

Procedimiento Normativo de Modificación de NT GNL Sesión 3



Departamento Eléctrico
Noviembre 2020

- Contexto breve
- Presentaciones integrantes Comité Consultivo Especial.

Programación Mesas de Trabajo

octubre 2020						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

noviembre 2020						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

diciembre 2020						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Sesión	Temas	Fecha
1	Introducción Modificaciones Declaración GNL Diagnóstico Inflexibilidad	27-10-2020
2	Presentaciones integrantes Comité Parte I	11-11-2020
3	Presentaciones integrantes Comité Parte II	17-11-2020
4	Presentaciones integrantes Comité Parte III	26-11-2020
5	Inflexibilidad GNL	11-12-2020

Temas	Fecha
CCE	Oct-Dic 2020
Consulta Pública	Ene-Feb 2021

Objetivo del Comité Consultivo

Artículo 17. DS 11/2017- “Para cada Procedimiento Normativo se deberá constituir un Comité Consultivo con el **objeto de discutir, analizar y dar su opinión a la Comisión** sobre la Norma Técnica de que se trate o de la correspondiente modificación de una ya existente.”

Presentaciones en próximas sesiones

Nombre	Empresa	Sesión CCE	Fecha
Hero Morales y Paulo Oyanedel	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional	2	11-11-20
Miguel Ángel Buzunariz	Enel Generación Chile S.A.	2	11-11-20
Juan Pablo Fiedler	Colbún S.A.	2	11-11-20
Sebastián Rivas	Tamakaya Energía SpA	3	17-11-20
Benoît Génin	Engie Energía Chile S.A.	3	17-11-20
Marco Antonio Arróspide	GM Holdings S.A.	3	17-11-20
Hugo Vits	Pelícano Solar Company SpA	3	17-11-20
Laura Contreras	Prime Energía SpA	3	17-11-20
Carlos Finat	Experto Técnico	4	26-11-20
Rodrigo Solís	Experto Técnico	4	26-11-20
Danilo Zurita	Experto Técnico	4	26-11-20
Luis Gonzalo Palacios	Experto Técnico	4	26-11-20
Carlos Cabrera	Experto Técnico	4	26-11-20
Ricardo Fuentes	Asociación Empresas de Gas Natural A.G.	4	26-11-20
Rafael González	Experto Técnico	4	26-11-20

Con el objetivo de recoger las opiniones de todos los integrantes, las próximas dos sesiones cada uno de los representantes tendrá un espacio para plantear su opinión, siguiendo una pauta común:

- Presentación de 10 minutos y 5 minutos para consultas.
- Contenidos de presentación:
 - Breve presentación de representada (1 lámina)
 - Opinión de situación actual de GNL respecto a la condición de inflexibilidad.
 - Propuestas concretas para ir reduciendo las declaraciones de inflexibilidades.



Presentaciones Integrantes del CCE



BHP

Comité Consultivo NT GNL Presentación Tamakaya Energía

Sebastián Rivas

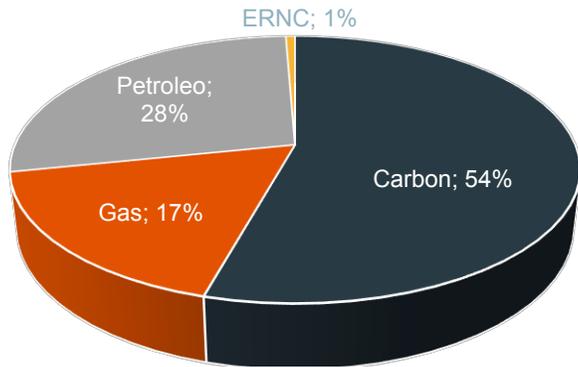
11 Noviembre 2020



Mercado Eléctrico 2013 – Altos Costos Proyectados

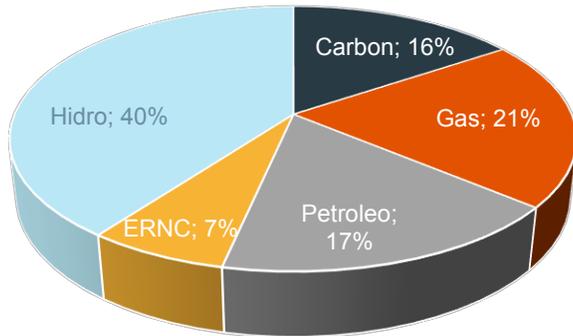
Escenario en que se acuerda contrato GNL

Capacidad Instalada SING 2013



**3600
GW**

Capacidad Instalada SIC 2013

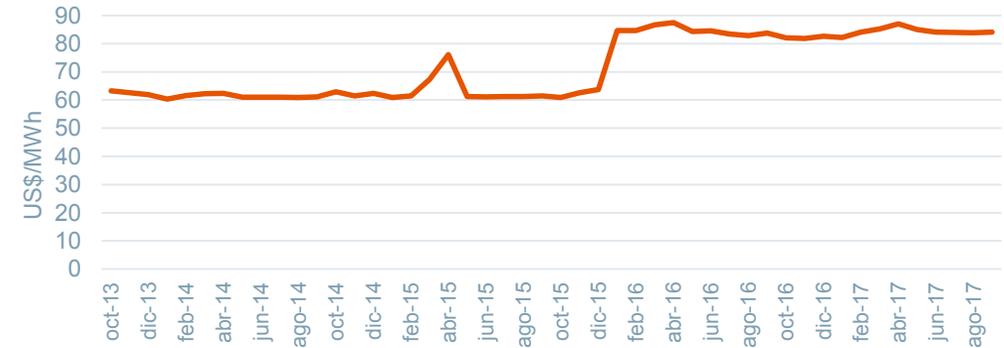


**14.200
GW**

Alta participación del petróleo en la generación (GasAtacama juega rol relevante en el SING)

Fuente: Informes Técnicos CNE 2013

Costo Marginal Proyectado SING



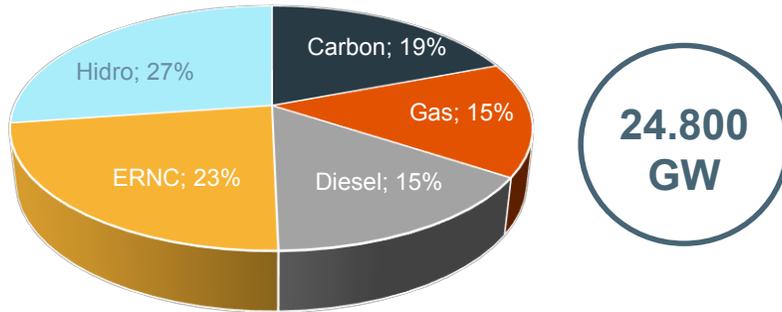
Costo Marginal Proyectado SIC



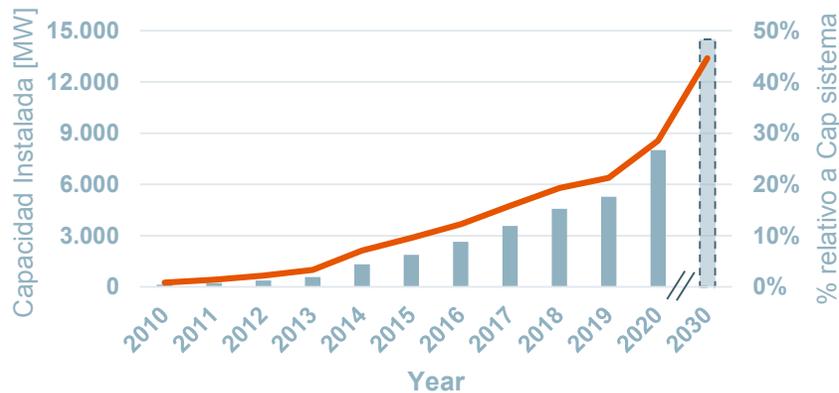
Mercado Eléctrico Actual – Alta Flexibilidad Requerida

Escenario en que se aplica NT GNL

Capacidad Instalada del SEN

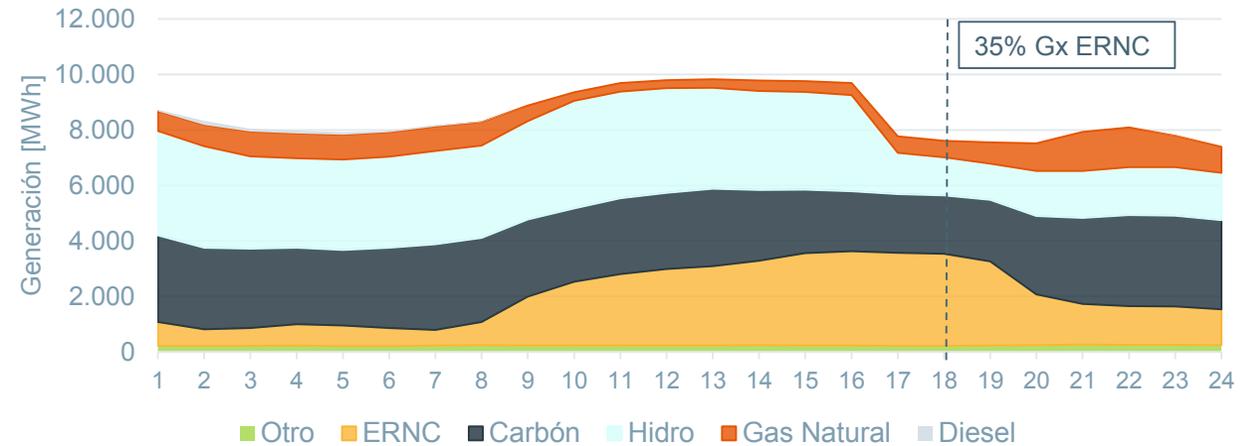


Penetración anual ERNC



Fuentes: CNE, Coordinador Eléctrico

Generación SEN 27-Oct 2020

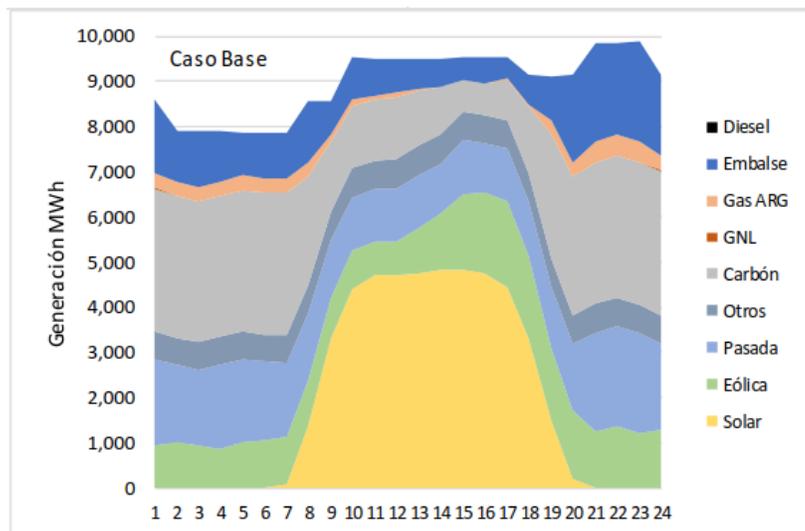


- Generación renovable supera el **20%**
- Se requiere respaldar intermitencia, rampas y fallas (principalmente con hidro y gas)
- Se requieren rampas de subida y bajada de >3.500 MW
- El GNL es esencial en el escenario deseado de descarbonización
- Para poder entregar esta flexibilidad inmediata, el gas debe estar en stock

Rol del GNL no se anticipa

Señales de despacho de Kelar

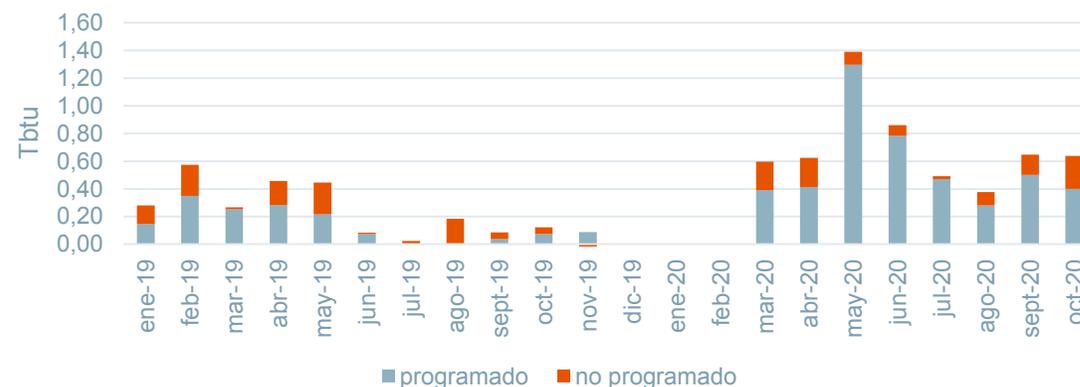
Kelar no es requerido para la operación



- Por tercer año consecutivo el **informe GNL** del CEN muestra que se requiere nulo despacho de Kelar.
- Se propone cubrir intermitencia principalmente con **carbón**.

Fuentes: Coordinador Eléctrico

Despacho Flexible Kelar



Kelar es requerido por el sistema y opera frecuentemente por sobre lo programado

- ~54% del despacho es flexible
- ~20% del despacho es no programado

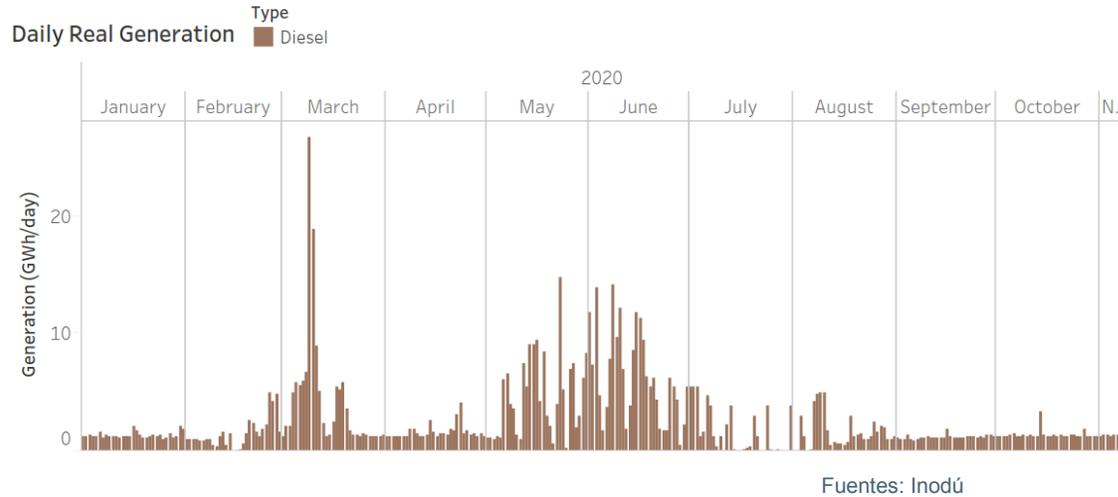
→ Año 2020

Flexibilidad que aporta Kelar al sistema tiene un alto costo

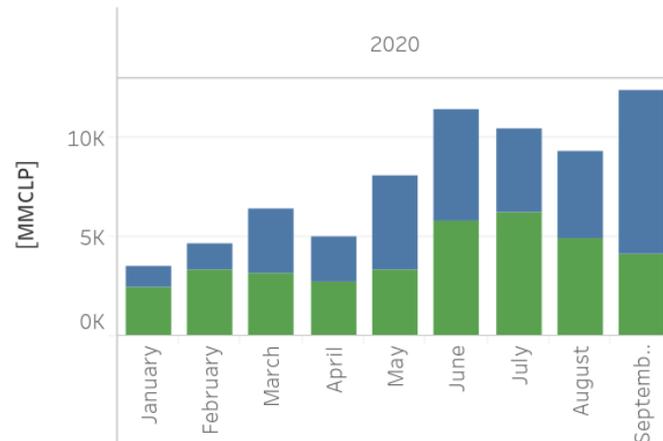
- Gas de partidas y paradas
- Desgaste unidades
- Anticipo de mantenimientos

El despacho de respaldo es altamente dependiente de factores sistémicos (variación de demanda, sobre instalación, retrasos de líneas, fallas, etc)

Costos de operación sin GNL



Monthly Side Payments



- En dos oportunidades se observó que el volumen GNL en el sistema fue **insuficiente**.
- En los meses de Mayo y Junio se despacha la unidad Kelar con combustible alternativo (**diésel**)
- 26 kton / equivalentes a 40Mm3 de GNL-regas
- Lo anterior:
 - a) afecta la **seguridad de suministro** (presión en la cadena logística)
 - b) Aumenta **costos** de operación del sistema
 - c) Aumenta **emisiones CO2e**

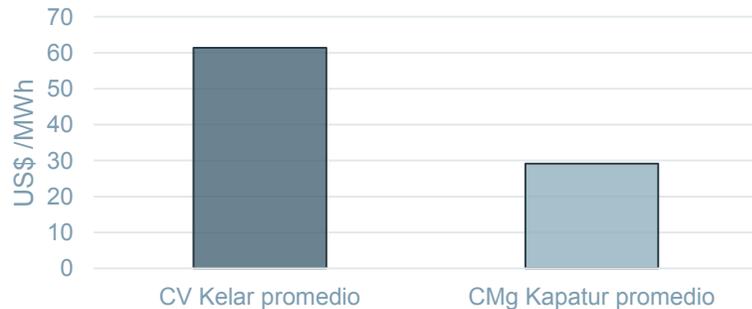
Inflexibilidad – Condición no deseada por Tamakaya

Perfil de Generación Inflexible



Generación inflexible no compensa costo de combustible

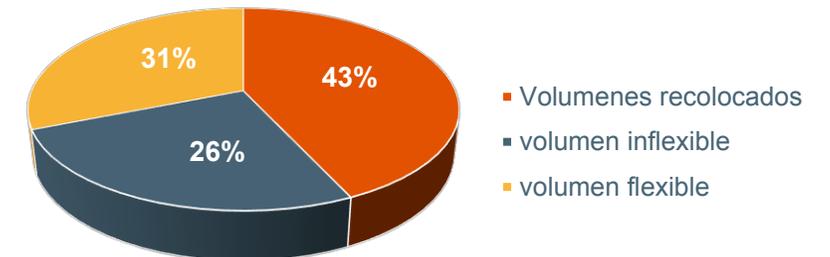
Perjuicio económico



Condiciones ToP y rigidez del mercado GNL obligan a inflexibilizar

- Se han **asumido importantes costos** con el proveedor para reducir cantidades de GNL comprometidas.
- Aún cuando la NT GNL y su posterior modificación **reguló ex-post** las condiciones para la gestión del gas, Tamakaya se ha adaptado a las disposiciones de dicha NT, asumiendo los costos:
 - Mercado GNL internacional deprimido (dificulta reventas)
 - Bajos usos alternativos locales y regionales
- La inflexibilidad **no es una condición deseada** por Tamakaya. Las gestiones realizadas han sido exitosas, aún con las restricciones vigentes:

Gestión volúmenes comprometidos



Conclusiones Finales

Regulación Expost

- La actual NT GNL ya introdujo restricciones a la gestión del gas que incrementó el costo para los contratos de GNL con Take or Pay.
- Los contratos GNL continúan hasta el día de hoy siendo dominados por vendedores, en una industria donde el mercado nacional no es determinante ante el mercado internacional
- Clausulas de flexibilidades adicionales, cuando están disponibles, encarecen contratos GNL
- Rigidizar aún mas la NT introducirá desincentivos a traer gas, encareciendo la operación del Sistema y afectando a los consumidores finales.
- La falta de gas es reemplazada por Diésel afectando los costos de seguridad.

Existen suficientes incentivos para no inflexibilizar

- Inflexibilidad tiene altos costos para los generadores que tienen Take or Pay.
- Se debe mejorar señales de requerimientos de uso del GNL
- Se debe mejorar optimización/co-optimización del uso del GNL en el sistema

BHP



Comité consultivo NT GNL - EECL

11 de noviembre de 2020

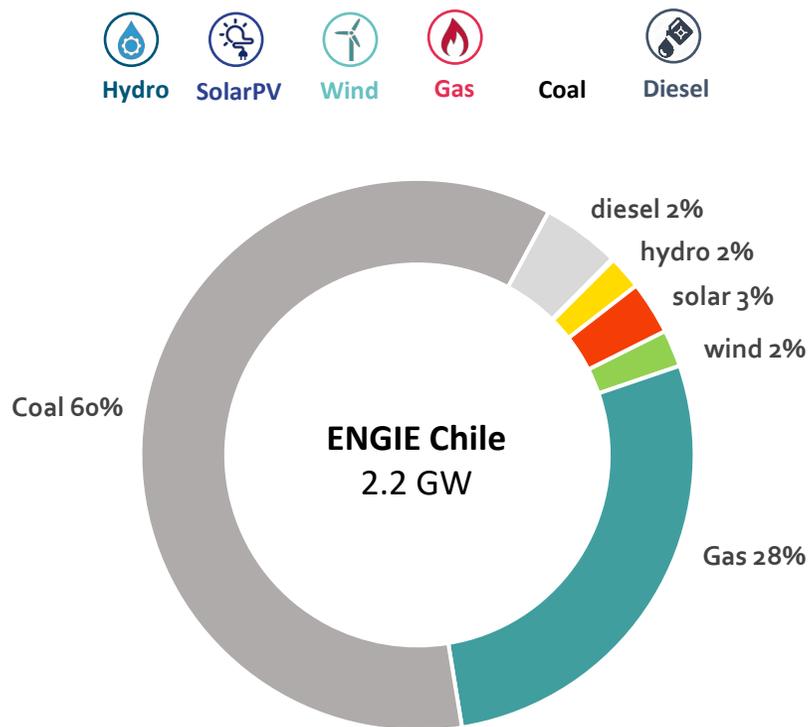
RESTRICTED

INTERNAL

SECRET

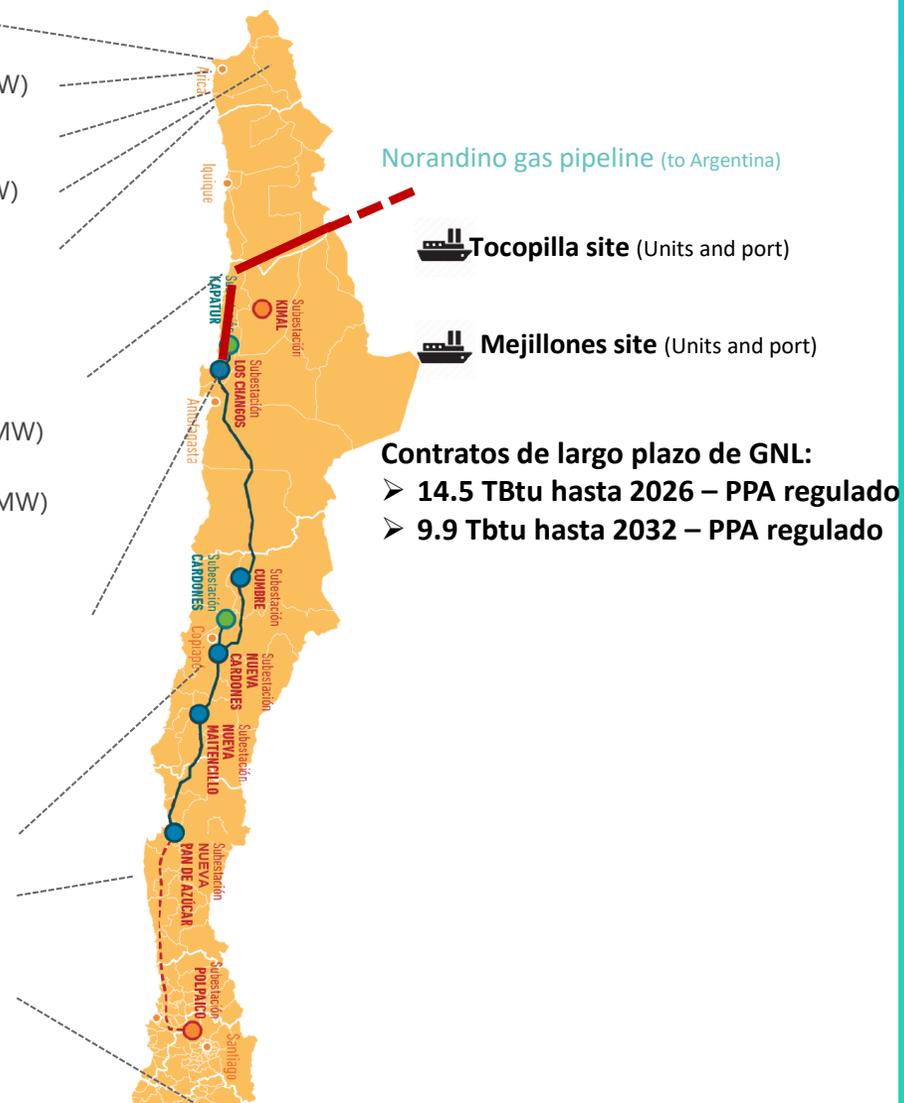
Presentación Engie Energía Chile

Capacidad instalada de Engie Energía Chile [MW]



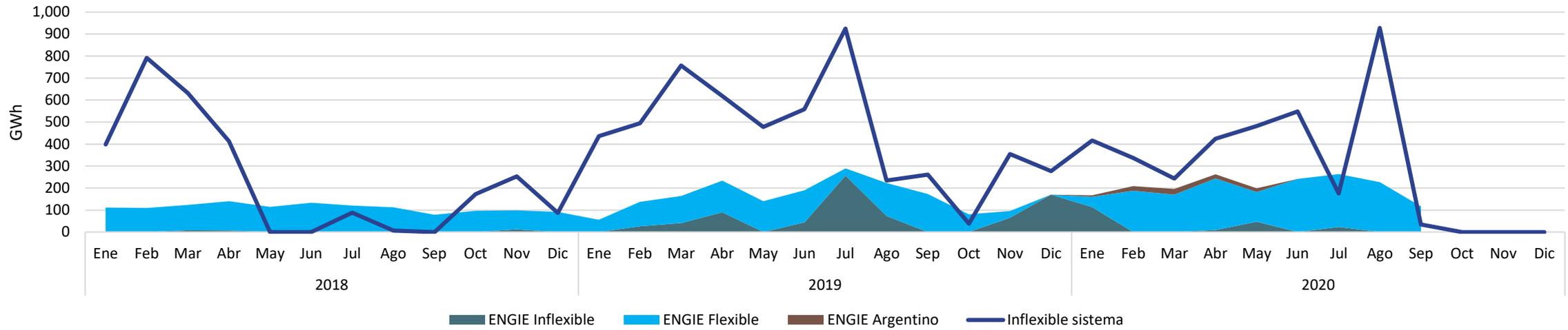
- BESS (2 MW)
- Solar P. Camarones (6 MW)
- Solar El Aguila I (2 MW)
- Hydro Chapiquiña (10 MW)
- Diesel Arica (14 MW)

- Coal Tocopilla U14 – U15 (268MW)
- CCGT Tocopilla U16 (362 MW)
- Diesel Tocopilla TG1-TG2-TG3 (87 MW)
- Coal Mejillones CTM1 – CTM2 (338 MW)
- CCGT Mejillones CTM3 (251 MW)
- Coal Andina CTA (177 MW)
- Coal Hornitos CTH (177 MW)
- Coal IEM1 (379 MW)
- Solar Los Loros (54 MW)²
- Wind Monte Redondo (48 MW)
- Hydro Laja I (34 MW)



Engie tiene poca participación en las inflexibilidades del sistema

Generación Unidades GNL - ENGIE



Año	MMm3 inflex declarados	Cantidad de declaraciones	Inflex Engie vs inflex sistema
2018	2,5	2	1%
2019	180,8	8	15%
2020	48,4	4	6%

Engie representa el 9% de las inflexibilidades totales del sistema

Posiciones de EECL respecto a la NT GNL actual

La NT GNL actual ya integra restricciones en su marco regulatorio:

- *“La utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa”*
- *“demostrando ante el Coordinador haber realizado sus mejores esfuerzos para redestinar el referido volumen a un uso distinto al de generación eléctrica con sus Unidades GNL habilitadas técnicamente...”*

Para minimizar sus inflexibilidades, EECL ya está utilizando las siguientes mitigaciones con costos asociados:

- Cancelación de cargo al momento del proceso ADP (90 Mm3 de inflex evitado para cada cargo),
- Aplicación del numeral 10 al artículo 3-4 que permite adelantar volúmenes futuros en la ventana de declaración para evitar una inflexibilidad en el presente (26 Mm3 de inflex evitado entre 2019 y 2020),
- Maquila de CCGT con un tercero para evitar inflexibilidades debido a falla de unidades (6 Mm3 de inflex evitado 2020).

La inflexibilidad de EECL sólo ocurre después de haber agotado todas las instancias para evitarla.

Efecto Sistémico: Ejemplo logística GNL

El proceso de programación de ADP es un ejercicio complejo (Chile es un “tomador” de condiciones internacionales de suministro), en el cual por mecanismo de *Sharing Agreement* no sólo se deben cumplir con requerimientos del sector eléctrico, también hay factores como la volatilidad alta por mantenimientos, baja en demanda por Covid, vertimiento renovable, envíos bi direccionales con Argentina, entre otros.

ADP tipo

Empresa	Fecha	Volumen	
A	18-Feb-20	3.300.000	Tbtu
B	19-Mar-20	3.000.000	TBtu
A	14-Apr-20	3.275.000	TBtu

Como el buque de marzo fuerza una inflexibilidad, se evalúa la opción de cancelar el buque y sus impactos.



Generación de ciclos combinados entre el 18/feb y el 14/abr

	Flexible	Inflex	
Sin Cancelacion	469,64	181,63	GWh
Con Cancelación	291,62	-	GWh

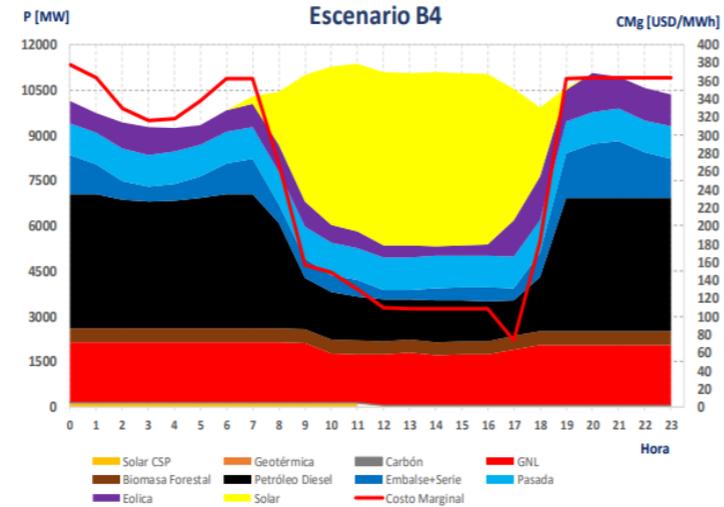
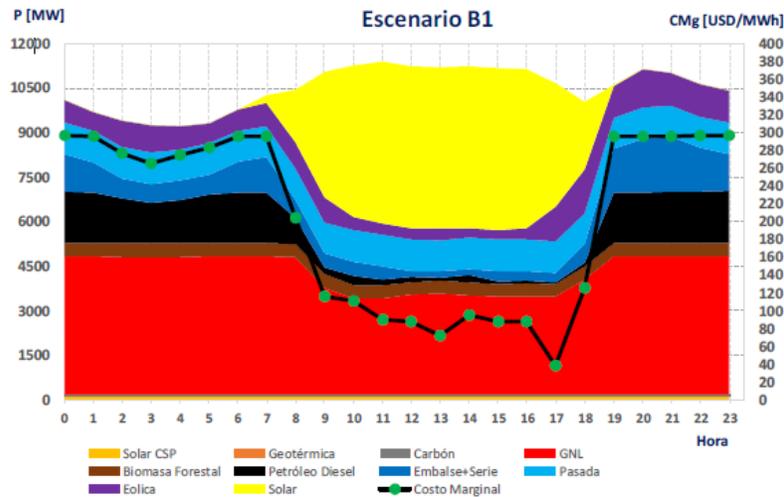
- Si bien la cancelación del buque de marzo elimina la inflexibilidad, la limitación de niveles físicos de inventario en estanque y los compromisos de volumen para otros usos **obligan a reducir la generación de GNL eficiente.**
- Esto a su vez genera un incremento en los costos de operación del sistema y un aumento de las emisiones de CO2 por entrada de unidades diésel.

+27 MMUSD costo de operación del SEN **+102 ktonCO2** emitidas

Efecto Despacho: Retiro de centrales a carbón al 2025

Debido al proyecto de descarbonización al 2025, el Coordinador emitió un informe para el análisis de escenarios en dicho contexto. De este informe se desprenden dos conclusiones pertinentes a la discusión de la NT y que se relacionan con el despacho y las reservas al 2026.

Perfil de generación Año 2026 con hidrología seca



- Una eliminación de la inflexibilidad de la NT o un cambio radical significarían medidas que reducirían la disponibilidad de GNL en los próximos años.
- Del informe del CEN: *“Una condición crítica que considera menor disponibilidad de GNL e hidrología seca, no permitiría el cumplimiento de los objetivos de la descarbonización, ya que implicaría el reemplazo de generación a carbón por generación en base a Diesel.”*

Propuesta desde ENGIE

Incorporar en la NT GNL el anticipo en las declaraciones:

- EECL ha estado practicando esto en algunas declaraciones
- De este modo, la generación inflexible se puede optimizar sin la necesidad de llevar las unidades a Pmax y así colocar el gas principalmente a la punta sin perjudicar a las tecnologías renovables.

En 2020, existente explicaciones razonables que pueda explicar las recientes inflexibilidades del sistema:

- *Nivel mas alto de hidrología en 2020,*
- *Ingreso intenso de ERVs (profundizando la curva de pato y variabilidad de demanda a parque térmico), y*
- *Crisis social y pandemia, con sus efectos sobre CODs de ERVs, niveles de demanda y precios.*

Comité Consultivo NT GNL

GM Holdings S.A. – Marco Arróspide

Noviembre 2020

Agenda

▶ Contexto

- ▶ Base conceptual
- ▶ Aplicación de procedimientos
- ▶ Rol del Coordinador y declaración de inflexibilidad

▶ Diagnóstico y análisis

- ▶ Gas de oportunidad
- ▶ Horizonte del periodo vinculante del gas
- ▶ Mercado Secundario del gas

▶ Conclusiones

Contexto

Base Conceptual

- ▶ La forma en que deben tratarse los volúmenes inflexibles para efectos de la determinación de los costos marginales del sistema y su prioridad de despacho está abordada por la NT de GNL y es consistente con la teoría marginalista del sistema eléctrico:

“...Las Unidades GNL que se encuentren operando con un volumen en condición de suministro inflexible, deberán ser consideradas para efectos del cálculo del costo marginal del sistema con un costo variable total igual a cero...” (Artículo 3.8 de la NT).

Contexto

Aplicación de procedimientos

- ▶ La información que debe proveer cada Empresa Generadora GNL también está abordada en detalle en la NT. En particular, la relativa a la condición de suministro para la respectiva ventana de información y al eventual perjuicio económico relevante y el responsable de calificarlo:

“...Se entenderá que un volumen tiene condición de inflexibilidad si éste no puede ser destinado a un uso distinto al de generación del sistema eléctrico nacional en la Ventana de Información, sin causar un perjuicio económico relevante a la Empresa Generadora GNL calificado como tal por la misma...”
(Artículo 3.3 de la NT).

Contexto

Rol del Coordinador y declaración de inflexibilidad

- ▶ Haciéndose cargo de las críticas a la aplicación de la NT de GNL, cabe preguntarse si éstas apuntan a una regulación imprecisa, a una deficiente aplicación de la misma por parte del CEN o al aprovechamiento de la supuesta imprecisión y/o falta de deber del CEN por parte de alguna Empresa Generadora GNL.
- ▶ GMH postula que lo relativo a las conductas que se atribuyan a los agentes que intervienen en la aplicación de la NT de GNL son materia de otros estamentos de la regulación y no de la NT misma (SEC, FNE, Panel de Expertos, UMC del CEN).
- ▶ Por otra parte, partiendo del principio de que toda normativa es perfectible GMH plantea que efectivamente se pueden introducir mejoras a la NT de GNL de manera de optimizar el uso del gas natural y por consiguiente, optimizar el costo de operación del sistema eléctrico.

Diagnóstico y análisis

Gas de oportunidad

- ▶ Establecer posibles mejoras para poder usar gas de oportunidad, posibilitando evitar sobre stock y por lo tanto, condiciones de inflexibilidad.
- ▶ ¿Cuál es el problema?
 - ▶ Se requieren de 2 días hábiles de anticipación para declarar el GNL de oportunidad (antes de las 12:00 hrs).
 - ▶ Subsanan la declaración, ya sea por errores propios o cambios de criterio, implica un día hábil adicional para inicio de vigencia.
 - ▶ Si esto ocurre un jueves, el inicio de vigencia iniciaría un martes (5 días después), dejando el volumen inutilizable por 3 días adicionales.
 - ▶ Dado los plazos se pueden perder oportunidades de uso de GNL, debiendo usar combustibles más caros, encareciendo el costo de operación del sistema.

La NT de GNL debería permitir aprovechar gas de oportunidad

Diagnóstico y análisis

Horizonte del periodo vinculante del gas

- ▶ La discusión siempre se ha centrado entre la pugna seguridad vs inflexibilidad.
- ▶ Se debiese achicar ventana de vinculante de manera de permitir una declaración y una utilización más flexible del gas.
- ▶ Se podría establecer un criterio/metodología de liberación que permita la modificación del destino de uso de los volúmenes de GNL declarados para las 12 semanas que no sean considerados en la programación mensual del Coordinador.
- ▶ De esta manera, el gas subutilizado puede ser gestionado con mayor anterioridad, aumentando la posibilidad de dar uso alternativo evitando condiciones de inflexibilidad.

Diagnóstico y análisis

Mercado secundario del GNL

- ▶ No existe realmente un mercado secundario para vender el gas en Chile, por lo menos no del volumen de gas que puede liberar una central generadora.
- ▶ No hay muchos actores relevantes que puedan comprar gas (otros generadores o clientes industriales grandes).
- ▶ Por lo tanto, establecer posibles mejoras para poder usar gas de oportunidad, va en la línea de evitar sobre stock y por lo tanto, condiciones de inflexibilidad.
- ▶ Si bien los Acuerdos de Suministro son insumos para la aplicación de la NT de GNL, es importante señalar que la flexibilidad en el uso de infraestructura de la industria del GNL ayudaría a optimizar la utilización de este combustible.
- ▶ Un ejemplo de lo anterior, fue la coordinación entre el uso de GNL y la capacidad de transporte disponible durante el pasado invierno, para reemplazar diésel que se estaba utilizando por razones de seguridad.

Conclusiones

- ▶ La NT de GNL lleva prácticamente 4 años de aplicación con una revisión realizada el año pasado, oportunidad en la que las empresas generadoras han tenido la oportunidad de presentar sus observaciones y donde se han incluido mejoras a la misma.
- ▶ Las eventuales mejoras a la NT de GNL no se deben concentrar exclusivamente en uno de sus aspectos más polémicos, esto es, en el efecto de la inflexibilidad de volúmenes de GNL en la operación del sistema eléctrico.
- ▶ Es posible mejorar la operación del sistema eléctrico en la medida que un gas subutilizado pueda ser gestionado con mayor anticipación, aumentando la posibilidad de dar uso alternativo evitando condiciones de inflexibilidad.



**GENERADORA
METROPOLITANA**

Una empresa AME y EDF

Noviembre 2020

POLICANO

El Pelicano Solar Company

Procedimiento Normativo de Modificación de NT GNL

Hugo Vits

- 1xPlanta PV 100 MW – Operativa desde 2017
- Localizada en el límite III/IV Región

El Pelicano considera / ha comprobado que las declaraciones de GNL Inflexible han tenido un impacto habitual que ha afectado creciente y económicamente a generadores y/o clientes (CMG , $P_{PPA} - CMG$, magnitud de vertimiento, diferencia inter-nodal, costos de transmisión, entre otros)

A lo menos, desde el año 2018, El Pelicano ha tomado acciones:

Comité Consultivo NT GNL

- Efectos sobre terceros

- Aplicación trazable y predecible de la NT

Hugo Vits

12 de septiembre 2018

- Participación (HV) en Comité Consultivo del Procedimiento Normativo GNL 2018.
- Solicitud a la SEC de fiscalización sectorial del cumplimiento de la NT GNL (Carta PE19058 de 31 de julio de 2019 de El Pelicano y otras empresas afectadas + complementaciones varias hasta la fecha).
- Múltiples cartas dirigidas al Coordinador en relación al cumplimiento de la normativa vigente e información relacionada al GNL Inflexible (durante los años 2018, 2019 y 2020).
- Participación en Discrepancia 13/2019 de AES Gener sobre el Informe Revisión de Peajes STN del Coordinador del año 2018
- Seguimiento de las acciones de otros coordinados (e.g. presentación al TDLC por Hidromaule y otros).

El Pelicano propone: *“Modificar la NT GNL con el objeto que las inflexibilidades sean inexistentes o excepcionales, debiendo el Coordinador vigilar que el SEN cuente con centrales que operen con GNL de manera flexible y económica de acuerdo con el DL 211 y la LGSE, sin afectar los derechos de las demás empresas coordinadas y terceros”.*

SECTORIAL ELÉCTRICA

ECONÓMICA

Ley General Servicios Eléctricos
Art. 72-1 y otros

DL 211

Ley

Optimización Operación Económica

Protección Competencia

Decreto 125
Reglamento de Coordinación y
Operación del Sistema Eléctrico
Nacional

Reglamento

Costos Variables Reales, Operación

Guía Fiscalía Nacional Económica

Recomendación

Sector Público y Libre Competencia
Evaluando sus actuaciones desde la
perspectiva de la competencia

Tests ex-ante y ex-post

NT GNL (actual)

Norma Técnica

En el mercado de la generación, los aspectos regulatorios operativos y competitivos no son dissociables...

*Gas Inflexible
Modificación estructura mercado*

Sector Público y Libre Competencia (FNE, 2012) Evaluando sus actuaciones desde la perspectiva de la Competencia (I)

Rol del sector público en una economía social de mercado

“La convicción acerca de los beneficios que surgen de la libre competencia y la opción del mercado como mecanismo de asignación de recursos se ven reflejados en el ordenamiento jurídico del país.

...

En primer lugar, los OAE cumplirían un rol fundamental al establecer el marco jurídico e institucional en que los mercados operan, ayudando a corregir las llamadas “fallas del mercado”

(página 10-11)

“Los organismos del sector público deben cautelar que sus actuaciones (normativas o actos administrativos) no afecten la libre competencia en los mercados.” **(página 13)**

Etapas del examen del impacto de las actuaciones de los organismos sobre la competencia

- 1. Definir objetivos y metas del acto o actuación administrativa evaluada y explorar su diferentes opciones;*
- 2. Identificar los mercados afectados;*
- 3. Análisis del impacto de las medidas y actuaciones sobre la competencia en dichos mercados; y*
- 4. Mitigar el efecto negativo sobre la competencia que dichas medidas puedan causar*

(página 15)

Sector Público y Libre Competencia (FNE, 2012)

Evaluando sus actuaciones desde la perspectiva de la Competencia (II)

ETAPA 3 DEL EXAMEN DE IMPACTO: La intervención o actuación propuesta, ¿tiene el potencial de producir algunos de los siguientes efectos sobre la competencia?

1. Limitar el número o variedad de actores que participan en el mercado. Esto puede ocurrir si la medida propuesta: - Otorga derechos exclusivos a un operador; - Establece un sistema de licencias o permisos para operar; - **Limita la capacidad de ciertos operadores para ofrecer su producto;** - **Eleva los costos de entrada o de salida al mercado para un operador;** - Erige una barrera geográfica a la libre circulación de bienes y servicios; y - **Aumenta los costos de algunos oferentes en relación a otros (se crean desventajas para algunos actores del mercado).**

2. Limitar la capacidad de los operadores para competir. Esto puede ocurrir si la medida propuesta: - **Controla o influye significativamente sobre los precios de los productos u otras características, que afectan la calidad o elección de productos;** - Limita a los operadores sus posibilidades de comercializar y/o promocionar sus productos o servicios en el mercado; - **Implica normas o estándares técnicos que imponen mayores costos o desventajas competitivas de otra naturaleza para algunos operadores en el mercado;** y - **Otorga a los operadores actuales un trato diferenciado, discriminándolos en relación a nuevos entrantes.**

3. Reducir los incentivos de los operadores para competir. Esto puede ocurrir si la medida propuesta: - **Crea un régimen auto regulatorio o de co-regulación;** - **Exige o fomenta la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de los operadores;** - Incrementa los costos de cambios explícitos y/o implícitos de los clientes, lo que lleva a una reducción de la movilidad de éstos entre los distintos operadores de mercado; y, - Reduce la predictibilidad de la norma y generan incertidumbre regulatoria.”

Contratos de Suministro GNL FOB y DES Contienen Mecanismos Comerciales de Respuesta en Caso de Disponibilidad de Recibir (por Razones Operacionales o Comerciales) y Refleja el Equilibrio Económico-Financiero entre Proveedor y Comprador

FOB (Free on board)

Failure to Receive

If, in respect of an LNG Cargo, Buyer notifies Seller that it will not take such LNG Cargo, or:

...Seller and Buyer are unable to agree (using reasonable endeavours to do so) within such seventy-two (72) hours (or such longer period as the Parties may agree) after the end of the Arrival Period on a revised Arrival Period for berthing the LNG Ship and loading the LNG Cargo at the Seller's Facilities (or an alternative loading facility mutually agreed by the Parties) or if, having agreed on a revised delivery date or delivery to an alternative loading facility, Buyer fails to receive all or part of the Nominal Quantity in respect of such LNG Cargo by the agreed revised delivery date or at the alternative loading facility,

then Seller shall be entitled to cancel the delivery of such LNG Cargo (or the part thereof that is not received) and direct the LNG Ship to depart from the Loading Port or such alternative loading facility (if the LNG Ship has berthed), and the difference between the Nominal Quantity of such LNG Cargo and the Quantity Delivered (if any) shall be a “**Buyer Shortfall**”.

....

If a Buyer Shortfall occurs in respect of an LNG Cargo, then Seller shall be obliged to use reasonable endeavours to locate a Third Party purchaser, other than an Affiliate of Seller, for such Buyer Shortfall. If Seller is able to complete a sale of a Buyer Shortfall to such a Third Party, then Seller shall, if and to the extent that Buyer has paid the Buyer Shortfall Payment to Seller at such time, pay to Buyer the net proceeds (if any) of such sale realised by Seller, which shall be an amount equal to:

the total proceeds received by Seller from the sale of such Buyer Shortfall to such Third Party; *less*
all reasonable documented costs and expenses (including fees, and cost of sale) incurred by Seller in excess of those costs and expenses which would have been incurred in selling the LNG Cargo to Buyer,

(the “**Net Proceeds**”), provided that: (i) the maximum amount that Buyer is entitled to receive in these circumstances is the Buyer Shortfall Payment paid to Seller and accordingly; (ii) if the Net Proceeds exceed the Buyer Shortfall Payment, the difference between such Net Proceeds and the Buyer Shortfall Payment paid to Seller shall be retained by Seller for its own account. For the avoidance of doubt, if Seller completes a sale of the Buyer Shortfall to a Third Party purchaser (including receipt of payment) prior to the payment by Buyer of the Buyer Shortfall Payment, Buyer shall pay to Seller the amount, if any, by which the Buyer Shortfall Payment exceeds the Net Proceeds realised by Seller from such sale.

DES (Delivery ex-ship)

Failure to Receive

If, in respect of an LNG Cargo, Buyer notifies Seller that it will not take such LNG Cargo, or:

...Seller and Buyer are unable to agree (using reasonable endeavours to do so) within such seventy-two (72) hours (or such longer period as the Parties may agree) after the end of the Arrival Period on a revised Arrival Period for berthing the LNG Ship and unloading such LNG Cargo at the Buyer's Receiving Facilities (or an alternative receiving facility mutually agreed by the Parties) or if, having agreed on a revised delivery date or delivery to an alternative receiving facility, Buyer fails to receive all or part of the Nominal Quantity in respect of such LNG Cargo by the agreed revised delivery date or at the alternative receiving facility,

then Seller shall be entitled to cancel the delivery of such LNG Cargo (or the part thereof that is not received) and direct the LNG Ship to depart from the Discharge Port or such alternative receiving facility (if the LNG Ship has berthed), and the difference between the Nominal Quantity of such LNG Cargo and the Quantity Delivered (if any) shall be a “**Buyer Shortfall**”.

.....

If a Buyer Shortfall occurs in respect of an LNG Cargo, then Seller shall be obliged to use reasonable endeavours to locate a Third Party purchaser, other than an Affiliate of Seller, for such Buyer Shortfall. If Seller is able to complete a sale of a Buyer Shortfall to such a Third Party, then Seller shall, if and to the extent that Buyer has paid the Buyer Shortfall Payment to Seller at such time, pay to Buyer the net proceeds (if any) of such sale realised by Seller, which shall be an amount equal to:

the total proceeds received by Seller from the sale of such Buyer Shortfall to such Third Party; *less*
all reasonable documented costs and expenses (including fees, commissions, duties, port charges, costs of sale, additional bunkering costs and other LNG Ship expenses) incurred by Seller in excess of those costs which would have been incurred in transporting the LNG Cargo to Buyer's Receiving Facilities,

(the “**Net Proceeds**”), provided that: (i) the maximum amount that Buyer is entitled to receive in these circumstances is the Buyer Shortfall Payment paid to Seller and accordingly; (ii) if the Net Proceeds exceed the Buyer Shortfall Payment, the difference between such Net Proceeds and the Buyer Shortfall Payment paid to Seller shall be retained by Seller for its own account. For the avoidance of doubt, if Seller completes a sale of the Buyer Shortfall to a Third Party purchaser (including receipt of payment) prior to the payment by Buyer of the Buyer Shortfall Payment, Buyer shall pay to Seller the amount, if any, by which the Buyer Shortfall Payment exceeds the Net Proceeds realised by Seller from such sale.

<https://www.bp.com/en/global/bp-global-energy-trading/features-and-updates/technical-downloads/lng-master-sales-and-purchase-agreement.html>

Las opciones comerciales contenidas en los contratos de suministro GNL permiten evitar (i) las congestiones logísticas en terminales de regasificación que afectan a terceros participantes en TUA, o (ii) impactos en mercados aguas abajo.

Cobertura Financiera 'Back-to-Back' de Riesgo



Gestión Logística Alineada con Operación de un Mercado que debe observar condiciones de competencia (art. 72-10 LGSE)

... Sin necesidad de Declaración de GNL Inflexible, (i) la cobertura financiera 'back-to-back' provee el equilibrio económico financiero; (ii) las cláusulas contractuales de gestión logística en el SPA permiten evitar la congestión de la terminal de regasificación; y (iii) la operación del Mercado Mayorista permite la provisión del suministro de electricidad cuando el suministro de GNL no es competitivo.

El Pelicano propone...

“Modificar la NT GNL con el objeto que las inflexibilidades sean inexistentes o excepcionales, debiendo el Coordinador vigilar que el SEN cuente con centrales que operen con GNL de manera flexible y económica de acuerdo con el DL 211 y la LGSE, sin afectar los derechos de las demás empresas coordinadas y de terceros”.

mediante...

La eliminación de la Declaración de Gas Inflexible en la NT GNL, sin plazo de transición ni consideraciones especiales.

En defecto de ello, naturalmente se espera que intervengan las autoridades de defensa de la libre competencia para preservar las condiciones de competencia que deben imperar en el segmento de generación.

Muchas Gracias

Comisión Nacional de Energía

Alameda 1449,, Torre 4, Piso 13

Tel. (2) 2797 2600

Fax. (2) 2797 2627

www.cne.cl

Santiago - Chile

