

QUIROZ & ASOCIADOS



Nueva Norma Técnica del GNL

Hacia la Asignación de Derechos en el Mercado Eléctrico.

Junio, 2021



QUIROZ & ASOCIADOS

Informe preparado por Quiroz & Asociados.

Autores:

Jorge Quiroz : jquiroz@quirozysociados.cl

Felipe Givovich : fgivovich@quirozysociados.cl

QUIROZ & ASOCIADOS

El GOLF 150, of 201

Las Condes
Santiago – Chile

Fono: (56-2) 2639 9012

1. Antecedentes

Con fecha 14 de junio de 2021 la CNE inició la consulta pública de la nueva norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen gas natural (GN) regasificado. Esta normativa, viene a modificar por segunda vez en los últimos 3 años el tratamiento que los generadores tendrán que seguir para el tratamiento del GNL (gas natural licuado) que utilizan en sus procesos de generación.

En este contexto, el presente informe se pronuncia sobre esta normativa y los impactos previsibles en el funcionamiento del mercado eléctrico. Particularmente, como impactará la normativa en la expansión de la oferta del sistema eléctrico, sus precios y las transferencias económicas entre sus participantes.

El documento se organiza como sigue, la sección dos caracteriza el funcionamiento del mercado internacional del GNL. Las principales conclusiones de la sección indican que el mercado de GNL es un mercado de largo plazo, con alta prevalencia de contratos tipo *take or pay* (en adelante e indistintamente "ToP") que exige la toma de posiciones largas por parte de clientes y suministradores. La sección tres explica cómo se produce la integración entre mercado internacional y mercado local. Como se muestra en esa sección, Chile se integra a este mercado global a partir del uso de dos terminales de regasificación, con capacidad de almacenamiento de entre 100 y 200 millones de m³ GN (MMm³). Esta capacidad limitada equivale a una disponibilidad de 20 días de demanda, situación que impide el almacenamiento de volúmenes no utilizados. Por otra parte, el uso de la infraestructura local también requiere infraestructura específica que se financia a través de contratos de largo plazo tipo *ToP*. La principal conclusión de la sección es que una vez que se firma un contrato de largo plazo quedan, al menos en parte, definidos los volúmenes de GNL que se importarán en el tiempo. Estos últimos son, a su turno, esenciales para dar sustento financiero y logístico al contrato de suministro de energía y se entienden esenciales para el despliegue de oferta en el largo plazo. Teniendo lo anterior en consideración, la cuarta sección analiza la norma técnica propuesta por la CNE, la principal conclusión de esta sección es que a través del procedimiento que impone la norma, el Coordinador Eléctrico comenzará a asignar derechos de inflexibilidad que pueden tener efectos permanentes en la competitividad del mercado. Los mismos pueden desincentivar la contratación o renovación de contratos de GNL, reduciendo la disponibilidad del gas natural en la matriz energética nacional, el que sería reemplazado por un uso intensivo de petróleo



diésel y reduciendo la competencia en futuras licitaciones de suministro eléctrico. Todo lo anterior, generando efectos adversos en las emisiones de gases de efecto invernadero y el despliegue de energía ERNC que requerirá más respaldo en la medida que se retiren las centrales que utilizan carbón. Finalmente, la sección quinta presenta las conclusiones del informe.

2. Mercado Internacional del GNL

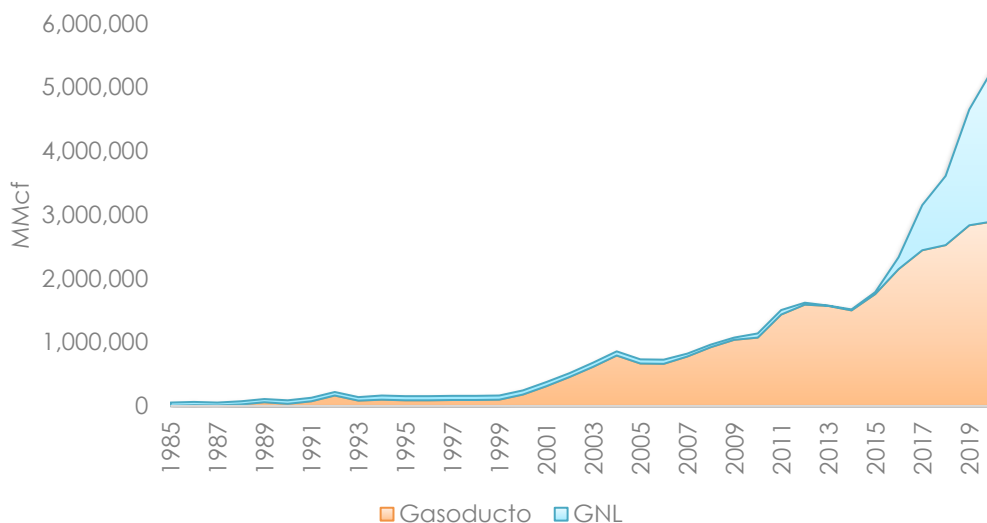
El mercado internacional del GNL es relativamente reciente y poco profundo. Éste emerge a partir de la licuefacción de GN en instalaciones específicas de gran escala, con costos que superan los US\$ 750 millones por planta. A ello se añade, un mercado de transporte marítimo y facilidades de regasificación cuyo financiamiento requiere de contratos de largo plazo que permitan absorber los riesgos de los proyectos y eviten el comportamiento oportunista de las partes. En términos simples, la construcción de un terminal de regasificación de GNL normalmente está asociado a una fuente de suministro y un uso específico del combustible. Todo lo anterior, articulado en contratos de largo plazo que encadenan el uso final del gas, las facilidades de regasificación y las de licuefacción.

Un aspecto importante que diferencia este mercado de otros es que las instalaciones de licuefacción y regasificación son relativamente recientes y comprenden inversiones cuantiosas. Por ello, el financiamiento de dichos proyectos se encuentra articulado a través de compromisos de uso y demanda mediante contratos de largo plazo. El gráfico 1 siguiente ilustra esta situación. En ella se aprecia el volumen de GN exportado desde Estados Unidos por medio de gasoductos y GNL. Tal como se aprecia, la oferta estadounidense se expande rápidamente a contar de 2009, pero se comienza a integrar al mercado internacional de GNL a partir del año 2015 con la entrada de los primeros terminales de licuefacción. Las exportaciones han crecido a una tasa del 25% por año entre 2014 y 2019, y de estos volúmenes, casi un 40% corresponde a GNL que es exportado a Asia (69%) y otros mercados. Estados Unidos es hoy el tercer mayor exportador después de Qatar y Australia¹.

¹ IEA (2020) "Gas 2020"



Gráfico 1: Exportaciones Estados Unidos de GN por tipo, 1985-2020 (millones de pies cúbicos, MMcf)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Energy Information Agency (EIA), Estados Unidos

El GNL da cuenta actualmente de la mitad del comercio internacional de GN. Del total de GNL transado, aproximadamente un 66% se realiza a través de contratos de largo plazo tipo TOP mientras que un volumen en torno a 34% se realiza en mercados de corto plazo. Esta parte del mercado, de volumen spot, es usualmente utilizada para el abastecimiento en condiciones puntuales de escasez y permite adecuarse ante shocks inesperados de demanda u oferta, por ejemplo, ajustes de demanda en meses extremadamente fríos. Con todo, por el riesgo que asumen los oferentes y las condiciones de escasez en que se determinan, los precios de los mercados spot tienen alta varianza y suelen ser sustancialmente superiores a los que se aprecian en los mercados de largo plazo², incluso superando el precio de sustitutos como el petróleo diésel.

Otro factor que incrementa la volatilidad de los contratos de corto plazo es la congestión en el transporte marítimo. A modo de ejemplo, en los meses de invierno en la temporada anterior del Hemisferio Norte, los precios spot en Asia alcanzaron niveles históricamente altos, lo que ocurrió debido a las bajas temperaturas ocurridas en China y Japón (el precio spot alcanzó los US\$30/MMBtu en enero de 2021). Ello provocó una reasignación de gas hacia puertos asiáticos que elevó el precio en todo el mundo y restringió severamente la disponibilidad de naves para el abastecimiento del resto de los mercados. La volatilidad alcanzó niveles máximos en enero,

² GIIGNL Annual Report 2020.



cuando el precio de transporte del GNL llegó a un nivel máximo de US\$350.000 por día³ (comparados con los US\$69.337 promedio de 2019⁴).

En resumen:

- El mercado internacional del GNL se encuentra articulado preferentemente en contratos de largo plazo que remuneran infraestructura dedicada y reciente.
- El mercado spot internacional está sujeto a una alta varianza y tiene precios, en promedio, mayores a los del mercado de largo plazo.
- La construcción de infraestructura de regasificación o licuefacción normalmente requiere compromisos de demanda y suministro.

3. Integración entre mercado internacional y mercado local de GNL y generación de electricidad.

3.1 Infraestructura de regasificación, capacidad, efectos en la estructura contractual.

Después de las restricciones unilaterales al suministro de GN desde Argentina durante el 2004, los grandes consumidores locales de GN de la Zona Norte y Centro del país iniciaron negociaciones para la construcción de dos terminales de regasificación de GNL. El primero fue GNL Quintero, proyecto que articularon ENDESA⁵, ENAP y Metrogas, los principales demandantes de GN de la Zona Centro. El Terminal de Quintero inició su actividad en el año 2009 y fue financiado a partir de contratos *ToP* entre los gestores del proyecto y el proveedor del GNL y el desarrollador de infraestructura. Estos contratos tienen un importante componente *ToP* y tienen vigencia hasta el año 2027. A su turno, el uso del GNL regasificado requirió la construcción de un nuevo gasoducto de 123 km que también fue financiado a partir de contratos tipo *ToP*. A partir de su construcción, el terminal ha cambiado de dueños y aumentó su capacidad. Hoy tiene una capacidad de

³ <https://www.freightwaves.com/news/new-world-record-set-for-shipping-rates-350000-per-day>

⁴ GIIGNL Annual Report 2020.

⁵ Actualmente ENEL.



regasificación de 15 MMm3 por día y una capacidad de almacenamiento de 200 MMm3. El segundo terminal es GNL Mejillones ubicado en la región de Antofagasta. GNL Mejillones comenzó sus operaciones durante el 2010 y fue construido por GDF Suez y Codelco con el único propósito de abastecer a las centrales de generación localizadas en la bahía de Mejillones. El cuadro 1 siguiente resume las capacidades de los terminales y su estructura de propiedad.

Cuadro 1: Terminales de GNL en Chile

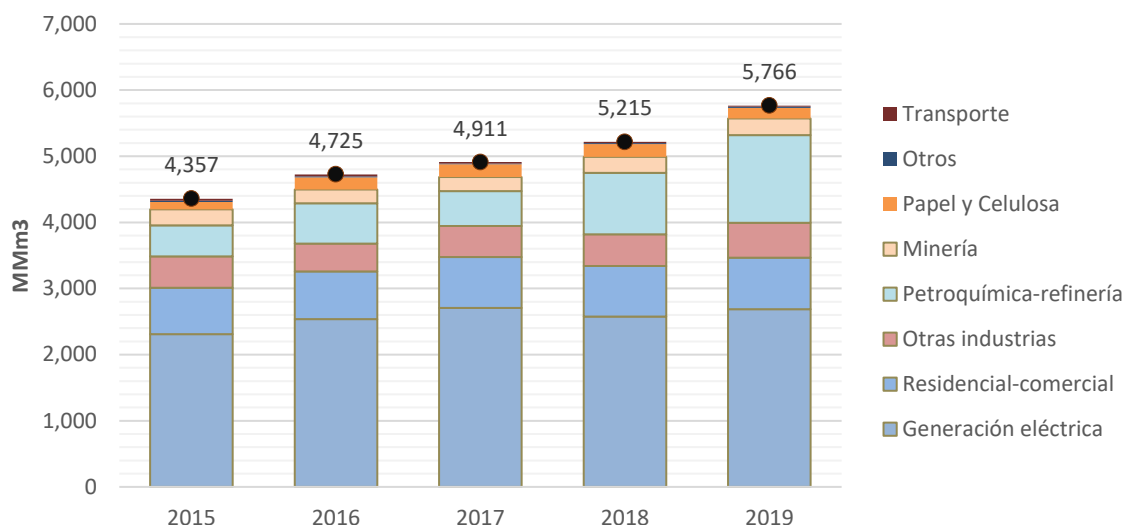
	Activo	Fecha	Costo (MMUS\$)	Capacidad de Almacenamiento (MMm3 GN equivalente)	Capacidad (Mm3/d GN equivalente)	Accionista	%
Terminales	GNL Quintero	2009	1.080	200	15*	Enagas	45,4%
						Omers	34,6%
						ENAP	20,0%
	GNL Mejillones	2010	750	112	5.5	GDF Suez	63,0%
						GNL Ameris IPM	37,0%

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, el gráfico 2 a continuación da cuenta del uso del GN en el mercado local. Como se aprecia en el gráfico, el uso predominante es la generación eléctrica que supera el 50% de participación, le siguen una serie de industrias con consumo relativamente estable, se suma un sector residencial y comercial con consumo base estable y un *peak* de invierno asociado al consumo de calefacción. Todos los sectores industriales, a excepción de la celulosa y el papel, tienen demandas estables que dependen de sus procesos productivos. En el caso de la celulosa, la demanda puede variar entre un año y otro dependiendo del precio relativo del GN respecto al Fuel Oil N° 6 (FO6). En todo caso, el cambio debe ser programado para permitir la continuidad del proceso productivo.



Gráfico 2: Consumo de GN por uso, MMm3/año



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Energía.

Así las cosas, la flexibilidad que puede tener el GN una vez colocado en el mercado local depende fundamentalmente de la capacidad de almacenamiento y el consumo de usuarios no eléctricos. Al respecto, cabe destacar los siguientes elementos:

- a- La capacidad de almacenamiento representa en torno a 20 días de consumo tanto en la Zona Norte como en la Zona Centro⁶. En ambos casos, el uso de dicha capacidad no es exclusivo de cada uno de los generadores y debe ser compartida por todos los usuarios del sistema que, a su turno tienen demandas comprometidas en sus contratos ToP. Dicho lo anterior, la capacidad de almacenamiento es demandada en forma traslapada por los dueños del GN almacenado y los del barco que se encuentra por arribar. En consecuencia, las presiones sobre el sistema de almacenamiento son constantes y requieren el uso continuo de los volúmenes que se encuentran arribando al país, muchos de ellos con condiciones ToP.

⁶ <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/tanques.htm>

Tanques de almacenamiento del terminal de GNL tienen una capacidad de 112 MMm3. Por otro lado, la capacidad técnica máxima de despacho son 5,5 MMm3/día, así la capacidad de almacenamiento es equivalente a 20,4 días. Fuente: <https://www.gnlm.cl/index.php/es/comercial/nuestros-servicios/regasificacion>



b- Uso alternativo del GNL en otros segmentos: Como se presenta en el gráfico anterior, el GNL que se utiliza en el mercado eléctrico representa más de un 50%. El mismo, se utiliza básicamente en 10 grandes centrales termoeléctricas de ciclo combinado que demandan del orden de 1,5 MMm³/día cuando se encuentran en funcionamiento, en promedio. Desde esta perspectiva, la reasignación de este GN requeriría disponer una magnitud similar de consumo potencial disponible fuera del mercado de generación, condición que en la práctica no existe. En efecto, el consumo residencial cuenta con una oferta rígida y una demanda de baja elasticidad, lo que no permite reasignaciones de corto o mediano plazo. Una situación similar se aprecia en el sector industrial que también tiene una demanda rígida que no puede recibir una oferta de corto plazo.

En resumen:

- Chile se integra al mercado internacional de GNL a través de una infraestructura con baja capacidad de almacenamiento relativo.
- Los terminales de regasificación de GNL en Chile se construyeron como solución al corte de suministro de gas argentino y su realización fue posible gracias al respaldo mayoritario de operadores eléctricos que comprometieron contratos ToP de largo plazo.
- El uso alternativo del GNL que surte el sistema eléctrico es prácticamente nulo (escaso mercado secundario para colocar el gas).

3.2 Contratos de generación, el último eslabón de una estructura que requiere certidumbre

El uso intenso de activos específicos esenciales, desde el puesto de licuefacción pasando por el terminal de regasificación y los gasoductos, hace que el uso del GNL requiera asumir obligaciones de largo plazo que requieren estructuras contractuales complejas que permitan disminuir los riesgos envueltos. En la práctica, ello requiere la suscripción de contratos de suministro de energía de largo plazo que permitan calzar las obligaciones y disminuir los riesgos asumidos por todas las partes envueltas (dueños de infraestructura de licuefacción, gasificación, gasoductos y plantas de generación).

La consecuencia natural de este tipo de estructura es la existencia de un componente rígido en el contrato de suministro que se expande en toda la cadena de valor. Así las cosas, los generadores, basados en contratos de largo plazo, apalancan el servicio de sus obligaciones rígidas en la cadena de valor del suministro. Como resultado, el volumen de GNL que será



consumido se determina en gran parte al momento de la firma del contrato de suministro y no depende necesariamente de los precios que se aprecian en el mercado spot.

Lo anterior, además de representar el carácter fijo y específico de la cadena de valor responde también a los requerimientos comerciales de los demandantes de energía. En efecto, independiente de la naturaleza del cliente (libre o regulado), existe la natural inclinación de exigir respaldos reales a la energía comprometida que eviten problemas en la ejecución del contrato, por ejemplo, ante eventos donde el mercado spot registra precios superiores a los de los contratos de suministro. En estos casos, la única forma de garantizar la ejecución del contrato es que exista una capacidad de generación real con costos consistentes a los contratados, lo que en el caso del GNL exige contar con suministro de respaldo, condición que por regla general exigen los clientes. Por esta misma razón, los contratos de suministro incorporan la posibilidad de indexar precios en función de los combustibles utilizados. Todo apunta en una dirección común, una estructura contractual que permita la continuidad del suministro y el uso-pago de la infraestructura en el largo plazo.

Casos como el de Campanario y de algunos generadores excedentarios que se instalaron en los años recientes muestran las consecuencias prácticas que se generan cuando uno se aleja de estas premisas (respaldo y contratos de largo plazo). En el primer caso se trataba de una central que tenía costos variables (base diésel) superiores a los de su contrato de suministro. En su lógica de financiamiento ello no planteaba problemas ya que las proyecciones de costo marginal, al momento de la firma de sus contratos, permitían comprar energía al sistema a precio spot y servir el contrato sin requerir de la generación de la central. Una sequía extrema que ha sido persistente, unido a un deterioro de la inversión mostró la fragilidad del sistema, tras un período relativamente breve con costos marginales superiores al precio de venta de la energía Campanario cesó sus operaciones y sus clientes tuvieron que ser absorbidos por el resto del sistema eléctrico generando problemas que se extendieron por años. El segundo caso es más reciente y en sentido contrario: en base a un período de precios spot relativamente altos (antes de 2015) un conjunto amplio de generadores ingresó al sistema sin contratos con el objetivo de vender su energía en el mercado spot. Al corto andar, y tras una reducción del costo marginal provocada por la expansión de la oferta y problemas de congestión en la transmisión y una demanda que se expandió a una tasa inferior a la prevista, los generadores se han visto obligados a vender su energía a precios muy inferiores a los previstos originalmente lo que ha afectado la rentabilidad de sus proyectos.

La integración contractual, necesaria para todo tipo de proyecto, es mucho más evidente tratándose del GNL que, a diferencia de los casos expuestos, requiere la firma de contratos de



suministro de combustible e infraestructura en el largo plazo, que involucran a más partes y requieren más estabilidad.

En resumen, la venta de energía en base a GNL sólo se puede realizar en concordancia con la estructura rígidas que caracterizan la licuefacción, regasificación y transporte del GNL. En consecuencia, una vez que se fijan las condiciones de un contrato de GNL se determina también parte importante de los volúmenes que llegarán en los años venideros. Ello, con independencia **del devenir que muestre el costo marginal del sistema, su hidrología y circunstancias. Una vez que se firma un contrato, se determina parte importante del volumen lo que por cierto resulta en un grado de inflexibilidad. La inflexibilidad es, en consecuencia, una característica intrínseca del GNL, y su participación en el sistema eléctrico requiere que sea considerada.**

Dicho lo anterior, es preciso indicar que esta característica, la inflexibilidad, no es exclusiva del uso del GNL. Lo mismo ocurre con las centrales hidroeléctricas, eólicas o solares que producen con independencia del costo marginal del sistema. La única diferencia del GNL radica que en muchas oportunidades no es inflexible (en torno al 60% del tiempo) y tiene un costo variable que puede ser relevante para determinar el orden de despacho. **Lo anterior, sin embargo, debe entenderse como la excepción de un modelo de negocio que se articula sobre contratos que tienen componentes fijos importantes.**





4. EL GNL, la inflexibilidad y la norma técnica

Entendiendo que la inflexibilidad es un rasgo común en el sistema eléctrico y que se extiende también al GNL, cabe profundizar en como esta ha sido abordada y cuáles son los rasgos más relevantes de la norma técnica que la CNE tiene bajo consulta.

En primer lugar, cabe recalcar que el tratamiento de la inflexibilidad del GNL ha cambiado en el tiempo. En un principio era el propio generador el que solucionaba el problema de inflexibilidad declarando que el costo de su combustible era cero. Ello en consistencia con las disposiciones de sus contratos de suministro y/o las condiciones de oferta y demanda GNL, crecientemente se han introducido complejidades adicionales al proceso que han devenido en un proceso en que el generador debe obtener la aprobación de la autoridad para declarar que un monto de GNL es inflexible. Ello permite el despacho de la central y la recuperación de al menos parte del costo que significa la adquisición del GNL que, en otro caso, debería ser venteadado provocando la pérdida completa del costo del insumo, riesgo que por cierto no resultaría consistente con el uso del GNL en el mercado local, además de las implicancias medioambientales que el venteadado conlleva.

El procedimiento anterior, que resulta óptimo desde un punto de vista económico (GN se vende a costo de oportunidad) y que es consistente con la estructura contractual envuelta, ha encontrado la oposición de los generadores excedentarios, alguno de los cuales tienen principalmente centrales ERNC. El argumento que se ha expresado es que la declaración de inflexibilidad altera el funcionamiento del mercado spot, deviene en menores precios, ingresos y retornos a su inversión. Y agregan que algunos generadores que utilizan GNL y que son deficitarios podrían estar haciendo un uso oportunista de la declaración de inflexibilidad. En su lógica, indican que la inflexibilidad deprime los precios del mercado spot y permite aumentar sus márgenes, precisamente, a costa de los generadores excedentarios gran parte de los cuales sería ERNC. En base a estas premisas han sugerido incluso prohibir la declaración de inflexibilidad aduciendo que impide la participación de la ERNC.

Aunque lo anterior puede ser posible al menos desde un punto de vista teórico cabe destacar que en la práctica los efectos de la inflexibilidad son más bien escasos. En efecto, como concluye Valgesta en su informe Revisión y análisis del impacto del Gas Inflexible en el Sistema Eléctrico Nacional el impacto en costo marginal de la declaración de inflexibilidad es escaso y no sistemático, siendo más bien causado por los problemas de congestión que ha enfrentado el sistema de transmisión. Por otra parte, el riesgo de comportamiento oportunista aparece, a



nuestro juicio, aún más difuso ya que la inflexibilidad, como ya se ha explicado, es resultado de compromisos que tienen una lógica distinta, de largo plazo, suscritos mucho antes de que se registren coyunturas de precio específicos y, aun si existiera la oportunidad para ejercer este tipo de medidas, la normativa vigente requiere la participación de la autoridad para declarar el GNL como inflexible.

Desde una perspectiva más amplia, se debe tener presente que el procedimiento señalado ha permitido acomodar en la matriz energética nacional a las unidades que utilizan GNL. Ello resulta esencial en el contexto actual de transición energética, en que el crecimiento futuro de centrales a ERNC estará condicionado por la necesaria y complementaria inversión en generación de base, que descansará primordialmente en el futuro sobre el GN, atendidos los planes de cerrar un número relevante de centrales a carbón del sistema.

4.1 La propuesta de norma técnica

El borrador de la “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Regasificado” incorpora un procedimiento en que el Coordinador Eléctrico asume el rol de definir los volúmenes de gas potencialmente inflexibles los que también deberá asignar entre los generadores del mercado. El procedimiento planteado en la norma técnica plantea principios de asignación, pero no es del todo preciso respecto a su aplicación, lo que entrega al Coordinador Eléctrico la responsabilidad de definir un conjunto importante de temas que, como veremos, son de suma importancia para el funcionamiento, estabilidad, costos y emisiones del sistema eléctrico. A modo de resumen, los procedimientos que establece la norma técnica son principalmente dos:

- a- **Determinación de un monto global de inflexibilidad.** La norma técnica encomienda al Coordinador Eléctrico la realización de un estudio que definirá los volúmenes susceptibles a ser declarados inflexibles cada año. Para ello deberá estimar la demanda de energía, la oferta de energía embalsada y la disponibilidad de GNL potencial. Para realizar esta tarea el Coordinador deberá simular la operación del sistema eléctrico e identificar la cantidad de GNL que minimiza el costo total de operación del sistema, incluyendo los costos de falla. Esta estimación considerará como referencia hidrológica



los últimos 15 años entre los cuales deberá presentar escenarios asimilables a los 5 más secos.

Aunque el coordinador indica que este monto es únicamente referencial a efectos de determinar la inflexibilidad máxima del sistema, estimamos que cambia de manera fundamental el funcionamiento del sistema eléctrico. Ello, por cuanto la sanción que significa no contar con la posibilidad de declarar gas inflexible es tan alta (vnteo del GN) que hace que el GN pierda su competitividad respecto al diésel. Además, en el caso de que la restricción sea inferior al volumen mínimo que impone los contratos de largo plazo, la restricción estaría rompiendo la relación contractual que se aprecia a lo largo de la cadena de valor, situación que, junto con la anterior, podría dejar a los contratos sin el respaldo real que les dio origen. En resumen:

- Generadores que articularon sus negocios sobre una lógica de respaldo podrían pasar a ser, por resorte de esta normativa, a ser generadores deficitarios, con todo el riesgo adicional que ello implica para el generador y el sistema.
- Además, como se despachará menos energía de las centrales a GNL – que de otro modo habrían declarado un costo variable muy bajo o cero – el costo marginal será mayor y el retorno de las centrales excedentarias subirá.
- El retorno de las centrales a GNL, que deberán pagar igual por un gas que no les permitirá generar, será menor.
- Ante el retiro de centrales a carbón, es indudable que habrá un incremento importante en la participación del petróleo diésel para generación eléctrica en reemplazo del GN faltante, lo que irá en dirección contraria a los objetivos de la descarbonización de la matriz.

Cabe señalar que la intensidad de los efectos dependerá fundamentalmente del cálculo y las simulaciones que realice el Coordinador.

- b- **Asignación de la inflexibilidad entre los participantes del sistema.** La norma técnica encarga al coordinador asignar la capacidad de inflexibilidad global entre los generadores del sistema. Aunque la norma técnica no presenta un camino definido para realizar esta asignación, indica que la misma deberá "*considerar los principios de*



eficiencia tomando en consideración los costos variables de las centrales y los restantes aspectos de la simulación, debiendo priorizar aquellas más eficientes económicamente, así como los volúmenes máximos de dicho combustible contemplados en los Acuerdos de Suministro vigentes" (artículo 5-5). Lo anterior tiene la potencialidad de generar varios problemas en el funcionamiento de mercado.

- Del análisis de la normativa se podría concluir que la asignación podría establecerse sobre la base de, por ejemplo, los costos de suministro de GNL que cada generador tenga. Ello alterará la evolución en el tiempo del sistema, perpetuando una ventaja de costos que pudiera haber tenido lugar en el pasado – recuérdese que se trata de contratos de largo plazo - ahora en el futuro, propiciando una concentración de mercado en el sistema. En tal sentido, la nueva regulación, que origina nuevos "derechos" a utilizar el GNL como combustible con consecuencias sobre la organización industrial del sistema (sin inflexibilidad será muy difícil usar GNL). Bajo un sistema como el descrito, las posibilidades que tienen un nuevo generador, o la reconversión de un generador diésel a GN, para entrar al sistema y competir con un incumbente se reducen sustancialmente, ya que el primero deberá enfrentar un costo de gas (por riesgo de venteo) sustancialmente superior al del incumbente.
- Además, no permitirá que los generadores que tienen contratos de GNL relativamente más costosos, aunque competitivos desde la perspectiva del cliente, puedan acceder al respaldo de los contratos de energía que ya tienen firmados. Ello se traduce en un perjuicio directo para estos generadores que además de reducir sus flujos, reduce su capacidad de competir por nuevos contratos.
- En la práctica, hace que el Coordinador actúe como un otorgador de derechos que definen, en buena medida, la capacidad que tendrá el generador de competir en el mercado (sin inflexibilidad la participación en el mercado de GNL puede ser inviable). Como hemos indicado, el otorgar este derecho puede generar efectos no deseados en la expansión de la oferta, la firma de nuevos contratos y su estabilidad. Este punto, junto con los anteriores, plantea problemas de Libre Competencia que deben ser abordados por la Norma Técnica en su versión final.



Cabe señalar que los problemas antes planteados podrían solucionarse, en parte, si dentro de los criterios de asignación del “derecho de inflexibilidad” se consideran los volúmenes mínimos o *ToP* contratados. Después de todo, estos volúmenes son los que resumen el compromiso que el Generador tiene con el resto de la cadena de valor y son, al mismo tiempo, los que dan base a la capacidad de generación que ha permitido, y permitirá, la firma de contratos de suministro de electricidad.

En resumen: La nueva norma técnica tiende a restringir la oferta de energía generada en base a GNL y otorga derechos de inflexibilidad que alteran el funcionamiento del mercado. Concretamente, lo hacen menos competitivos y otorgan ventajas permanentes a los generadores que tienen contratos de costo menor. Como contrapartida, agregan riesgo y costo a los generadores con mayor costo relativo, reduciendo la rivalidad y la competencia.

Finalmente, cabe señalar que todo lo anterior no es inocuo para el desarrollo del sistema eléctrico y sus emisiones. Una reducción de la participación del GNL, por menos rivalidad y restricciones a la oferta, hace que los requerimientos de energía base del sistema eléctrico recaigan en el diésel. Este combustible, aunque más caro y contaminante que el GNL (genera un 140% más CO₂ por MWh), no tiene los “problemas” de inflexibilidad que se le asignan al GNL y, con toda seguridad, será la solución que encontrará el sistema si la aplicación de esta norma técnica incrementa los riesgos de proveer soluciones con GNL. Ello pone en serio riesgo el cumplimiento de los planes de reducción de emisiones que, sin el aporte del GNL en la etapa de transición energética, resultan muy difíciles de cumplir.

5. Resumen y Conclusiones

El mercado internacional del GNL se encuentra articulado preferentemente en contratos de largo plazo que remuneran infraestructura dedicada y de reciente construcción. Esta estructura contractual es reflejo de un conjunto amplio de inversión específica y de alto costo cuyo financiamiento requiere compromisos de largo plazo. Esta situación, sumado al uso de los terminales de regasificación y la red de gasoductos local, que también se articulan en contratos



del tipo ToP, deviene en una estructura de pagos y demanda de carácter fijo por parte de los usuarios finales del GNL, entre ellos las generadoras.

En resumen, la venta de energía en base a GNL sólo se puede realizar en concordancia con la estructura rígidas que caracterizan la licuefacción, regasificación y transporte del GNL. En consecuencia, una vez que se fijan las condiciones de un contrato de GNL se determina también parte importante de los volúmenes que llegarán en los años venideros. Ello, con independencia del devenir que muestre el costo marginal del sistema, su hidrología y circunstancias. **Una vez que se firma un contrato, se determina parte importante del volumen lo que por cierto resulta en un grado de inflexibilidad. La inflexibilidad es, en consecuencia, una característica intrínseca del GNL, y su participación en el sistema eléctrico requiere que sea considerada.**

Dicho lo anterior, es preciso indicar que esta característica, la inflexibilidad, no es exclusiva del uso del GNL. Lo mismo ocurre con las centrales hidroeléctricas, eólicas o solares que producen con independencia del costo marginal del sistema. La única diferencia del GNL radica que en muchas oportunidades no es inflexible (en torno al 60% del tiempo) y tiene un costo variable que puede ser relevante para determinar el orden de despacho. **Lo anterior, sin embargo, debe entenderse como la excepción de un modelo de negocio que se articula sobre contratos que tienen componentes fijos importantes.**

Esta inflexibilidad se ha reflejado en el funcionamiento del sistema eléctrico que ha permitido que, cuando se justifica, que el GNL sea declarado inflexible. Ello permite el despacho de la central y la recuperación de, al menos, parte del costo que significa la adquisición del GNL que, en otro caso, debería ser venteadado provocando la pérdida completa del costo del insumo, riesgo que por cierto no resultaría consistente con el uso del GNL en el mercado local. El procedimiento anterior, que resulta óptimo desde un punto de vista económico (GN se vende a costo de oportunidad) y que es consistente con la estructura contractual envuelta, ha encontrado la oposición de los generadores excedentarios, alguno de los cuales son ERNC. El argumento que se ha expresado es que la declaración de inflexibilidad altera el funcionamiento del mercado spot, deviene en menores precios, ingresos y retornos a su inversión. A su vez, argumentan que algunos generadores que utilizan GNL y que son deficitarios podrían estar haciendo un uso oportunista de la declaración de inflexibilidad. En su lógica, indican que la inflexibilidad deprime los precios del mercado spot y permite aumentar sus márgenes, precisamente, a costa de los generadores excedentarios gran parte de los cuales sería ERNC. En base a estas premisas han sugerido incluso prohibir la declaración de inflexibilidad aduciendo que impide la participación de la ERNC.



Aunque lo anterior puede ser posible al menos desde un punto de vista teórico, los efectos prácticos de la inflexibilidad son más bien escasos. En efecto, como concluye Valgesta 2021 en su informe *“Revisión y análisis del impacto del Gas Inflexible en el Sistema Eléctrico Nacional”* el impacto en costo marginal de la declaración de inflexibilidad es escaso y no sistemático, siendo más bien causado por los problemas de congestión que ha enfrentado el sistema de transmisión. Por otra parte, el riesgo de comportamiento oportunista aparece, a nuestro juicio, aún más difuso ya que la inflexibilidad, como ya se ha explicado, es resultado de compromisos que tienen una lógica distinta, de largo plazo, suscritos mucho antes de que se registren coyunturas de precio específicos y, aun si existiera la oportunidad para ejercer este tipo de medidas, siempre se requiere la participación de la autoridad para declarar el GNL como inflexible.

En este contexto surge la propuesta de modificación de norma técnica que la CNE mantiene en consulta pública desde el 14 de junio. Esta norma propone que sea el Coordinador Eléctrico quien asuma el rol de definir los volúmenes de gas potencialmente inflexibles los que también deberá asignar entre los generadores del mercado. El procedimiento planteado en la norma técnica plantea principios de asignación, pero no es del todo precisa respecto a su aplicación, lo que entrega al Coordinador Eléctrico la responsabilidad de definir un conjunto importante de temas que son de suma importancia para el funcionamiento, estabilidad, costos y emisiones del sistema eléctrico. Los procedimientos que establece la norma técnica son principalmente dos:

- 1- Determinación de un monto global de inflexibilidad.** La norma técnica encomienda al Coordinador Eléctrico la realización de un estudio que definirá los volúmenes susceptibles a ser declarados inflexibles cada año. Para ello deberá estimar la demanda de energía, la oferta de energía embalsada y la disponibilidad de GNL potencial GNL. Para realizar esta tarea el Coordinador deberá simular la operación del sistema eléctrico e identificar la cantidad de GNL que minimiza el costo total de operación del sistema, incluyendo los costos de falla.

Aunque el coordinador indica que este monto es únicamente referencial a efectos de determinar la inflexibilidad máxima del sistema, estimamos que cambia de manera fundamental el funcionamiento del sistema eléctrico. Ello, por cuanto la sanción que significa no contar con la posibilidad de declarar gas inflexible es tan alta (venteo del GN) que hace que el GN pierda su competitividad respecto al diésel. Además, en el caso de que la restricción sea inferior al volumen mínimo que impone los contratos de largo plazo, la restricción estaría rompiendo la relación contractual que se aprecia a lo largo de la cadena de valor, situación que, junto



con la anterior, podría dejar a los contratos sin el respaldo real que les dio origen. Las consecuencias prácticas de estas medidas podrían ser:

- Generadores que articularon sus negocios sobre una lógica de respaldo podrían pasar a ser, por resorte de esta normativa, a ser generadores deficitarios, con todo el riesgo adicional que ello implica para el generador y el sistema como lo demuestra el caso de Campanario.
- Además, como se despachará menos energía de las centrales a GNL – que de otro modo habrían declarado un costo variable muy bajo o cero – el costo marginal será mayor y el retorno de las centrales excedentarias subirá.
- El retorno de las centrales a GNL, que deberán pagar igual por un gas que no les permitirá generar, será menor.

La intensidad de los efectos dependerá fundamentalmente del cálculo y las simulaciones que realice el Coordinador quien, dada la importancia de la inflexibilidad, asumirá por esta vía un rol central en las nominaciones de GNL.

2- Asignación de la inflexibilidad entre los participantes del sistema. La norma técnica encarga al coordinador asignar la capacidad de inflexibilidad global entre los generadores del sistema. Aunque la norma técnica no presenta un camino definido para realizar esta asignación, indica que la misma deberá *“considerar los principios de eficiencia tomando en consideración los costos variables de las centrales y los restantes aspectos de la simulación, debiendo priorizar aquellas más eficientes económicamente, así como los volúmenes máximos de dicho combustible contemplados en los Acuerdos de Suministro vigentes” (artículo 5-5)*. Lo anterior tiene la potencialidad de generar varios problemas en el funcionamiento de mercado.

- La inflexibilidad se convierte en una ventaja asignada a un generador: Del análisis de la normativa se podría concluir que la asignación podría establecerse sobre la base de, por ejemplo, los costos de suministro de GNL que cada generador tenga. Ello alterará la evolución en el tiempo del sistema, perpetuando una ventaja de costos que pudiera haber tenido lugar en el pasado – recuérdese que se trata de contratos de largo plazo - ahora en el futuro, propiciando una concentración de mercado en el sistema. En tal sentido,



la nueva regulación, que origina nuevos “derechos” a utilizar el GNL como combustible con consecuencias sobre la organización industrial del sistema. Bajo un sistema como el descrito, las posibilidades que tienen un nuevo generador para entrar al sistema y competir con un incumbente se reducen sustancialmente, ya que el primero deberá enfrentar un costo de gas (por riesgo de venteo) sustancialmente superior al del incumbente.

- Además, no permitirá que los generadores que tienen contratos de GNL relativamente más costosos, aunque competitivos desde la perspectiva del cliente, puedan acceder al respaldo de los contratos de energía que ya tienen firmados. Ello se traduce en un perjuicio directo para estos generadores que además de reducir sus flujos, reduce su capacidad de competir por nuevos contratos.
- En la práctica, hace que el Coordinador actúe como un otorgador de derechos que definen, en buena medida, la capacidad que tendrá el generador de competir en el mercado (sin inflexibilidad la participación en el mercado de GNL puede ser inviable). Como hemos indicado, el otorgar este derecho puede generar efectos no deseados en la expansión de la oferta, la firma de nuevos contratos y su estabilidad. Este punto, junto con los anteriores, plantea problemas de Libre Competencia que deben ser abordados por la Norma Técnica en su versión final.

Cabe señalar que los problemas antes planteados podrían solucionarse, en parte, si dentro de los criterios de asignación del “derecho de inflexibilidad” se consideran los volúmenes mínimos o *take or pay* contratados. Después de todo, estos volúmenes son los que resumen el compromiso que el Generador tiene con el resto de la cadena de valor y son, al mismo tiempo, los que dan base a la capacidad de generación que ha permitido, y permitirá, la firma de contratos de suministro de electricidad.





QUIROZ & ASOCIADOS

QUIROZ & ASOCIADOS

Avenida El Golf 150, Torre A, Piso 2, Oficina 201, Las Condes

Santiago – Chile

Fono: (56-2) 2639 9012