



# **Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional: enero 2020 a marzo 2021**

**BdE Spa\***

Abril de 2021

\* Estudio financiado por HidroMaule, GPE, Eléctrica Puntilla, Besalco y Energía Llama.



## Resumen

El gas natural licuado (GNL) es una importante fuente de energía primaria en la producción de electricidad en Chile. En 2019, el 8,4% de la generación de electricidad provino de este combustible, mientras que en 2020 alcanzó a 7,0%<sup>1</sup>. Los generadores Enel, Colbún, y G. Metropolitana se abastecen de GNL para sus centrales termoeléctricas desde el terminal de Quintero, mientras que Engie y Tamakaya lo hacen desde el terminal de Mejillones.

A diferencia de otros combustibles fósiles, el GNL tiene asociada una normativa específica que les permite a los generadores que compran GNL declarar una parte de sus compras en calidad de inflexible, dándoles prioridad en el despacho programado por el Coordinador, respecto del resto del parque generador<sup>2</sup>. La justificación residiría en que la decisión de traer el barco con GNL ya está tomada, siendo inevitable para el generador incurrir en este costo. En buenas cuentas, el GNL ya no tendría un uso alternativo en el mercado local o internacional, de este modo, no usarlo implicaría perderlo; así el GNL gana prioridad de despacho incluso respecto de las centrales de energía renovable.

A fin de evitar cualquier abuso, la misma normativa establece que la condición de inflexibilidad debe ser excepcional y responsabiliza al Coordinador Eléctrico Nacional de su vigilancia. Sin embargo, en la práctica, esta excepcionalidad no ha sido tal. En 2019, según lo muestra un estudio de BdE<sup>3</sup>, más de la mitad del GNL usado en generación fue declarado en modalidad inflexible. Entre enero de 2020 y marzo de 2021, las declaraciones de inflexibilidad también fueron numerosas, alcanzando un promedio de 1,9 MMm<sup>3</sup>/d, el equivalente a una central de 350 MW<sup>4</sup>; el 82% se generó entre enero y agosto de 2020. Por su parte, el 43% del GNL inflexible fue declarado por Colbún, mientras que Enel fue responsable del 29%, Tamakaya del 19% y Engie del 9%.

Este estudio muestra los impactos de corto plazo derivados de las declaraciones de GNL inflexible que se hicieron entre enero de 2020 y marzo de 2021. Para este período, se simuló la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) pero sin la condición de inflexibilidad, es decir, se asume que todo el volumen de GNL disponible tiene un costo de oportunidad, de modo que se despacha sólo el volumen óptimo de gas para el sistema. Los resultados se comparan con la operación que resulta de despachar los mismos volúmenes de GNL que fueron declarados como inflexibles a un costo variable nulo.

Los resultados muestran que la condición de inflexibilidad aumentó la generación en base a GNL y en consecuencia modificó el despacho óptimo de las centrales. En efecto, el aumento de 1.308 GWh de la generación en base a gas natural, reemplazó 1.053 GWh de generación termoeléctrica

---

<sup>1</sup> CNE (2021).

<sup>2</sup> Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, publicada por la Comisión Nacional de Energía en junio de 2019.

<sup>3</sup> BdE (2020a).

<sup>4</sup> Cabe precisar que la generación programada no necesariamente coincide con la operación real, principalmente por cambios en la demanda, disponibilidad de la energía primaria, o bien, por fallas de las centrales.



eficiente, principalmente a carbón, y 255 GWh de producción de las centrales hidroeléctricas con embalse.

La menor generación de las centrales hidroeléctricas con embalse se refleja como una reserva en la forma de volúmenes embalsados adicionales a fines de marzo de 2021. Esta reserva queda disponible para ser generada más adelante y su valor financiero se estima en US\$9 millones.

Si se considera el costo del GNL declarado como inflexible, los menores costos de generar con otras centrales termoeléctricas y el beneficio asociado a la energía adicional embalsada, resulta que la condición de inflexibilidad aumentó el costo total de la operación del sistema interconectado en US\$24 millones, 1,4% por sobre el caso que no considera tal condición.

Las declaraciones de GNL inflexible también deprimieron el costo marginal en la barra Quillota 220 KV, una de las barras principales del sistema, en promedio US\$1,7/MWh, 4% por debajo de un escenario sin inflexibilidad. Las horas de punta del sistema son las más afectadas, con una caída de 2,5 dólares, en promedio 5%. Por su parte, en el 10% de las horas del período, la caída supera el 13%, US\$7,2/MWh.

Los menores precios spot derivaron en US\$36 millones en menores compras de energía de los generadores que compran GNL, un 7% menos de las compras que habrían resultado de no existir la condición de inflexibilidad. Estas menores compras se reflejaron en menores ventas de energía de los generadores excedentarios en el spot, en su mayoría centrales de energía renovable.



## Índice

1. Introducción	5
2. El GNL inflexible bajo la Norma Técnica	5
3. Metodología y bases	6
4. Precios de los combustibles	7
5. Resultados de las simulaciones	7
5.1 Generación por tecnología	8
5.2 Costos del suministro de electricidad	10
5.3 Costos marginales de la energía	11
5.4 Balances físicos y valorizados de las transacciones spot de energía	14
6. Conclusiones	15
Referencias	16

## Tablas

Tabla 1. Generación según tecnología enero 2020 a marzo 2021(en GWh).	8
Tabla 2. Costos variables y de partida-parada según tecnología (millones de US\$).	11
Tabla 3. Costo marginal de la energía en Quillota 220 kV (US\$/MWh).	12
Tabla 4. Compras simuladas de energía en el spot.	15

## Figuras

Figura 1. Precios promedio del GNL y del carbón.	7
Figura 2. Cambios en la generación de las empresas que declararon GNL inflexible.	9
Figura 3. Generación en base a GNL declarado como inflexible.	10
Figura 4. Impacto en el costo marginal y volumen mensual de GNL inflexible.	13
Figura 5. Caída promedio del costo marginal según la hora del día.	13



## 1. Introducción

En Chile existen dos Terminales de regasificación. El primero de ellos es GNL Quintero, cuyas operaciones comenzaron en 2009. Está ubicado en la zona central, en la bahía de Quintero, y su propiedad está conformada por Terminal de Valparaíso (40%), ENAP (20%), Endesa Chile, hoy Enel (20%) y Metrogas (20%); su actual capacidad de regasificación es de 14,6 MMm<sup>3</sup>/d. Por su parte, desde 2010 opera, en la bahía de Mejillones, Región de Antofagasta, el Terminal de Regasificación GNL Mejillones, de propiedad de GDF Suez (63%) y Ameris IPM SpA, anteriormente Codelco (37%); actualmente tiene una capacidad de regasificación de 5,5 MMm<sup>3</sup>/d.

Para efectos de generación de electricidad en sus unidades a gas, Enel, Colbún, Engie, Tamakaya y G. Metropolitana se abastecen de GNL a través de estos terminales. De esta forma, GNL Quintero vende gas a las unidades de San Isidro y Quintero de Enel, e indirectamente a las unidades de Nehuenco y Candelaria de Colbún y a Nueva Renca de Generadora Metropolitana<sup>5</sup>. En el norte, GNL Mejillones suministra GNL a los dos ciclos combinados de Atacama de Enel, a la unidad N°16 y a la Central Térmica Mejillones de Engie y al ciclo combinado Kelar de Tamakaya. Adicionalmente, a fines de 2018, los generadores que compran GNL en el terminal de Quintero también comenzaron a importar gas natural desde Argentina.

Los generadores que compran GNL declaran el precio del combustible siguiendo las disposiciones de una norma técnica emitida por la CNE<sup>6</sup>. La norma permite excepcionalmente que los generadores puedan declarar una parte de su GNL bajo la condición de inflexibilidad, lo que implica que estas centrales serán despachadas de manera prioritaria por el Coordinador. La intención del regulador es que la condición de inflexibilidad sea excepcional, y le entrega al Coordinador la responsabilidad de verificarla, y para ello, establece algunos principios generales.

Para el período que va desde enero de 2020 a marzo de 2021, se reporta el impacto de las declaraciones de GNL inflexible en la operación óptima de las centrales interconectadas, en el costo marginal de la energía y en las transacciones de energía de los generadores que compran GNL.

## 2. El GNL inflexible bajo la Norma Técnica

El artículo 3.3 de la norma establece que los generadores que compran GNL deben informar al Coordinador, para una ventana móvil de doce semanas: el volumen disponible de GNL regasificado, el costo variable del combustible y la correspondiente condición del suministro, ya sea flexible o inflexible.

El mismo artículo le da al mismo generador la responsabilidad de calificar un volumen de GNL como inflexible; tomando como criterio que no existan usos alternativos del GNL en la ventana móvil, y que no usarlo le implicaría un perjuicio económico relevante. Además, el artículo agrega

---

<sup>5</sup> Cualquier interesado puede obtener gas natural a través de los clientes actuales de GNL Chile. Esta es la opción que han usado la distribuidora Gasvalpo, Colbún y Generadora Metropolitana.

<sup>6</sup> CNE (2019).



que la calificación de inflexibilidad no debe responder al resultado de una optimización de la posición comercial del generador GNL, el cual, debe demostrarle al Coordinador que realizó sus mejores esfuerzos para evitar o minimizar el volumen declarado en condición inflexible.

### 3. Metodología y bases

En el estudio se han usado directamente las bases elaboradas por el Coordinador en cada semana del período en estudio. Las corridas semanales permiten actualizar toda la información entregada por los generadores respecto de la disponibilidad y precios de los combustibles, y en particular del GNL y su condición de suministro. Se considera la configuración actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y las centrales y líneas que se incorporaron o retiran en el período.

Con el modelo de Programación de la Operación de Largo Plazo (PLP)<sup>7</sup>, se calcula, en valor esperado, el valor del agua de los embalses y la función de costos futuros al final del horizonte de planificación; los que son incorporados en cada una de las optimizaciones semanales que definen el pre despacho de las unidades.

Para el pre despacho, o programación horaria de las centrales, se usa el módulo de corto plazo del PLEXOS<sup>8</sup>. Este modelo resuelve el problema de optimización, a través del planteamiento de una programación mixta que combina variables continuas y enteras —en inglés *Mixed Integer Programming, mip*—.

Para el período en estudio, se definen dos casos. En el caso sin GNL Inflexible no se acepta la condición de inflexibilidad, de modo que se asume que todo el volumen de GNL declarado en esa condición tiene un costo de oportunidad, el cual, es igual al costo variable de los volúmenes de GNL que fueron declarados con un precio de combustible no nulo. El segundo caso, con GNL Inflexible, considera la operación que resultaría de mantener los mismos volúmenes de GNL que fueron declarados como inflexible en este período y con un costo variable nulo.

En rigor, al no contar con la opción de inflexibilidad, la estrategia de compras de GNL probablemente cambiará, pues los generadores optimizarán su posición comercial según sus percepciones de riesgo y de sus obligaciones contractuales. En definitiva, ya sea por un mayor precio del GNL, o bien, por un menor volumen de compras, al suponer que la estrategia de compras no se altera, se obtiene un límite inferior del impacto del GNL inflexible en el despacho y en los precios spot del sistema.

Las bases consideran el cambio de modalidad en la asignación de los servicios complementarios de reserva. Entre enero y mediados de septiembre de 2020, la asignación se hizo mediante subastas, para luego suspenderse y asignarse centralmente. En diciembre de ese mismo año las subastas

---

<sup>7</sup> El PLP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto y mediano plazo. El modelo resuelve el problema y calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico llevando en cuenta los siguientes aspectos. La solución usa la técnica de programación dual estocástica (SDDP).

<sup>8</sup> PLEXOS es el modelo utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional para la optimización horaria del despacho de las unidades del sistema.

son nuevamente retomadas con cambios en su diseño. En ambos casos y en todo el período se considera la asignación de reservas asignada por el Coordinador. Mayores detalles de la metodología se pueden encontrar en BdE (2020a).

#### 4. Precios de los combustibles

La gráfica de la figura 1 muestra los precios del GNL y el carbón, considerados en las simulaciones. En líneas continuas se muestran los valores promedio de estos combustibles declarados al Coordinador entre enero de 2020 y marzo de 2021.

Para efectos de comparación, en línea segmentada, se muestra el precio promedio del GNL considerado en las programaciones del Coordinador de 2019. Respecto de 2019, en promedio, el precio del GNL cayó US\$2,2/MMBTU, equivalente a unos US\$16/MWh de menor costo variable en un ciclo combinado típico.

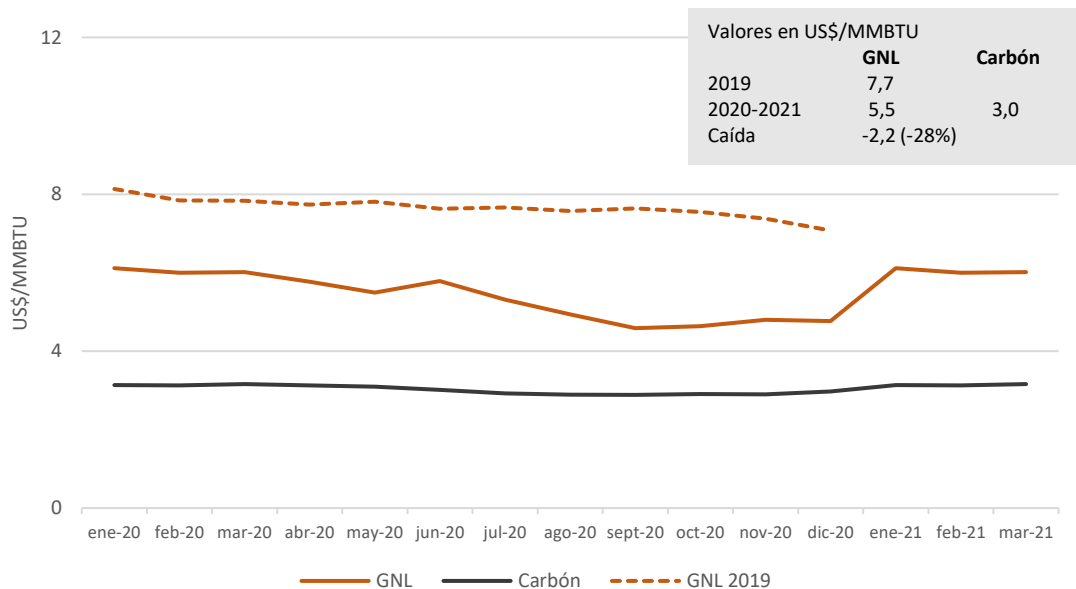


Figura 1. Precios promedio del GNL y del carbón.

#### 5. Resultados de las simulaciones

En esta sección se muestran los resultados para ambos casos estudiados. El caso sin GNL Inflexible asume que todo el volumen de GNL declarado como inflexible tiene un costo de oportunidad igual al costo variable del GNL flexible. El caso con GNL Inflexible considera los mismos volúmenes de GNL que fueron declarados como inflexible con un costo variable nulo.

Los resultados se reportan para el período del estudio que se inicia en enero de 2020 y finaliza en marzo de 2021.

## 5.1 Generación por tecnología

La tabla 1 muestra la generación por tipo de tecnología para ambos casos. La columna “Cambio” reporta cómo se modifica la generación respecto del caso en donde no existe la condición de inflexibilidad; el signo negativo indica que las centrales reducen su generación respecto de ese caso, mientras que el positivo indica lo contrario. De la tabla, se aprecia que el GNL inflexible desplaza principalmente 1.000 GWh de generación a carbón, 255 GWh de generación hidroeléctrica con embalse y 49 GWh de energía renovable a biomasa.

	Sin GNL Inflexible	Con GNL Inflexible	Cambio <sup>1</sup>	% <sup>2</sup>
Carbón	33.939	32.930	-1.009	-3%
Hidroeléctrica con embalse	16.995	16.741	-255	-1%
Hidroeléctrica de pasada	9.126	9.126	0	0%
ER <sup>3</sup>	19.843	19.793	-49	0%
GNL, GN-A y otros <sup>4</sup>	12.935	14.243	1.308	10%
Petróleo y derivados	892	898	5	1%
<b>Total</b>	<b>93,730</b>	<b>93,730</b>		
Generación termoeléctrica diferente al gas	54,674	53,620	-1.053	

*Notas:*

<sup>1,2</sup> El signo negativo indica una caída respecto del caso sin GNL Inflexible, mientras que el positivo indica lo contrario.

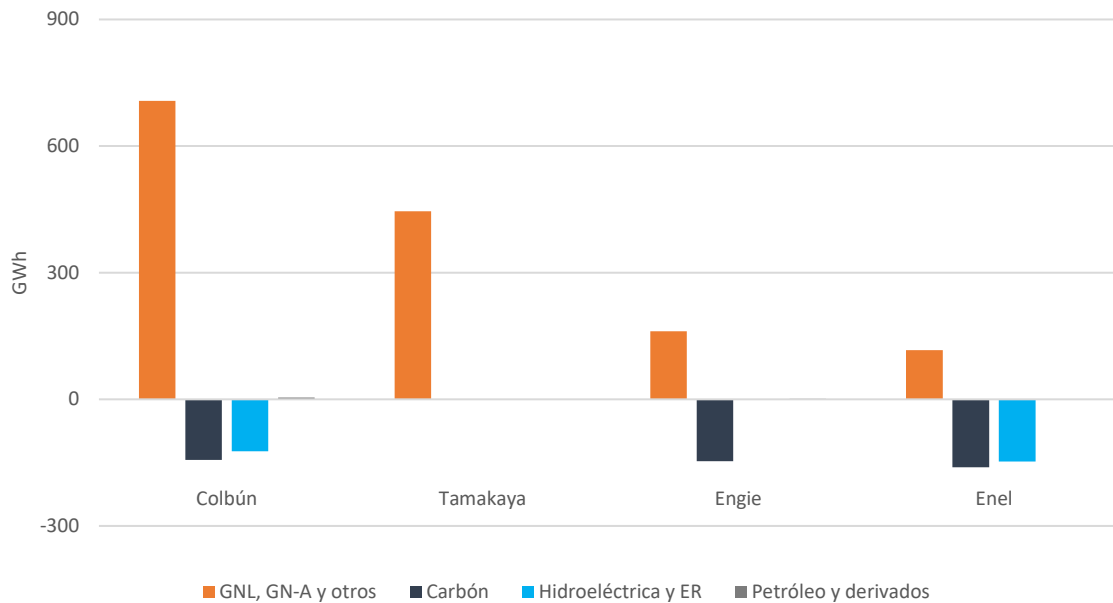
<sup>3</sup> ER incluye generación eólica, solar, biomasa, biogás, biocombustibles, cogeneración y geotermia.

<sup>4</sup> En Otros se incluye gas propano y GLP.

*Tabla 1. Generación según tecnología enero 2020 a marzo 2021(en GWh).*

Los cambios en la generación se producen principalmente en las cuatro empresas que declararon GNL inflexible en el período: Colbún, Tamakaya y Engie y Enel. La gráfica de la figura 2 muestra los cambios en la generación según la tecnología. Se aprecia que los principales cambios ocurren en Colbún y Tamakaya, empresas que incrementan de manera importante su generación en base gas. Por su parte, el cambio en la generación a gas en Engie y Enel es bastante más modesto, y en gran medida, es contrarrestado por la menor generación de sus centrales a carbón e hidroeléctricas con embalse (en el caso de Enel).





**Notas:**

<sup>1</sup> El signo negativo indica una caída respecto del caso sin GNL Inflexible, mientras que el positivo indica lo contrario.

<sup>2</sup> ER incluye generación eólica, solar, biomasa, biogás, biocombustibles, cogeneración y geotermia.

<sup>3</sup> En Otros se incluye gas propano y GLP.

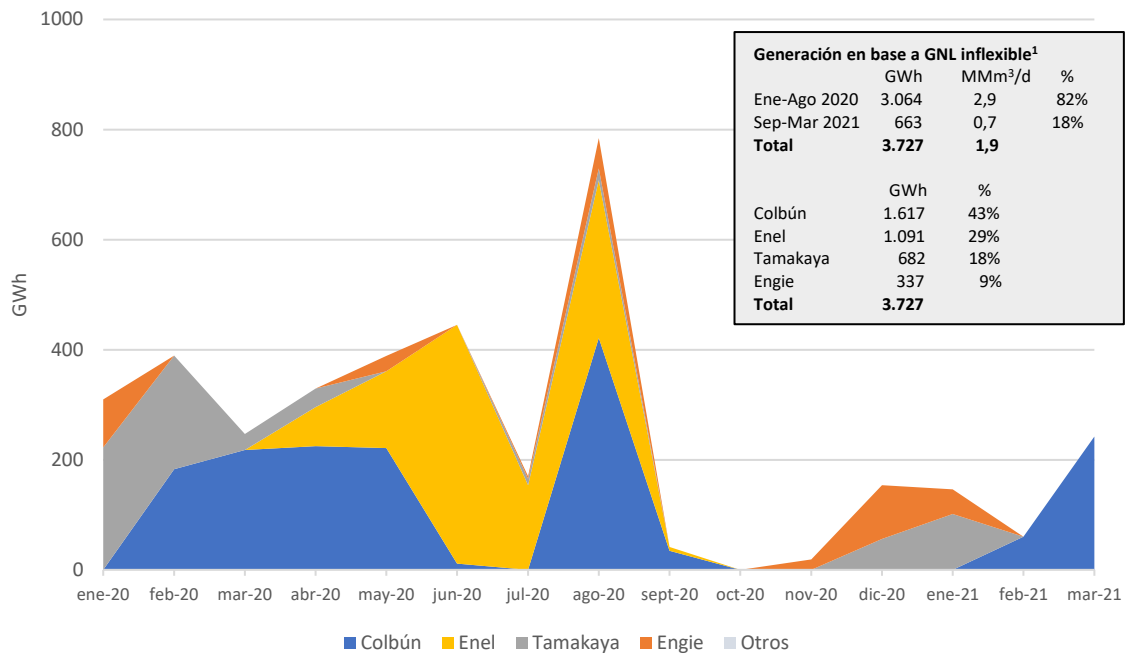
*Figura 2. Cambios en la generación de las empresas que declararon GNL inflexible.*

Por su parte, la gráfica de la figura 3 muestra la generación y el volumen promedio de GNL consumido mensualmente bajo la condición de inflexibilidad. En el período, se generó un total de 3.727 GWh, el equivalente a 1,9 MMm<sup>3</sup>/d. El 82% de este gas, equivalente a 2,9 MMm<sup>3</sup>/d, se generó entre enero y agosto de 2020 y fue un 26% superior al volumen promedio diario de 2,3 MMm<sup>3</sup> declarado como inflexible en 2019. En el resto del período, el volumen promedio se redujo a 0,7 MMm<sup>3</sup>/d<sup>9</sup>.

En cuanto a la generación por empresa, el 43% del GNL inflexible fue declarado por Colbún, mientras que Enel fue responsable del 29%, Tamakaya del 19% y Engie del 9%<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> El cambio de comportamiento en las declaraciones que se nota a partir de septiembre de 2020, coincide con el inicio de las discusiones en torno a la condición inflexibilidad.

<sup>10</sup> Es importante señalar que la disponibilidad programada no necesariamente coincide con la generación real. Según los registros del Coordinador, entre enero de 2020 y marzo y 2021 se generaron 4.559 GWh en base a GNL declarado en condición inflexible. La generación de Enel y Tamakaya superó ampliamente lo programado por el Coordinador.



**Notas:**

<sup>1</sup> Calculado con el consumo específico de las centrales generando a plena capacidad.

Figura 3. Generación en base a GNL declarado como inflexible.

## 5.2 Costos del suministro de electricidad

La tabla 2 muestra, para ambos casos y según el tipo de tecnología, los costos de operación de las centrales termoeléctricas. Se incluyen los costos de combustibles, los costos variables no combustibles y los costos de partida y parada de las unidades. En ambos casos se valoriza el costo del GNL declarado bajo condición de inflexibilidad, según el costo declarado por el mismo generador para el volumen flexible. Nuevamente, la columna “Cambio” reporta cómo se modifican los costos de operación respecto del caso en donde no existe la condición de inflexibilidad; el signo negativo indica que el generador reduce sus costos.

En el caso con GNL Inflexible, el costo total de operación aumenta en US\$33 millones, 2% superior respecto del caso sin GNL Inflexible. El GNL usado en condición inflexible, principalmente, permite una baja de US\$35 millones en los costos de operación de las centrales a carbón, sin embargo, implica un aumento de US\$69 millones en los costos de operación en base a GNL.

Según se indicó en la sección anterior, el mayor despacho de los ciclos combinados provocado por las declaraciones de GNL inflexible, permite disminuir en 255 GWh la generación de los embalses; energía que queda embalsada y disponible para ser usada a partir del período que se inicia en abril



de 2021<sup>11</sup>. Esta agua extra embalsada queda disponible para ser generada, según sea la programación óptima del Coordinador, y se puede valorizar según el valor presente del costo de combustible que permite ahorrar en el futuro. Una manera aproximada de valorar el beneficio que produce esta agua embalsada es a través del costo marginal promedio esperado a partir de abril de 2021, unos US\$35/MWh<sup>12</sup>. Es así que, el valor del agua extra que queda embalsada, resulta en un equivalente de US\$9 millones.

Si se considera el impacto en los embalses, el costo adicional para el sistema del caso con GNL Inflexible queda en US\$24 millones, 1,5% por encima del caso que no considera la condición de inflexibilidad.

	Sin GNL Inflexible	Con GNL Inflexible	Cambio <sup>1</sup>	% <sup>2</sup>
Carbón	1,091	1,057	-35	-3%
Hidroeléctrica	0	0	0	0%
ER	52	50	-2	-4%
GNL <sup>3</sup> y otros	564	633	69	12%
Petróleo y derivados	76	77	1	2%
<b>Total</b>	<b>1,783</b>	<b>1,816</b>	<b>33</b>	<b>2,0%</b>
Beneficio por agua embalsada			-9 <sup>4</sup>	
<b>Tota neto</b>			<b>24</b>	<b>1,5%</b>

*Notas:*

<sup>1,2</sup> El signo negativo indica una caída respecto del caso sin GNL Flexible.

<sup>3</sup> El volumen de GNL inflexible se valoriza al costo variable declarado por el generador para el volumen flexible.

<sup>3</sup> Beneficio valorado de manera aproximada según el costo marginal esperado a partir de abril de 2021.

*Tabla 2. Costos variables y de partida-parada según tecnología (millones de US\$).*

### 5.3 Costos marginales de la energía

Para el período que va desde enero de 2020 a marzo de 2021 y para cada caso simulado, el panel a) de la tabla 3 reporta el promedio del costo marginal horario en la barra Quillota 220 kV. La columna “Cambio” reporta cómo se modifican los costos marginales respecto del caso en donde no existe la condición de inflexibilidad; el signo negativo indica una caída en el costo marginal.

<sup>11</sup> Los modelos de planificación determinan la política de operación de los embalses en valor esperado, de modo de minimizar los costos evitables del parque generador en un horizonte que puede incluir varios años. Al programar un volumen de GNL inflexible sólo en el primer año de evaluación, tal como lo considera el Coordinador en sus bases, la decisión óptima es postergar generación de los embalses para los períodos futuros. Esto explica que el modelo prefiera postergar parte del uso del agua de los embalses.

<sup>12</sup> Se obtiene de las corridas PLP, según las bases programadas por el Coordinador.

Según se muestra en el período de estudio, el costo marginal promedio cae en valor absoluto US\$1,7/MWh, 4% por debajo del caso que no considera la condición de inflexibilidad.

El panel b) de la misma tabla reporta el costo marginal según diferentes percentiles. En el 10% de las horas del período, en valor absoluto, la caída del costo marginal es superior al 27%, es decir, las caídas superan los US\$7,2/MWh. En el percentil 50%, el precio cae 1%, US\$0,4/MWh. Los valores positivos indican que el precio sube, situación que ocurre sólo en un porcentaje menor de las horas<sup>13</sup>.

Por su parte, la sección c) de la misma tabla muestra el promedio de los costos marginales según los diferentes bloques horarios. Se aprecia que las mayores caídas ocurren entre las 18:00 y 24:00, con un promedio de US\$2,5/MWh, 5% por debajo del caso sin GNL Inflexible.

	Sin GNL inflexible	Con GNL Inflexible	Cambio <sup>1</sup>	% <sup>2</sup>
<b>a) Costo marginal promedio</b>	<b>43,5</b>	<b>41,8</b>	<b>-1,7</b>	<b>-4%</b>
b) Costo marginal según percentil				
p10%	56,6	49,5	-7,2	-27%
p50%	36,6	36,2	-0,4	-1%
p90%	33,9	35,3	1,5	18%
c) Costo marginal por bloque horario				
Bloque 00:00 a 08:00	43,5	41,8	-1,7	-4%
Bloque 08:00 a 18:00	38,8	37,6	-1,1	-3%
Bloque 18:00 a 24:00	50,3	47,9	-2,5	-5%

*Notas:*

<sup>1,2</sup> El signo negativo indica una caída respecto del caso GNL Flexible.

*Tabla 3. Costo marginal de la energía en Quillota 220 kV (US\$/MWh).*

En la figura 4, las barras de la gráfica muestran en promedio y en valor absoluto, la caída mensual del costo marginal, mientras que el triángulo en color rojo, señala el volumen promedio de GNL inflexible declarado en ese mes. En general, para volúmenes de GNL inflexible en torno a 1 MMm<sup>3</sup>/d, las caídas en el precio superan los US\$2/MWh. La mayor caída de US\$4,8/MWh, ocurre

<sup>13</sup> Puede resultar contra intuitivo que en algunas horas los precios suban al existir una mayor declaración de GNL inflexible con un costo variable nulo, sin embargo, esto se explica, pues, la operación de los ciclos combinados en la base modifica el despacho de las unidades de base y de las que operan en su mínimo técnico, pudiendo resultar más económico para el sistema sacar unidades que operan en su mínimo técnico, reemplazándolas por unidades más caras en algunas horas, provocando un alza en el costo marginal de la energía.

en mayo de 2020. En septiembre y octubre no hay impactos, lo que se explica, pues, en esos meses no se registran volúmenes inflexibles.

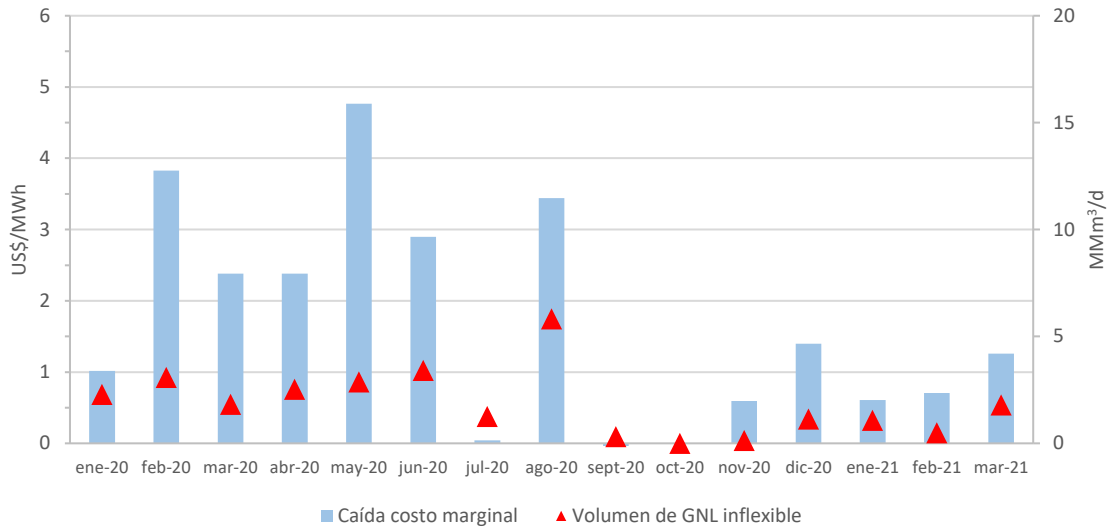


Figura 4. Impacto en el costo marginal y volumen mensual de GNL inflexible.

En la gráfica de la figura 5, línea azul, se muestra en valor absoluto, la caída promedio del costo marginal según la hora del día, mientras que la barra en amarillo reporta la caída porcentual. En general, las mayores caídas se dan después de las 18:00 hrs., superando incluso los US\$3/MWh, 5% por debajo del precio que se tendría de no considerar inflexibilidades en el suministro del GNL.

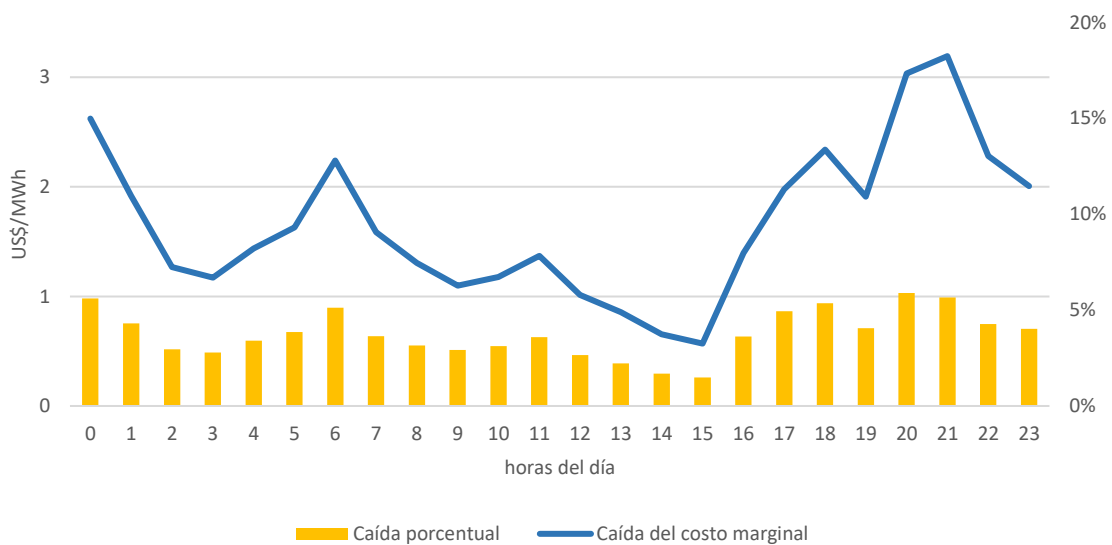


Figura 5. Caída promedio del costo marginal según la hora del día.

## 5.4 Balances físicos y valorizados de las transacciones spot de energía

El balance comercial de inyecciones y retiros de cada generador en el spot, se obtiene de valorar las inyecciones de sus centrales generadoras y los retiros de sus clientes, al costo marginal de energía de la correspondiente barra del sistema. De este modo, si el valor neto es positivo, significa que el generador inyecta más energía al sistema de la que retira, por el contrario, si es negativo, retira más energía de la que inyecta con sus centrales. Es así que, para cada generador, el balance comercial de las compras o ventas de energía en el mercado spot se obtiene como,

$$\sum_i I_i \times cmg_i - \sum_j R_j \times cmg_j, \quad (1)$$

con  $I_i$  las inyecciones del generador en la barra  $i$ ,  $R_j$  los retiros del generador en la barra  $j$ ,  $cmg_i$  y  $cmg_j$ , los costos marginales en las barras  $i$  y  $j$ , respectivamente. El balance se calcula mensualmente y se hace considerando todas las horas del mes. Cabe señalar que la expresión (1) no considera las ventas a clientes por contratos de suministro de energía. Tampoco se han considerado los contratos de suministro entre generadores<sup>14</sup>.

Para el período que va desde enero de 2020 a marzo de 2021, la tabla 4 muestra un resumen con los balances de energía de los generadores que compran GNL, los cuales, además, concentran el mayor volumen de contratos de suministro y son los principales compradores de energía en el mercado spot. Para ambos casos se reportan las compras de energía en el spot con signo negativo. La columna “Cambio” reporta cómo se modifican las compras respecto del caso en donde no existe la condición de inflexibilidad; si el signo es negativo, el generador aumenta sus compras. El panel a) muestra las compras físicas, mientras que el b) lo hace para las compras valorizadas.

De la tabla se aprecia que Colbún y Tamakaya muestran los cambios más significativos al declarar inflexibilidad, reduciendo sus compras en poco más de US\$20 millones cada uno; consecuencia del aumento en la generación de los ciclos combinados a gas de estas empresas, según se muestra en la figura 2, de la sección 5.1.

La situación es algo más compleja para Enel y Engie. Según se muestra en la misma figura 2, las declaraciones de GNL inflexible, les permite a estas empresas incrementar levemente el despacho de sus ciclos combinados, pero, por otro lado, implica una reducción en la generación de sus centrales a carbón y además, en las centrales hidroeléctricas con embalse, en el caso de Enel. Como resultado, las compras físicas netas de estas empresas aumentan levemente en el caso de Engie, pero más significativamente en Enel.

En forma agregada, estos generadores disminuyen sus compras en alrededor de 661 GWh, que en términos valorizados implica menores compras por US\$36 millones, un 7% menos respecto de las compras que habrían resultado de no existir la condición de inflexibilidad. Estas menores compras

---

<sup>14</sup> Los contratos de suministro que podrían existir entre generadores, corresponden a acuerdos privados con condiciones contractuales que no son de conocimiento público.



de energía se reflejan como menores ventas de los generadores excedentarios, en su mayoría centrales de energía renovable.

	Sin GNL Inflexible	Con GNL Inflexible	Cambio
<b>a) Compras físicas (GWh)</b>			
Colbún	-84	575	659
Enel	-2,739	-3,049	-310
Engie	-4,439	-4,572	-133
Tamakaya	-2,885	-2,441	445
<b>Total</b>	<b>-10,147</b>	<b>-9,486</b>	<b>661 (7%)</b>
<b>b) Compras valorizadas (millones de US\$)</b>			
Colbún	-3	19	22
Enel	-200	-207	-8
Engie	-198	-198	1
Tamakaya	-119	-98	21
<b>Total</b>	<b>-520</b>	<b>-484</b>	<b>36 (7%)</b>

Tabla 4. Compras simuladas de energía en el spot.

## 6. Conclusiones

Entre enero de 2020 y marzo del año siguiente, el GNL declarado en la condición de inflexibilidad por los generadores: Enel, Colbún, Engie y Tamakaya, fue equivalente a un promedio de 1,9 MMm<sup>3</sup>/d, poco menos de unos 350 MW. El volumen declarado como inflexible fue un 18% inferior al promedio diario de 2,3 MMm<sup>3</sup> de 2019, lo que se explica por la baja en los volúmenes declarados a partir de septiembre de 2020; coincidente con el inicio de las discusiones públicas en torno a la condición inflexibilidad.

Al comparar con un escenario de despacho eficiente, el uso obligado de GNL implicó una operación más cara, con un costo adicional de US\$24 millones, valor que principalmente corresponde a las compras en exceso de GNL realizadas durante el periodo por los generadores.

En este mismo período, la caída promedio en los precios spot fue de US\$1,7/MWh que derivó en US\$36 millones en menores compras de energía de los generadores que compran GNL, que sumado a los US\$63 millones de 2019<sup>15</sup>, acumula a marzo de 2021, un total de US\$99 millones. Estas menores compras se reflejan como menores ventas de energía de los generadores excedentarios en el spot, en su mayoría centrales de energía renovable.

La caída en el precio spot y, en consecuencia, en las correspondientes transacciones comerciales de energía, es menor a la reportada en 2019. La explicación reside principalmente en los menores

<sup>15</sup> BdE(2020a).



costos variables de las centrales a gas, las que, al ser las centrales marginales, definen el precio spot del sistema. En efecto, entre 2019 y 2020 el precio promedio del GNL cayó desde US\$7,7 a US\$5,5/MBTU, equivalente a US\$16/MWh, lo que acortó la brecha entre los costos variables de estas centrales termoeléctricas, y atenuó, el impacto de las declaraciones de gas inflexible en la definición del costo marginal. Esta conclusión es relevante, si se considera que la recuperación del precio del GNL podría implicar mayores impactos en los precios spot del segundo semestre de 2021.

En definitiva, este estudio muestra que la estrategia de compras de GNL que da cuenta de la optimización de la posición comercial de los generadores, no necesariamente garantiza las compras óptimas de GNL para el sistema<sup>16</sup>.

## Referencias

BdE (2020a), Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional, octubre de 2020, disponible en el sitio web de BdE.

BdE (2020b), Compras de gas natural licuado y su impacto en el suministro de electricidad, diciembre de 2020, disponible en el sitio web de BdE.

Colbún (2020), Sesión N°2 de la Norma Técnica de GNL, presentación en el Comité Consultivo. Disponible en el sitio web de la CNE.

CNE (2019), Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, Resolución Exenta N°376, Comisión Nacional de Energía, junio, disponible en el sitio web de la CNE.

CNE (2021), Generación bruta sistemas SEN, SING y SIC, Comisión Nacional de Energía, disponible en el sitio web de la CNE.

---

<sup>16</sup> En BdE (2020b) se muestra, para un escenario de descarbonización, cómo se modifica el óptimo de la operación del sistema interconectado, ante variaciones en la estrategia de compras de GNL.