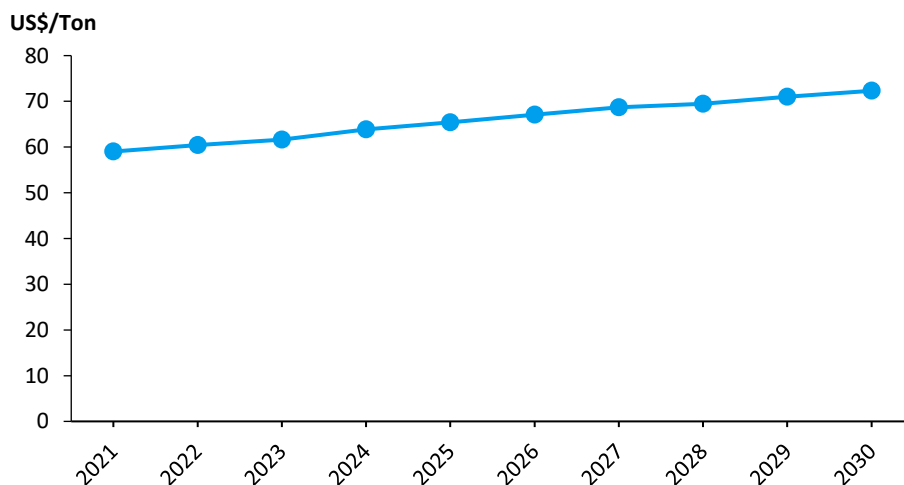
Figura 27. Proyección del precio del carbón térmico en Chile



Fuente: Valgesta

La proyección para el precio del petróleo crudo WTI se presenta en la Figura 28.

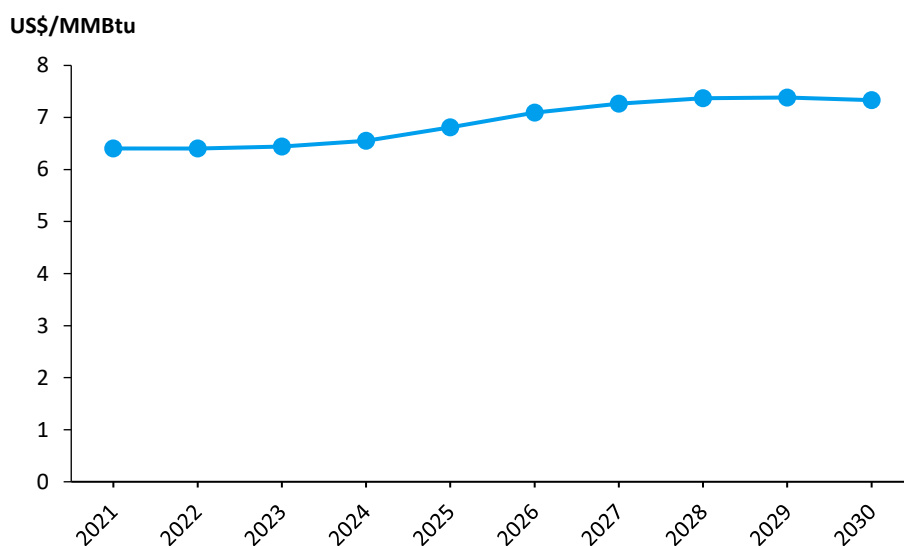
Figura 28. Proyección del precio del petróleo crudo WTI



Fuente: Valgesta

El precio proyectado para el gas natural en Chile se determinó a partir del 115% de la proyección del precio en Henry Hub más 3,5 US\$/MMBtu por concepto de cargos estimados de licuefacción, transporte y regasificación. La Figura 29 muestran la proyección del gas natural en Chile considerada.

Figura 29. Proyección del precio del gas natural en Chile



Fuente: Valgesta

8.1.4 Plan de cierre de centrales a carbón

Este plan de cierre considera una primera etapa correspondiente al plan de cierre anunciado por el Ministerio de Energía junto con algunas modificaciones que responden a anuncios más recientes. Se incluye la salida de la unidad Bocamina 2 en el año 2022.

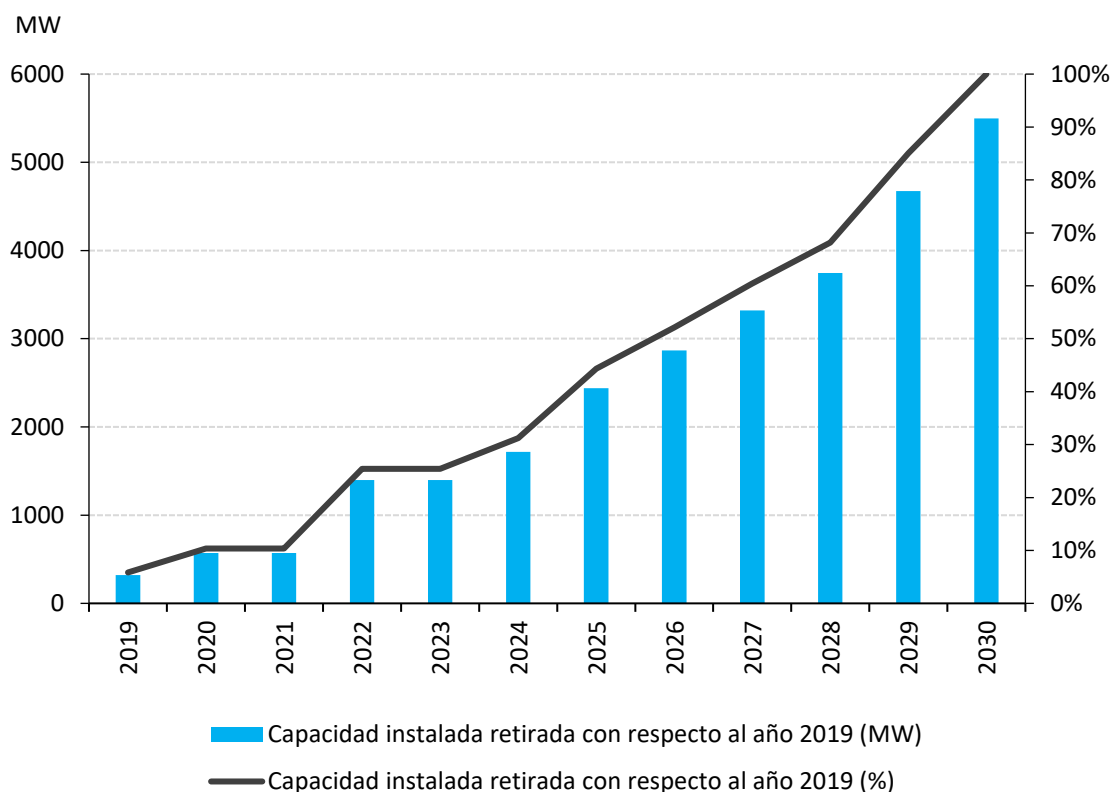
Posteriormente, para una segunda etapa se elaboró un plan de cierre considerando la evaluación de múltiples aspectos relevantes, estos tienen relación con el impacto de retirar cada central eléctrica de carbón.

Entre las variables consideradas en la evaluación, se encuentran los años de operación, contaminantes globales y locales, impacto tarifario (RGL), impacto laboral, reducción del factor de

intensidad de acuerdo con el acuerdo de Chile con el pacto de París y restricciones de contratos de suministro que están asociados a centrales a carbón.

La Figura 30 muestra el plan de descarbonización considerado.

Figura 30. Proyección de capacidad retirada de centrales a carbón

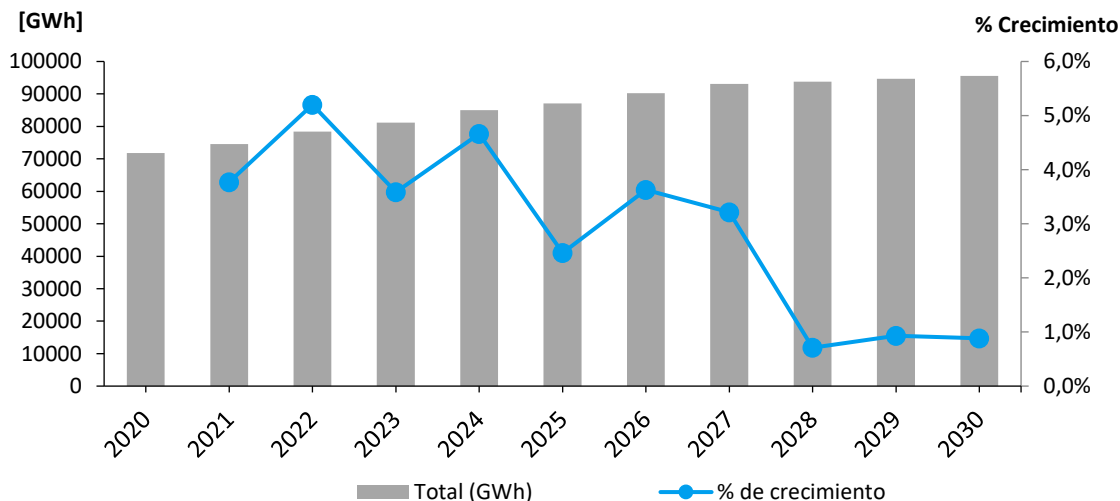


Fuente: CNE, Valgesta

8.1.5 Proyección de demanda

La proyección de la demanda para el Sistema Eléctrico Nacional está basada en las estimaciones del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039, de enero 2020, preparado por la Comisión Nacional de Energía. Dicha proyección se presenta en la Figura 31.

Figura 31. Proyección de demanda para el SEN

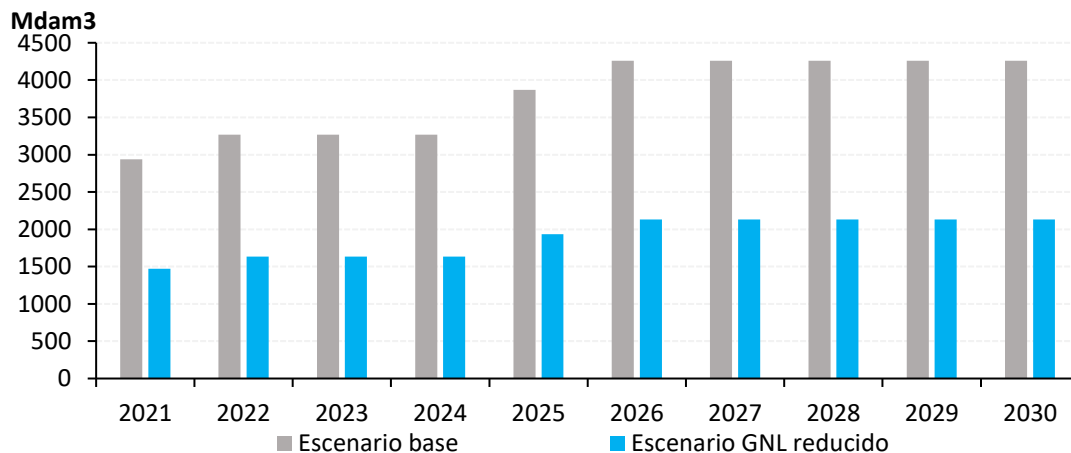


Fuente: Valgesta

8.1.6 Disponibilidad proyectada de gas natural

La disponibilidad proyectada de gas natural para las centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que emplean dicho combustible, desde el año 2021 hasta el año 2030. En la Figura 32 se muestra el volumen disponible proyectado para el Escenario Base y para el Escenario GNL Reducido.

Figura 32. Proyección de disponibilidad de GNL para el Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Valgesta