

9 de junio de 2026



Propuestas Regulatorias para una Contratación más Eficiente de Gas Natural en el Mercado Eléctrico

Preparado para:



Con el auspicio de:



Contenido

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 INTRODUCCIÓN	6
1.1 Contexto general	6
1.2 Objetivos y alcance.....	7
2 ANTECEDENTES OPERACIONALES HISTÓRICOS	9
2.1 Situación de estrechez del año 2021	9
2.2 El Caso Nehuenco (2025)	11
2.3 Los Estudios de Seguridad de Abastecimiento (ESA)	13
3 EL DEBATE REGULATORIO DEL GNL	15
3.1 El Origen de la Inflexibilidad y el Costo Variable Cero	15
3.2 La "Minuta GNL" y la Discrepancia N° 15-2021	16
3.3 La Norma Técnica GNL de 2021	18
3.4 La Inexistencia de Ilícitos Anticompetitivos (Informes UMC)	19
4 DIAGNÓSTICO CRÍTICO DEL MARCO NORMATIVO ACTUAL	21
4.1 Discriminación y Barrera de Entrada al Gas Spot	21
4.2 Rigidez en la Flexibilidad Operativa (Horizonte Acotado)	22
4.3 Fragmentación del Estudio GNL frente a los ADP Anuales.....	24
5 SUFICIENCIA Y RESILIENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	26
5.1 Introducción y Contexto de la Transición Energética.....	26
5.2 Definiciones y Marco Conceptual: Suficiencia vs. Resiliencia	26
5.3 Diagnóstico del Marco Regulatorio y Estudios Actuales en Chile	27
5.4 Análisis Comparado Internacional: Mejores Prácticas	29
5.5 Propuesta Conceptual: Estudio periódico (anual)	30
5.6 Conclusiones y Comentarios.....	31
6 FUNDAMENTACIÓN DE LAS PROPUESTAS REGLAMENTARIAS	33
6.1 Habilitación Estructural Permanente del Gas Spot	33
6.2 Flexibilidad Operativa Continua (Universalización del Art. 5-13)	35
6.3 Rediseño del Estudio GNL y Anualización del ADP.....	37
6.4 Flexibilidad Operativa ante Decretos de Racionamiento	38
6.5 Alertas Preventivas basadas en Restricciones Logísticas	40
6.6 Institucionalización del Gas Natural como Primera Línea de Mitigación.....	41
6.7 Cláusula de Resguardo Operativo frente a Contingencias de Corto Plazo	43
7 TEXTO DEL ARTICULADO PROPUESTO	45
7.1 Resumen de Propuestas de Implementación	45

7.2	Modificaciones al DS 125/2017 (Reglamento de Coordinación y Operación)	46
7.3	Modificaciones al DS 97/2008 (Reglamento de Seguridad de Abastecimiento)	53
7.4	Modificaciones al DS 327/1997 (Reglamento de la LGSE)	60
8	CONCLUSIONES	62

Resumen Ejecutivo

Rol del gas natural. El Sistema Eléctrico Nacional transita hacia una matriz descarbonizada en la que el gas natural está llamado a cumplir un rol estratégico insustituible: respaldo flexible frente a la variabilidad de las energías renovables, seguro ante sequías prolongadas y reemplazo eficiente de las unidades a carbón en retiro. Sin embargo, la evidencia operativa reciente demuestra que la disponibilidad efectiva del gas natural no está limitada por la falta física del recurso, sino por un diseño regulatorio que dificulta su contratación oportuna y obstaculiza su despacho eficiente.

Diagnóstico. El epicentro de las restricciones es la Norma Técnica de GNL, que:

- (i) excluye estructuralmente al gas spot del mecanismo de Condición de Inflexibilidad;
- (ii) condiciona la flexibilidad operativa a umbrales hidrológicos extremos y a una ventana estacional acotada; y
- (iii) fragmenta el Estudio GNL en cuotas trimestrales desacopladas del ciclo comercial internacional (programas ADP).

A ello se suma la ausencia de un marco de planificación de largo plazo capaz de anticipar brechas de suficiencia y orientar las inversiones en infraestructura crítica que la transición energética exigirá en las próximas décadas.

Restricción regulatoria de facto. Si bien el TDLC, mediante Sentencia N°211/2026 de 31 de marzo de 2026, rechazó la demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. en contra de la CNE por infracción al artículo 3° del Decreto Ley N°211 en virtud de la dictación de la NT GNL de 2021, dicha resolución no se encuentra ejecutoriada y ha sido objeto de Recurso de Reclamación respecto del cual deberá conocer y pronunciarse Excm. la Corte Suprema. Esta incertidumbre jurídica desincentiva una modificación de la NT GNL en el corto plazo y refuerza la conveniencia de una vía alternativa.

Estrategia propuesta. El estudio propone a la AGN una estrategia de incidencia regulatoria estructurada en dos ejes complementarios:

1. **Vía reglamentaria preferente por jerarquía normativa.** Un paquete de ocho propuestas materializadas en ocho modificaciones a tres decretos supremos del Ministerio de Energía: el DS 125 (Reglamento de Coordinación y Operación), el DS 97 (Reglamento de Seguridad de Abastecimiento) y el DS 327 (Reglamento de la LGSE). Por jerarquía normativa, estas modificaciones derogarían tácitamente las disposiciones restrictivas de la NT GNL —independientemente del desenlace judicial— habilitando la neutralidad contractual para el gas spot, la flexibilidad operativa continua, la anualidad de las cuotas de GNL y la institucionalización del gas natural como primera línea de mitigación frente a contingencias.

2. **Marco de confiabilidad de largo plazo.** Creación, a través del DS 97, de un Estudio Anual de Confiabilidad (EAC) con horizonte de diez años y métricas probabilísticas internacionales (EENS, LOLE), cuyos resultados constituirán insumo vinculante para la PELP, las licitaciones de Servicios Complementarios, las licitaciones de suministro regulado y la planificación de la expansión de la transmisión.

Ámbito de viabilidad. Las propuestas se han diseñado bajo un principio de mínima intervención: no crean nuevos cargos sistémicos, no redefinen conceptos del despacho económico y se sostienen exclusivamente en criterios de seguridad de suministro y eficiencia operativa, facilitando su adhesión por parte de la autoridad sectorial.

1 Introducción

1.1 Contexto general

El Sistema Eléctrico Nacional (**SEN**) enfrenta hoy crecientes exigencias de flexibilidad, capacidad de respuesta y resiliencia en su suministro. Este desafío se caracteriza por una creciente penetración de Energías Renovables Variables (**ERV**) y por el retiro progresivo de las unidades de generación a carbón. En este desafiante y complejo escenario, el gas natural está llamado a cumplir un rol estratégico insustituible como combustible de transición y como recurso de respaldo operativo, particularmente frente a condiciones de estrés sistémico, sequías prolongadas e incertidumbre en la disponibilidad de otros energéticos.

Sin embargo, la experiencia operativa reciente ha puesto en evidencia que la disponibilidad efectiva y la colocación del gas natural en el mercado no siempre están limitadas por la falta física del recurso, sino por el diseño e incentivos del marco regulatorio que rige su utilización. En particular, el uso del gas natural en el SEN ha estado sujeto a una intensa controversia técnica y comercial, cuyo epicentro ha sido la "Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado" (en adelante, **NT GNL**), dictada por la Comisión Nacional de Energía (**CNE**) y sus sucesivas modificaciones en los años 2016, 2019 y 2021.

El diseño de esta norma técnica ha generado fricciones permanentes entre diversos actores de la industria. Un ejemplo de ello fue la Discrepancia N° 15-2021 ante el Panel de Expertos, originada por la decisión del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, **CEN** o **Coordinador**) de aplicar, mediante una minuta operativa, un "precio sombra" o costo de oportunidad al GNL ante la imposibilidad de descarga de buques por restricciones de almacenamiento en los terminales.

Otro ejemplo de lo anterior, es la situación jurídica actual de la normativa: la NT GNL vigente (aprobada mediante la Resolución Exenta N° 411 de octubre de 2021) se encuentra impugnada y es objeto de un litigio contencioso ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (**TDLC**), bajo el Rol C-435-2021, a raíz de una demanda interpuesta por empresas de generación renovable (Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A.) en contra de la CNE. Este proceso judicial acusa a la autoridad de haber creado un marco que favorece conductas anticompetitivas al permitir que el gas natural desplace a las energías renovables alterando el orden de mérito económico. Mediante Sentencia N°211/2026, de 31 de marzo de 2026, el TDLC rechazó la demanda en sus aspectos de fondo, concluyendo que la actuación de la CNE no configuró una infracción a la libre competencia debido a que la conducta de la Comisión que fuera cuestionada por los demandantes "no dio lugar a un acto que haya impedido, restringido o entorpecido la libre competencia, o tendido a generar dichos efectos", y que la norma técnica se sustenta en criterios objetivos y de aplicación general y, además, señaló expresamente que no logró acreditarse que dicha norma haya discriminado arbitrariamente en favor de las generadoras en base a GNL, ni que su operación haya facilitado abusos explotativos o exclusorios por parte de esas generadoras. Dicha sentencia, sin embargo, ha sido objeto de reclamación por parte de las demandantes y, en consecuencia, a la fecha no se encuentra firme ni ejecutoriada.

La existencia de este litigio presentado ante el TDLC, y actualmente radicado en la Excma. Corte Suprema bajo el Rol N°22257-2026, caratulado “HIDROMAULE S.A./TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA”, genera una paralización regulatoria de facto. Mientras dicho proceso judicial no cuente con una sentencia definitiva y ejecutoriada, persiste un escenario de incertidumbre jurídica que desincentiva a la CNE a introducir modificaciones a la actual NT GNL. Aun cuando la sentencia de fondo dictada por el TDLC favoreció en primera instancia a la autoridad sectorial, la falta de una decisión jurisdiccional definitiva mantiene una restricción de hecho respecto de la facultad de realizar modificaciones o ajustes a la norma técnica, postergando la oportunidad de remover por esta vía las restricciones regulatorias que desincentivan la contratación oportuna de gas natural, particularmente en el mercado spot.

1.2 Objetivos y alcance

El presente reporte ejecutivo constituye el análisis del **Estudio “Propuestas Regulatorias para una Contratación más Eficiente de Gas Natural en el Mercado Eléctrico”**, encargado por la Asociación de Gas Natural (**AGN**). Su propósito fundamental es analizar críticamente el marco regulatorio, normativo, jurisprudencial y procedimental aplicable a la gestión del gas natural en el SEN. A través de este ejercicio, se busca identificar las fallas de diseño, las brechas y las tensiones regulatorias que en la actualidad debilitan los incentivos para un mayor uso y contratación de este combustible, explicando así su subutilización estructural desde la perspectiva de seguridad de suministro y la operación eficiente del SEN.

Es pertinente precisar el alcance temático del estudio. Si bien el SEN se abastece de gas natural desde dos fuentes —GNL importado vía marítima y Gas Natural Argentino (**GNA**) por gasoducto—, las barreras regulatorias diagnosticadas inciden mayormente sobre el GNL. Esto se explica por tres factores:

- (i) El GNL requiere una planificación logística de largo alcance (programas anuales de entrega, coordinación de buques, restricciones de almacenamiento en terminales) que lo hace especialmente vulnerable a las rigideces normativas analizadas;
- (ii) Los terminales de regasificación constituyen infraestructura de seguridad de suministro no sujeta a autorizaciones de exportación de terceros países; y
- (iii) La mayor variabilidad de precios del GNL spot internacional exige herramientas de gestión regulatoria más sofisticadas. Lo anterior, no excluye que el GNA enfrente desafíos propios de flexibilidad operativa, pero las restricciones objeto de este estudio —exclusión del gas spot, umbrales hidrológicos, fragmentación trimestral— fueron diseñadas en torno a la cadena logística del GNL y es sobre ella que producen sus efectos más restrictivos.

La estrategia y propuesta central de este estudio se enfoca en superar dicho bloqueo normativo elevando el debate a cuerpos jurídicos de jerarquía superior, mediante modificaciones a los reglamentos que rigen la coordinación, operación y seguridad del sistema (tales como, los decretos supremos N° 125, N° 97 o N° 327).

Siendo legítimo preguntarse sobre el espacio institucional para materializar modificaciones de esta naturaleza, existen tres elementos objetivos que sustentan la factibilidad de esta vía. Primero, el mandato legal de seguridad de suministro establecido en el artículo. 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos (**LGSE**) impone a la autoridad la obligación de resguardar la operación segura y económica del SEN, lo que constituye un fundamento jurídico y legal autónomo para perfeccionar la reglamentación cuando la evidencia demuestra riesgos sistémicos. Segundo, los propios Estudios de Seguridad de Abastecimiento (**ESA**) elaborados por el Coordinador documentan de manera recurrente vulnerabilidades asociadas a la sobredependencia del diésel, proveyendo la base técnica para realizar un ajuste o modificación regulatoria. Tercero, los decretos supremos objeto de las propuestas han sido modificados en años recientes por la propia autoridad, lo que confirma que su actualización es un ejercicio institucional ordinario y no una innovación sin precedentes y que, además, cuenta con las facultades legales para hacerlo. Con todo, se reconoce que la materialización de estas propuestas requiere voluntad política y un proceso de tramitación que involucra consulta pública y toma de razón por la Contraloría General de la República, cuyos plazos y resultados no dependen exclusivamente de AGN.

Conforme a los principios básicos de jerarquía normativa y competencia jurídica del derecho administrativo chileno, un reglamento prima por sobre cualquier norma técnica emanada de un órgano sectorial. Al incorporar los ajustes necesarios directamente a nivel reglamentario, se produciría una derogación tácita de todas aquellas disposiciones de la NT GNL que resulten contrarias al nuevo mandato. Este abordaje no solo dota de una certeza jurídica a los agentes del mercado para la optimización de sus portafolios, sino que entrega al Coordinador las herramientas definitivas e incuestionables para gestionar el gas natural (incluyendo el mercado *spot*) de manera eficiente, resguardando la seguridad y minimizando los costos de operación del SEN.

2 Antecedentes Operacionales Históricos

2.1 Situación de estrechez del año 2021

2.1.1 Episodios operacionales críticos

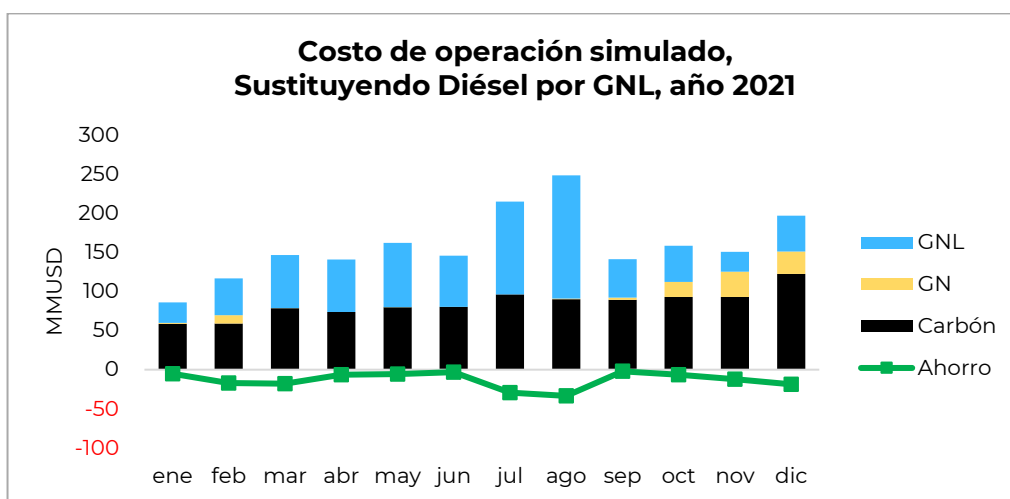
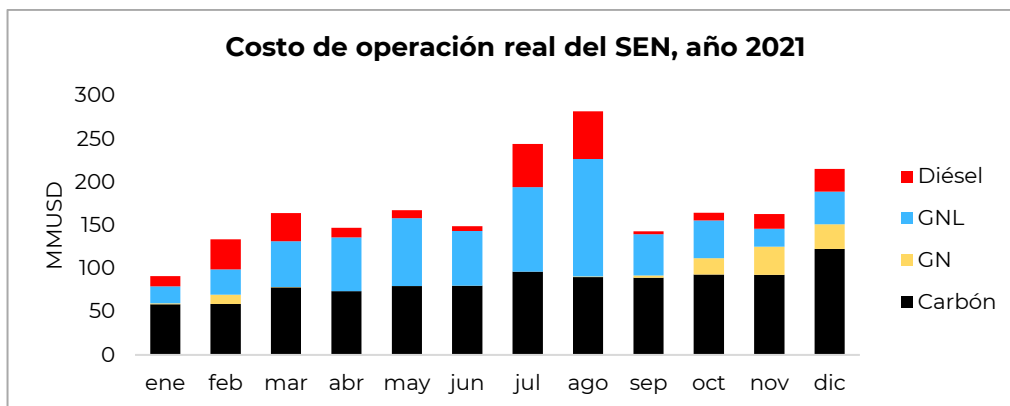
Durante el segundo semestre de 2021, el SEN enfrentó un escenario operativo de extrema estrechez y vulnerabilidad sistémica, originado por la conjunción de diversas restricciones estructurales y contingentes en la oferta de generación.

En primer término, el sistema experimentó una sequía severa, posicionando a 2021 como uno de los años más secos de la estadística histórica disponible desde 1960. Esto provocó una merma drástica de la energía afluente y redujo críticamente las reservas hídricas; a modo de referencia, al 1 de agosto de 2021, la energía acumulada en los embalses representaba solo un 35% de la existente en la misma fecha del año anterior.

Esta menor disponibilidad hidroeléctrica coincidió con una alta indisponibilidad de centrales térmicas eficientes. Las fallas y limitaciones de potencia promediaron en torno a 1.000 MW diarios durante gran parte del año, cifra equivalente a tener fuera de servicio simultáneamente a las tres centrales a carbón de mayor envergadura del sistema. A nivel logístico, el incremento en la frecuencia e intensidad de marejadas obligó a cierres temporales de puertos, dificultando severamente las maniobras de descarga de combustibles. Estos eventos meteorológicos limitaron el abastecimiento de carbón para el Complejo Ventanas y generaron riesgos inminentes en la continuidad de las descargas de GNL en el Terminal GNL Quintero.

Para compensar el déficit de generación hidroeléctrica y la menor disponibilidad de centrales a carbón, el sistema recurrió a un aumento significativo en el despacho de unidades de respaldo en base a diésel a partir de julio de 2021. El consumo de este combustible alcanzó niveles máximos del orden de 7.500 m³/día, volumen que superó con creces la capacidad máxima de reposición logística sostenible informada por los distribuidores, estimada estructuralmente en torno a los 3.500 m³/día. La saturación de la cadena logística derivó en la operación en tiempo real en situaciones críticas, donde diversas centrales informaron limitaciones totales o parciales por bajo o nulo stock de diésel, viéndose imposibilitadas de cumplir con las instrucciones de despacho del CEN.

Como resultado de lo anterior, durante el año 2021 el SEN tuvo un costo de operación que ascendió a 2.065 millones de dólares. En efecto, se estima que si se hubiese reemplazado la generación real basada en diésel por gas natural, el sistema habría ahorrado cerca de 160 millones de dólares, lo que representa una operación 8% más económica.



Frente a la inminencia de un riesgo de déficit de abastecimiento y la imposibilidad técnica de sostener de forma prolongada la operación apoyada mayoritariamente en diésel, resultó imperativo inyectar suministro térmico adicional al SEN mediante la importación de cargamentos de GNL de oportunidad (gas *spot*). La disponibilidad y gestión de estos volúmenes adicionales se volvió un recurso operativo esencial para compensar la falta de otros combustibles, mantener los márgenes de reserva del sistema, y asegurar la continuidad del suministro frente al estrés sistémico.

2.1.2 Decreto de Racionamiento Preventivo y el "diésel de seguridad"

Para hacer frente a la estrechez operacional descrita y mitigar el riesgo inminente de déficit, el Ministerio de Energía dictó el Decreto Preventivo de Racionamiento (Decreto Supremo N° 51/2021). Este instrumento introdujo una lógica regulatoria excepcional centrada en la preservación de la reserva de agua embalsada, reconociendo a este recurso como la última reserva estratégica del sistema para evitar fallas en el suministro frente a escenarios de extrema sequía.

Sin embargo, la decisión de reservar el recurso hídrico, sumada a la indisponibilidad de otras unidades eficientes, obligó al sistema a descansar de manera forzada y prolongada en el parque

generador a diésel. Ante la fragilidad de la cadena logística de este combustible, la autoridad debió extender la vigencia del decreto e implementar un esquema extraordinario para la adquisición, acopio y logística del denominado "*diésel de seguridad*". Esta medida, si bien no fue implementada finalmente, hubiese implicado un esfuerzo de coordinación sin precedentes y la creación de garantías financieras sistémicas para sostener una cadena de suministro altamente compleja y estresada.

La necesidad de crear dicho mecanismo inédito evidenció una profunda asimetría en el diseño regulatorio del mercado eléctrico. Por un lado, la regulación demostró disposición para desplegar medidas excepcionales, asumir altos sobrecostos y forzar una logística riesgosa centrada en el diésel con el fin de preservar la seguridad del sistema. Por otro lado, quedó de manifiesto la carencia de un marco normativo equivalente que facilitara y garantizara de manera estructural la disponibilidad, contratación y gestión flexible del gas natural (tanto GNL de oportunidad como GNA).

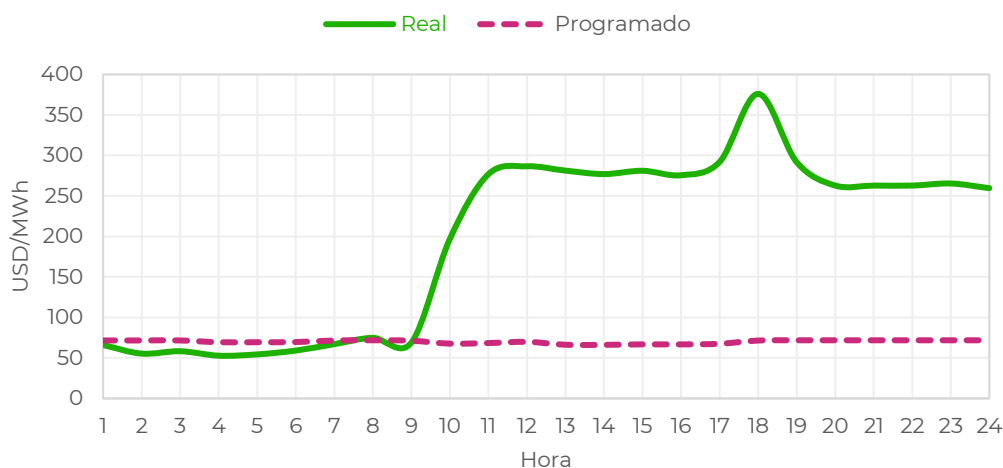
Esta asimetría regulatoria relega al GNL —recurso de respaldo natural eficiente, con infraestructura de almacenamiento disponible en el territorio nacional— frente a soluciones de emergencia basadas en diésel. Cabe consignar que, en 2021, el suministro de GNA no tenía la presencia significativa que ha alcanzado en años recientes, por lo que la disponibilidad de GNL de oportunidad era crítica para complementar el abastecimiento del sistema. El marco regulatorio vigente en ese momento no entregó las señales adecuadas para que los agentes gestionaran oportunamente compras de GNL que evitaran alcanzar condiciones límite de operación.

2.2 El Caso Nehuenco (2025)

Tiempo después, la vulnerabilidad logística y operativa del SEN ante la falta de flexibilidad en la gestión del gas natural volvió a quedar expuesta con nitidez durante la operación real del 16 de junio de 2025. En dicha jornada, la unidad Nehuenco 2 enfrentó una indisponibilidad forzada que anuló su generación, originada por una limitación en el suministro de gas natural en modalidad interrumpible procedente de Argentina. Este evento coincidió concurrentemente con la interrupción forzada de la línea de transmisión de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

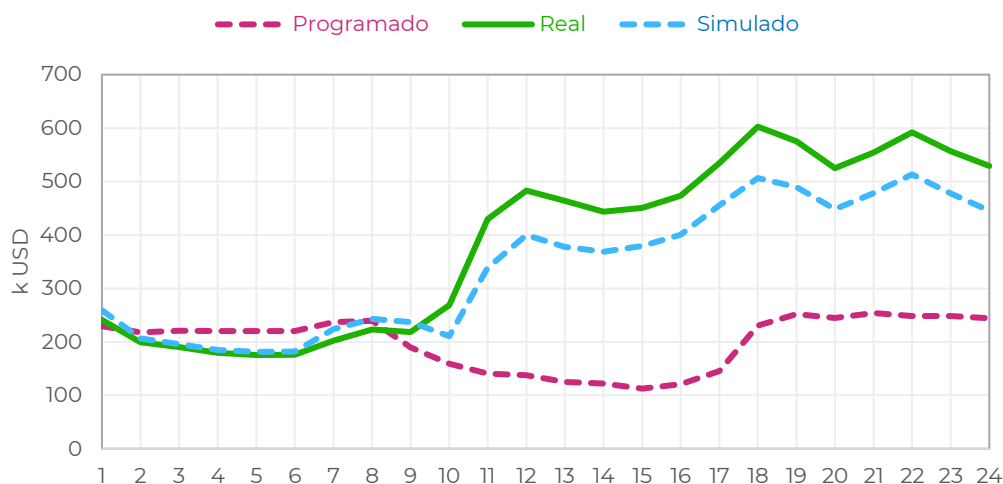
Para lograr abastecer la demanda frente a la pérdida de esta capacidad eficiente y la restricción de transmisión, el Coordinador se vio en la obligación técnica de despachar más de 1.340 MW de unidades de respaldo a diésel que no se encontraban programadas. El impacto económico de esta sustitución forzada de gas natural por diésel fue inmediato y severo: los costos marginales en la barra Quillota 220 kV se elevaron por sobre los 376 USD/MWh, promediando 277 USD/MWh entre las 10:00 y las 24:00 horas.

Costo marginal promedio horario en S/E Quillota 200 kV 16-jun-2025



Se estima que, de haber contado con Nehuenco 2 operando con gas natural argentino, el costo marginal hubiese descendido a un promedio de 200 USD/MWh al sustituir cerca de 380 MW de generación diésel. En términos agregados, la operación real del SEN en ese día alcanzó un costo de 9,3 millones de dólares, lo cual representó un sobrecosto sistémico de aproximadamente 1,1 millones de dólares (un 12% más caro) atribuible estrictamente a la indisponibilidad de la central a gas.

Costo de operación horario del SEN 16-jun-2025



Adicionalmente, este evento reflejó una importante barrera normativa y asimetría regulatoria. Frente a la indisponibilidad de gas natural argentino interrumpible, el Coordinador desestimó instruir el despacho de Nehuenco 2 utilizando petróleo diésel como combustible alternativo —

lo cual hubiese resultado más económico que operar el parque de turbinas diésel—, argumentando que, conforme a los criterios del Oficio N° 24294 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (**SEC**), las dificultades logísticas en el suministro de gas natural no constituyen por sí solas una emergencia sistémica que habilite dicha instrucción, a pesar del evidente incremento en los costos marginales.

En conclusión, si bien la causa primaria de este episodio fue una contingencia propia del suministro de gas natural argentino en modalidad interrumpible —riesgo inherente a dicha modalidad contractual—, el Caso Nehuenko ilustra de manera empírica las limitaciones del marco normativo actual para gestionar sus consecuencias operativas.

Frente a la indisponibilidad del GNA, el Coordinador careció de la flexibilidad regulatoria suficiente para instruir medidas de mitigación inmediatas, lo que forzó el despacho masivo de unidades diésel con el consiguiente sobre costo sistémico. El episodio evidencia, así, que las rigideces normativas y los criterios de aplicación vigentes restringen la capacidad del operador para reaccionar de manera ágil y eficiente ante contingencias en el suministro de gas, con independencia de su origen contractual.

2.3 Los Estudios de Seguridad de Abastecimiento (ESA)

La comentada vulnerabilidad del SEN, asociada a la sobre dependencia del diésel frente a contingencias, se constata de manera sistemática en los Estudios de Seguridad de Abastecimiento (**ESA**) elaborados periódicamente por el Coordinador.

Al evaluar escenarios prospectivos que combinan hidrologías secas con fallas intempestivas de unidades eficientes o indisponibilidad de líneas de transmisión, los ESA identifican recurrentemente riesgos de déficit de energía. La causa raíz de estos riesgos no radica únicamente en la falta de capacidad instalada, sino en una restricción logística dura: la capacidad máxima de reposición de diésel a nivel sistémico. De acuerdo con lo informado por los propios distribuidores de combustibles, esta capacidad de reposición sostenida se encuentra acotada en torno a los 3.500 m³/día para las centrales que no cuentan con suministro vía oleoducto.

Las simulaciones de los ESA demuestran que, en condiciones de estrechez prolongada, los requerimientos de despacho térmico obligarían a consumir volúmenes de diésel que superan con creces este límite logístico, habiéndose proyectado en escenarios críticos consumos superiores a los 7.000 m³/día para los meses de junio y julio de 2022, considerando una hidrología muy seca¹. Esta evidencia técnica confirma empíricamente que el sistema eléctrico no puede depender de manera segura del diésel como principal recurso térmico de respaldo, ratificando

¹ Fuente: INFORME DPRO-GM-SEN N° 26/2021: SENSIBILIDAD DE ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO OCTUBRE 2021 – SEPTIEMBRE 2022

la necesidad sistémica de remover las barreras operativas para viabilizar mayores volúmenes y garantizar la disponibilidad de gas natural.

Los episodios operacionales reales y las proyecciones de los ESA demuestran que las restricciones al uso flexible y oportuno del gas natural comprometen directamente el mandato legal de preservar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, principio rector consagrado en el artículo 72-1 de la LGSE.

Reemplazar recurrentemente generación a gas con unidades de respaldo a diésel —situación gatillada frecuentemente por rigideces del diseño normativo y asimetrías de riesgo, y no por la indisponibilidad absoluta del insumo en los mercados internacionales— incrementa de forma sustancial el costo total actualizado de abastecimiento. Como se evidenció en los casos analizados, forzar el despacho de un combustible logística y económicamente más ineficiente eleva los costos marginales, lo que a su vez incide en las transferencias económicas del mercado de corto plazo y afecta la competitividad general del sector.

Por consiguiente, para salvaguardar tanto la seguridad de suministro como la eficiencia económica del SEN, resulta indispensable transitar hacia un diseño reglamentario que interiorice correctamente la gestionabilidad logística de los recursos térmicos. Esto requiere un marco normativo que reconozca el costo de oportunidad de los combustibles sujetos a restricciones de almacenamiento temporal y que facilite un acceso fluido y sin desincentivos comerciales al mercado de gas *spot*.

3 El Debate Regulatorio del GNL

3.1 El Origen de la Inflexibilidad y el Costo Variable Cero

El debate regulatorio sobre la correcta valorización económica del GNL y su inclusión en el orden de mérito de despacho del sistema eléctrico chileno es de larga data. Para comprender las fricciones actuales, es imperativo remontarse al origen de la denominada "condición de inflexibilidad", la cual no nació primariamente en una norma técnica, sino en las discusiones operativas y contractuales al interior de los extintos Centros de Despacho Económico de Carga ("CDEC").

3.1.1 El Dictamen N° 3-2011 y los Contratos *Take or Pay*

La génesis del tratamiento excepcional del gas natural se encuentra en los procedimientos operativos (específicamente el "Procedimiento DO de declaración de costo de combustibles") del CDEC-SIC y CDEC-SING. El debate central radicaba en cómo debía el operador del sistema valorizar económicamente el combustible proveniente de contratos de suministro internacional bajo la modalidad *Take or Pay* (**TOP**). Esta modalidad obliga al comprador a pagar por una cantidad preestablecida de gas, independientemente de si la consume o no.

En el año 2011, esta controversia fue escalada al Panel de Expertos. Mediante el Dictamen N° 3-2011, el Panel zanjó la disputa estableciendo un principio que marcaría la regulación futura: determinó que si un generador lograba acreditar que había agotado todas las posibilidades de dar un "uso alternativo" al gas natural adquirido bajo contratos ToP (como revenderlo o postergar su entrega), su costo de oportunidad para efectos del despacho eléctrico debía considerarse nulo. Esta doctrina instauró la lógica de que un insumo sin uso alternativo frente a una restricción logística inminente, posee, económicamente, un costo igual a cero.

3.1.2 Consolidación Normativa: Las Normas Técnicas de 2016 y 2019

Lo que comenzó como una interpretación jurisprudencial para la gestión de contratos rígidos fue formalizado y elevado a la categoría de regulación administrativa por la CNE. Con la dictación de la primera versión de la NT GNL en agosto de 2016 (Resolución Exenta N° 638), y su posterior modificación en junio de 2019 (Resolución Exenta N° 376), se consagró oficialmente la "Condición de Inflexibilidad".

Bajo el diseño de la NT GNL de 2019 (específicamente en su Artículo 3-8), la regla era explícita y perentoria: las unidades generadoras a GNL que operaran con un volumen declarado bajo condición de suministro inflexible debían ser consideradas, para efectos de la programación y el cálculo del costo marginal del sistema, con un Costo Variable Total igual a cero.

El objetivo técnico declarado detrás de esta asignación de costo cero era estrictamente logístico. Ante la limitada capacidad de almacenamiento en los terminales de regasificación (Quintero y Mejillones) y el riesgo inminente de que un buque metanero programado no pudiera descargar —lo que obligaría a desviarlo, incurriendo en el riesgo de *sail away*—, el sistema "forzaba" el consumo del gas almacenado. Al asignarle un costo variable nulo, la central termoeléctrica a

GNL ingresaba al orden de mérito con un costo declarado de cero —reflejo regulatorio de la ausencia de uso alternativo del insumo—, lo que en la práctica la posicionaba en la base del despacho, con el objetivo de asegurar el consumo del gas almacenado y liberar el espacio requerido en los estanques.

3.1.3 Controversias Derivadas del Diseño Regulatorio

Si bien la justificación de la CNE apuntaba a resguardar la seguridad de la cadena logística del GNL, la implementación de un costo variable forzado declarado igual a cero, generó un intenso debate sectorial respecto de sus efectos en el mercado de corto plazo.

Al ingresar las centrales a GNL al orden de mérito con un costo declarado igual a cero, estas quedaban posicionadas en la base del despacho, lo que reducía el costo marginal del sistema durante los períodos de despacho inflexible. Como el costo marginal determina el precio de las transferencias de energía entre generadores, su disminución afectó negativamente los ingresos de los generadores excedentarios. Esta circunstancia fue cuestionada por generadores renovables e hidroeléctricos, quienes argumentaron que el mecanismo desplazaba generación de menor costo real, incrementaba el vertimiento de energía renovable y configuraba un ejercicio de poder de mercado por parte de los importadores de GNL. Dichas acusaciones se materializaron primero en el proceso de no contencioso, Rol NC-471-2020, caratulado Consulta de Hidromaule S.A. y otras sobre la "Condición de Inflexibilidad" contenida en la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado y luego en la demanda ante el TDLC bajo el Rol C-435-2021.

3.2 La "Minuta GNL" y la Discrepancia N° 15-2021

Como se analizó en la sección precedente, la aplicación de la "condición de inflexibilidad" bajo la NT GNL de 2019, al forzar un costo variable igual a cero, generó controversias en el mercado de corto plazo. Sin embargo, la inviabilidad operativa de este diseño regulatorio quedó expuesta en toda su magnitud durante la crisis sistémica de 2021.

3.2.1 La Crisis de 2021 y el Cambio de Paradigma del Coordinador

Durante el segundo semestre de 2021, el SEN enfrentó una tormenta perfecta: una sequía extrema que mermó drásticamente la energía afluente, indisponibilidad de unidades generadoras eficientes, falta de carbón por marejadas continuas en los puertos, y serias restricciones logísticas para el abastecimiento de diésel. Frente a un riesgo inminente de racionamiento eléctrico, el sistema requería imperiosamente inyectar "más moléculas" mediante la importación de cargamentos de GNL de oportunidad (gas spot).

No obstante, el Coordinador enfrentaba un dilema operativo bajo la NT GNL de 2019: si bien dicha norma no excluía explícitamente al gas spot de la condición de inflexibilidad, su diseño obligaba a despachar todo volumen declarado inflexible a costo variable cero. Aplicar esta regla a los buques de oportunidad requeridos para la seguridad del sistema habría deprimido el costo marginal en plena crisis, destruyendo las señales de precio -en escasez- que el mercado necesitaba. Ante este cuadro, y para gestionar los volúmenes spot sin recurrir al costo cero, el

CEN emitió, con fecha 3 de septiembre de 2021, la "Minuta Gestión de GNLR con Restricciones de Almacenamiento a través de costo de oportunidad" (en adelante, la "**Minuta GNL**").

La Minuta GNL introdujo un cambio de paradigma en la operación del sistema:

1. **Catalogación como Energía Gestionable:** El CEN, apartándose del tratamiento estándar, catalogó al GNL como una "energía gestionable", asimilando operativamente los terminales de regasificación y sus estanques a un "sistema de almacenamiento" o embalse.
2. **Aplicación del Precio Sombra:** En lugar del problemático costo variable cero, el CEN utilizó modelos de optimización (PLEXOS) para asignar al GNL un "Costo de Oportunidad" o "Precio Sombra". Esto permitió gestionar los volúmenes de gas forzando su consumo temporal para liberar espacio en los estanques, pero guardando el combustible para los escenarios de mayor escasez futura, sin destruir la señal de precios de corto plazo.
3. **Habilitación del Gas Spot:** En la práctica, la Minuta GNL operó como un mecanismo puente que anticipó en algunos aspectos la entrada en vigencia de la nueva NT GNL — entonces en proceso de dictación por la CNE—, permitiendo gestionar volúmenes de gas spot bajo la lógica del costo de oportunidad. Bajo la NT GNL de 2019, si bien estos volúmenes podían despacharse como gas flexible, carecían de acceso a las herramientas de gestión logística ante restricciones de almacenamiento, quedando expuestos al riesgo de desvío de buque (*sail away*). Al aplicar el precio sombra, el CEN logró procesar estos volúmenes sin recurrir al despacho a costo cero que buscaba precisamente evitar.

3.2.2 La Discrepancia N° 15-2021 y el Cuestionamiento Jurídico

La implementación de este "régimen paralelo" de programación motivó una reacción legal por parte de los generadores hidroeléctricos y renovables. Con fecha 27 de septiembre de 2021, Hidroeléctrica Río Lircay S.A. (HRL) presentó la Discrepancia N° 15-2021 ante el Panel de Expertos, solicitando dejar sin efecto la Minuta GNL y reliquidar todas las transferencias económicas derivadas de su aplicación. A esta acción se sumaron, como partes interesadas, actores como APEMEC, Sociedad del Canal de Maipo (SCM), Energía Coyanco y Convento Viejo, entre otros.

El núcleo de la impugnación descansaba en que el CEN se habría excedido gravemente en sus facultades legales, vulnerando el principio de jerarquía normativa y de reserva legal en materia económica. Los principales argumentos esgrimidos fueron:

- **Contravención del Reglamento (DS 125):** Los discrepantes argumentaron que los artículos 36 y 37 del DS 125 definen la "energía gestionable" estrictamente como aquella energía "embalsada o almacenada" (referida históricamente al agua). Por ende, el CEN carecía de asidero reglamentario para extender este concepto a los estanques de GNL.
- **Vulneración de la Norma Técnica Vigente:** Se acusó al CEN de inaplicar deliberadamente la NT GNL de 2019 —que era la norma jurídicamente obligatoria en ese momento— para crear un procedimiento *ad-hoc* que alteraba el orden de mérito y los costos marginales, materia que es competencia exclusiva de la CNE.

3.2.3 La Defensa del Coordinador y el Dictamen del Panel

En su defensa, el Coordinador argumentó que su actuar no buscaba alterar artificialmente el mercado, sino dar cumplimiento al mandato superior e irrenunciable establecido en el artículo 72-1 de la LGSE: preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica del sistema frente a un riesgo inminente de racionamiento. Asimismo, el CEN justificó la medida amparándose en el Decreto Supremo N° 51/2021 (Decreto de Racionamiento Preventivo), el cual instruía maximizar la disponibilidad de infraestructura para GNL.

Finalmente, tras un intenso debate, el Panel de Expertos emitió el **Dictamen N° 15-2021** (febrero de 2022), en el cual resolvió, por mayoría, rechazar la petición de HRL, validando el actuar del Coordinador. El Panel acotó su análisis al periodo de transición en que operó la Minuta (entre septiembre y mediados de octubre de 2021, fecha en que la CNE publicó la nueva NT GNL que internalizó el costo de oportunidad). Concluyó que, dada la situación de estrechez de suministro y el mandato de seguridad de la LGSE, el CEN obró dentro de sus facultades excepcionales para gestionar un insumo crítico.

En definitiva, si bien el Panel de Expertos salvó operativamente la contingencia al validar el "precio sombra" de la Minuta GNL, el debate jurídico subyacente sigue latente. La fragilidad del mecanismo radica en que la definición de "energía gestionable" en el DS 125 no ha sido modificada expresamente para incluir al gas natural. Mientras el reconocimiento del GNL como energía gestionable dependa exclusivamente de interpretaciones transitorias o de una norma técnica (actualmente impugnada en el TDLC), el mercado carecerá de la certeza jurídica necesaria para gestionar eficientemente este combustible.

3.3 La Norma Técnica GNL de 2021

En octubre de 2021, la CNE publicó la tercera versión de la NT GNL (Resolución Exenta N° 411), buscando superar las controversias generadas por las normas de 2016 y 2019 e internalizar el modelo de costo de oportunidad.

La nueva norma introdujo cambios estructurales respecto de sus predecesoras. En primer lugar, reemplazó el despacho a costo variable cero por un mecanismo de Precio Sombra, asignando al GNL un costo de oportunidad calculado mediante modelos de optimización (Artículo 5-18). En segundo lugar, creó el Estudio GNL, instrumento centralizado que determina cotas máximas de volumen de gas que pueden acceder a la condición de inflexibilidad, fraccionadas en cuotas trimestrales vinculantes (Artículos 5-3, 5-8 y 5-11). En tercer lugar, mantuvo la exclusión del gas spot de la condición de inflexibilidad, exigiendo como requisito que el suministro esté sustentado en acuerdos de duración superior a un año (Artículo 5-2). Finalmente, condicionó la habilitación de flexibilidades logísticas a la verificación de un umbral hidrológico extremo (probabilidad de excedencia $\geq 95\%$) dentro de una ventana estacional acotada entre agosto y febrero (Artículo 5-13), y restringió el horizonte de evaluación de riesgos de almacenamiento a seis semanas (Artículo 5-15).

La NT GNL de 2021 se encuentra impugnada ante el TDLC, circunstancia que genera una paralización regulatoria de facto e impide su modificación administrativa mientras el proceso

judicial no concluya. Como se desarrolla en el capítulo siguiente, estas disposiciones —si bien representaron un avance respecto del costo variable cero— consolidaron fallas de diseño que hoy desincentivan la contratación eficiente de GNL y restringen la flexibilidad operativa del sistema.

3.4 La Inexistencia de Ilícitos Anticompetitivos (Informes UMC)

Como se expuso en la sección anterior, el epicentro de la controversia regulatoria producto del actual alcance y regulación de la normativa —materializada en la demanda ante el TDLC bajo el Rol C-435-2021— descansa en la premisa de que la "condición de inflexibilidad" del GNL constituye un mecanismo *per se* anticompetitivo. En ese sentido, los demandantes han argumentado latamente que esta figura permite a las generadoras termoeléctricas ejercer un abuso de posición dominante, deprimiendo artificialmente el costo marginal para operar como "poder de compra" (comprando energía barata en el mercado *spot* para satisfacer sus contratos), lo que configuraría prácticas de precios predatorios y desplazamiento desleal de competidores.

Sin embargo, al contrastar la tesis presentada por los demandantes con la evidencia empírica y el escrutinio técnico oficial del operador del sistema, la hipótesis del ilícito anticompetitivo queda desvirtuada.

3.4.1 La Unidad de Monitoreo de la Competencia

La Ley N° 20.936 introdujo una salvaguarda institucional: el mandato al CEN de monitorear permanentemente las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, labor que desde julio de 2018 recae en la Unidad de Monitoreo de la Competencia (**UMC**). Esta entidad tiene la obligación legal de denunciar ante la Fiscalía Nacional Económica (**FNE**) cualquier indicio de atentado contra la libre competencia.

A través de sus informes anuales y semestrales emitidos ininterrumpidamente entre 2021 y 2025, la UMC ha sometido el uso del GNL inflexible a un análisis estructural y conductual. En los anexos técnicos de dichos informes (típicamente titulados "Gas Inflexible y Competencia"), la UMC ha modelado las dos únicas vías teóricas mediante las cuales una baja del costo marginal podría constituir un ilícito: los "precios predatorios" (para empresas excedentarias o deficitarias) y un símil de "estrangulación de márgenes" (margin squeeze).

Para que la declaración de inflexibilidad califique como una de estas conductas anticompetitivas, la doctrina económica exige copulativamente que el agente tenga la capacidad de: (1) provocar la salida actual o desincentivar la entrada futura de competidores debido a los menores precios transitorios, y (2) poseer la habilidad estructural para "recuperar dichas pérdidas en el futuro a través de mayores precios como consecuencia de una menor cantidad de competidores".

3.4.2 Ausencia de Conductas Anticompetitivas

Al aplicar este marco teórico a la realidad operativa del SEN, los informes de la UMC han sido categóricos. En sus sucesivas evaluaciones desde el año 2021 hasta el primer semestre de 2025,

la UMC ha concluido invariablemente que no existe evidencia en el mercado que acredite la configuración de conductas anticompetitivas asociadas al uso del GNL inflexible².

La UMC ha sentenciado que las caídas en el costo marginal producto de las declaraciones de inflexibilidad no han desencadenado un efecto exclusorio real (no se ha paralizado el ingreso masivo de proyectos ERNC al sistema) y que las empresas declarantes carecen del poder de mercado en contratos a largo plazo necesario para recuperar las supuestas rentas sacrificadas. En palabras de los análisis del Coordinador, un escenario de beneficio de corto plazo para una empresa deficitaria por el simple hecho de pagar menos por sus retiros *"no podría calificarse como una conducta anticompetitiva"* si no se constata el desincentivo efectivo a la entrada de rivales.

A la fecha, la UMC no ha derivado ninguna denuncia a la FNE por uso abusivo de la condición de inflexibilidad, que sea de público conocimiento.

3.4.3 Caída en el Uso del GNL Inflexible

La evidencia operativa reciente demuestra que tras la implementación de la NT GNL de 2021 (que internalizó el costo de oportunidad y las cuotas máximas), el uso de la condición de inflexibilidad experimentó un desplome estructural. Si bien este resultado es atribuible en parte al nuevo diseño regulatorio, también incidieron factores de mercado relevantes: la mayor disponibilidad de gas natural argentino (GNA) a precios competitivos y la evolución favorable de los precios en el mercado spot internacional de GNL, que permitieron a los generadores adquirir volúmenes a costos variables suficientemente bajos para competir en el orden de mérito sin necesidad de recurrir a la condición de inflexibilidad.

De acuerdo con las estadísticas de operación, la proporción de generación con gas inflexible en relación con el total despachado se redujo a niveles marginales, inferiores al 1% en términos anualizados. Los reportes de la UMC constatan que, por ejemplo, durante todo el año 2023 el sistema operó exclusivamente con condición de gas *flexible* (cero uso de inflexibilidad), y en el año 2024 su utilización quedó relegada únicamente a episodios muy acotados (entre junio y agosto, y diciembre) en proporciones ínfimas respecto a la matriz total.

En definitiva, la revisión histórica e institucional consolida un diagnóstico: la fundamentación de que la gestión logística del GNL atenta contra la libre competencia es una premisa teórica que ha sido empíricamente descartada por la UMC.

² Véase el Anexo F: Gas Inflexible y Competencia, del Informe Semestral de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2025, de Noviembre 2025.

4 Diagnóstico Crítico del Marco Normativo actual

Si bien la CNE publicó la actual NT GNL en octubre de 2021 intentando recoger el modelo de costo de oportunidad, esta norma consolidó fallas de diseño profundas que hoy desincentivan la adquisición de GNL y le restan flexibilidad al parque térmico.

4.1 Discriminación y Barrera de Entrada al Gas Spot

El diseño normativo de la actual NT GNL discrimina el tratamiento operativo de las moléculas de gas basándose estrictamente en su origen contractual, erigiendo una barrera de entrada explícita contra el gas adquirido en el mercado de corto plazo (*spot*).

Durante el proceso de elaboración de la NT GNL, la CNE propuso originalmente excluir los contratos de corto plazo del alcance general de la norma. Frente a las advertencias de la industria respecto a que esto desincentivaría la importación de GNL, la CNE ajustó el texto para que la NT GNL aplicara a todas las empresas, pero trasladó la restricción directamente hacia la declaración de la condición de inflexibilidad.

Así, el texto definitivo de la NT GNL consagró esta exclusión estructural en su Artículo 5-2 ("Condición de GNL Inflexible"). Dicha disposición exige como requisito copulativo para acceder a esta condición operativa que el combustible *"sea utilizado en Unidades GNL de Empresas Generadoras GNL que tengan suministro de GNL sustentado en Acuerdos de Suministro cuya duración sea superior a un año"*. Para no dejar lugar a dudas sobre esta restricción, el mismo artículo señala de forma perentoria: *"No se considerarán para estos efectos aquellos contratos, convenios o acuerdos que definan solo las condiciones generales entre las partes para futuras adquisiciones de corto plazo y/o compras del Mercado Spot"*.

Esta disposición constituye un contrasentido económico y una de las fallas de diseño más graves para la resiliencia del sistema eléctrico. En contextos de sequía severa, indisponibilidad de centrales térmicas eficientes o retrasos en planes de obras, el SEN experimenta cambios dinámicos en su abastecimiento que requieren urgentemente la inyección de "más moléculas" mediante compras de oportunidad. Históricamente, el gas *spot* ha sido vital; a modo de ejemplo, durante la crisis de 2021, hacia el mes de octubre aproximadamente el 50% del GNL consumido por el sistema provino de compras en este mercado.

Sin embargo, al prohibir que el gas *spot* acceda a las herramientas de gestión logística ante restricciones de almacenamiento (tales como la asignación de un Precio Sombra que le otorgue certidumbre de colocación), la normativa impone un riesgo asimétrico altísimo sobre los importadores. Si una empresa generadora adquiere un cargamento *spot* en pro de la seguridad sistémica, pero la demanda fluctúa y su gas no logra ser despachado por estricto orden de mérito, el generador debe asumir íntegramente los millonarios costos de un desvío de buque (*sail away*).

En consecuencia, el Artículo 5-2 desincentiva radicalmente la contratación oportuna de GNL *spot*. Ante la falta de un "paraguas regulatorio" que viabilice la gestión de este volumen, las

empresas se abstienen de traer el gas necesario, forzando operativamente al Coordinador a suplir la oferta faltante con generación en base a diésel. El diésel no solo agudiza las vulnerabilidades del sistema al poseer serias limitaciones de logística y distribución diaria, sino que encarece significativamente los costos marginales de operación y produce emisiones sustancialmente mayores, yendo en la dirección contraria a los objetivos de una transición energética a mínimo costo.

4.2 Rigidez en la Flexibilidad Operativa (Horizonte Acotado)

El tratamiento regulatorio de las contingencias logísticas y la gestión de inventarios en la actual NT GNL adolece de una falta de perspectiva temporal y tiene condiciones de borde excesivamente restrictivas, lo que en la práctica anula la capacidad de los agentes para gestionar eficientemente sus portafolios de combustible.

Esta rigidez se manifiesta en dos dimensiones críticas consagradas en el Capítulo 5 de la NT GNL: la exigencia de umbrales hidrológicos extremos y la imposición de un horizonte de evaluación logística disociado de la realidad del mercado internacional.

4.2.1 Condicionalidad a Umbrales Hidrológicos Extremos (Artículo 5-13)

La normativa concibe la flexibilidad logística no como un atributo estructural del mercado del gas, sino como una herramienta de emergencia. El Artículo 5-13 ("Revisión del estado hidrológico del SEN") establece que el Coordinador solo podrá habilitar la declaración de volúmenes de GNL como "potencialmente inflexibles" (lo que incluye habilitar compras de oportunidad o *spot*) si se comprueban condiciones de estrechez extrema. Específicamente, exige que la probabilidad de excedencia de energía afluente hidráulica proyectada sea igual o superior al 95% de la estadística hidrológica, o bien, que fallas en instalaciones relevantes configuren un escenario de escasez equivalente a dicho porcentaje.

Este diseño es profundamente reactivo y riesgoso. Tal como advirtieron diversos actores del mercado durante el proceso de consulta pública de la NT GNL, condicionar la flexibilidad operativa a un escenario de "sequía extrema" implica que, ante cualquier mejora hidrológica marginal (por ejemplo, pasar a un año menos seco o normal) o ante una mayor disponibilidad de gas argentino, el volumen de GNL pierde su "paraguas regulatorio" de gestionabilidad. Esto somete a los generadores a un nivel de incertidumbre inmanejable, desincentivando la importación preventiva de gas, ya que el riesgo comercial de no poder despacharlo y enfrentar un desvío de buque (*sail away*) recae asimétricamente sobre ellos si la hidrología mejora levemente.

A la severidad de este umbral se suma una limitación temporal crítica: el Artículo 5-13 restringe esta habilitación a una ventana estacional específica y estrecha. La NT GNL mandata al Coordinador a emitir este informe de revisión hidrológica únicamente de manera mensual entre agosto y febrero del año siguiente. Esta ventana temporal, que parece estar anclada a la lógica del proceso de programación anual (ADP), deja al sistema atado frente a contingencias fuera de ese período. Resulta un contrasentido regulatorio que, ante un escenario de sequía severa con una probabilidad de excedencia del 95% manifestada en pleno invierno —período en el cual

suelen ocurrir los peores episodios de estrechez del sistema—, la regulación impida reaccionar e incorporar gas spot -o de oportunidad- simplemente por encontrarse fuera de la ventana estival dictada por la norma. Esta restricción resta flexibilidad para enfrentar episodios críticos en otras estaciones, por lo que la habilitación debería estar abierta a un monitoreo continuo durante todo el año.

4.2.2 Desacople del Horizonte de Simulación (barrera de las 6 semanas)

Agravando lo anterior, el marco regulatorio impone una ventana temporal de análisis que resulta insuficiente para la dinámica marítima y comercial del GNL. El Artículo 5-15 de la NT GNL mandata al Coordinador a realizar una simulación de la operación esperada para comparar el requerimiento de gas frente a la necesidad de liberar espacio en los estanques para el siguiente buque, pero restringe este análisis a un horizonte móvil de apenas "seis semanas".

Este límite de seis semanas constituye una falla de diseño que ignora cómo opera realmente la cadena de suministro global. Durante la discusión normativa, la industria y los expertos (citando informes técnicos especializados) demostraron que las factibilidades reales para ejecutar medidas de mitigación eficientes —tales como el desvío o redireccionamiento de buques metaneros, o la comercialización de cargamentos en mercados secundarios— requieren un horizonte de planificación y anticipación superior a los 45 días, recomendándose extender la ventana de análisis normativo a por lo menos 12 semanas.

Sin embargo, la autoridad desestimó estas advertencias, argumentando que la ventana de 6 semanas era "coherente" con los plazos de la "Ventana de Información". Como resultado, la normativa actual captura al generador en un contrasentido regulatorio: por un lado, el Artículo 5-17 le exige demostrar haber agotado "sus mejores esfuerzos" (como revender el gas, hacer *swaps* o cancelar arribos) para evitar la inflexibilidad, pero por otro, la misma NT GNL (Artículos 5-15 y 5-16) restringe la evaluación del riesgo de *sail away* a una ventana temporal tan estrecha que dichas acciones comerciales y logísticas ya son técnica y financieramente inviables.

A esta asimetría temporal se suma una inconsistencia normativa adicional: la Declaración GNL, conforme al Artículo 3-3 de la NT GNL, se formula con una Ventana de Información de 8 semanas y posee carácter vinculante — el generador no puede modificar unilateralmente los volúmenes comprometidos para las semanas ya declaradas (Artículo 3-4). Sin embargo, el horizonte del análisis que determina si existe riesgo de *sail away* y habilita la condición de inflexibilidad es de solo 6 semanas (Artículo 5-15). En consecuencia, el generador queda comprometido por un plazo mayor al que le permite evaluar si contará con respaldo regulatorio. Si identifica un riesgo logístico en la semana 7 u 8, no puede reducir su volumen vinculante ni dispone de la cobertura del mecanismo de inflexibilidad, quedando expuesto íntegramente al riesgo comercial. Esta inconsistencia refuerza la necesidad de que el horizonte de evaluación del riesgo logístico sea, al menos, igual o superior al plazo de la declaración vinculante.

En conclusión, la imposición combinada de una exigencia hidrológica del 95% —restringida además a una ventana temporal arbitraria e insuficiente (agosto a febrero)— y un horizonte de visibilidad truncado a 6 semanas e inferior al plazo de la propia declaración vinculante, impide una gestión anticipada de riesgos. Transforma la programación del GNL en un ejercicio estático

y de corto plazo que maximiza el riesgo de vertimiento logístico y destruye las opciones de flexibilidad contractual del importador.

4.3 Fragmentación del Estudio GNL frente a los ADP Anuales

Si las restricciones temporales de corto plazo dificultan la gestión logística del gas, el diseño del "Estudio GNL" introducido por la NT GNL de 2021 consolida una ineficiencia estructural a nivel de la planificación comercial de mediano y largo plazo.

4.3.1 El Diseño Normativo: Cuotas Máximas Trimestrales

Una de las innovaciones más disruptivas del Capítulo 5 de la NT GNL fue la creación del "Estudio GNL". Este instrumento centralizado mandata al Coordinador simular la operación esperada del sistema para definir la cantidad máxima de GNL que podrá ser considerada bajo condición de inflexibilidad.

Sin embargo, la falla crítica de este diseño radica en la granularidad temporal impuesta para la asignación de estas cuotas. El Artículo 5-3 de la NT GNL exige explícitamente que el Estudio GNL "determinará la cantidad de GNL requerido *trimestralmente* por el SEN, desagregado por cada Empresa Generadora GNL". Consecuentemente, los Artículos 5-8 y 5-11 consolidan esta fragmentación al establecer que el Coordinador emitirá reportes determinando un "Volumen Máximo Trimestral" definitivo para cada compañía.

4.3.2 Desacople con la Realidad Comercial y Logística (el ADP)

Este fraccionamiento en cuotas trimestrales evidencia un profundo desacople entre la regulación técnica local y la realidad comercial y logística del mercado internacional del gas natural. A nivel global, la planificación de arribo de buques metaneros se estructura, negocia y consolida bajo un horizonte anual, materializado en el denominado *Annual Delivery Program (ADP)*.

Al imponer límites máximos fragmentados por trimestre, la NT GNL actúa como una "camisa de fuerza" administrativa que destruye la flexibilidad intrínseca requerida para gestionar un portafolio anual. Durante el proceso de consulta pública previo a la dictación de la norma, múltiples actores de la industria —tales como Engie, GM Holdings y Generadoras de Chile— advirtieron reiteradamente sobre los peligros de esta restricción.

Tal como argumentaron las empresas, el requerimiento real de GNL en el SEN posee una altísima variabilidad intra-anual, fuertemente condicionada por la incertidumbre hidrológica (por ejemplo, deshielos tardíos o lluvias intempestivas), la intermitencia de las ERV y las fallas imprevistas de otras unidades del parque generador. Si debido a estas variables exógenas, el volumen de gas que el Coordinador proyectó para el primer trimestre se desplaza físicamente hacia el segundo trimestre, la empresa generadora se verá injustamente penalizada.

Bajo el marco de la NT GNL, una compañía que estructuró de manera eficiente su abastecimiento anual podría verse imposibilitada de despachar su gas por superar la estrecha cota trimestral pre-fijada para el "Trimestre 2", a pesar de haber dejado intacta su cuota del "Trimestre 1". Esto la expone al inminente riesgo de un desvío de buque (*sail away*) producto de

un mero descalce temporal administrativo. Al no poder optimizar el año en su conjunto (buscando en su lugar "óptimos locales" trimestrales), se desincentiva la importación agregada de GNL, forzando al sistema a cubrir la diferencia con combustibles más caros y contaminantes ante imprevistos.

4.3.3 La Insuficiencia del Traspaso Ex-Post (Artículo 5-19)

Es imperativo señalar que la CNE intentó mitigar esta rigidez incorporando el Artículo 5-19 ("Aplicación del Estudio GNL") en la norma definitiva. Dicha disposición señala que, en caso de existir excedentes, "el Coordinador podrá autorizar el traspaso, desde un trimestre a otro, de parte del volumen de GNL de las cotas máximas trimestrales".

No obstante, este mecanismo de *roll-over* o compensación dinámica resulta comercialmente insuficiente. El mismo artículo supedita la aprobación de este traspaso a la discrecionalidad del Coordinador, quien debe evaluarlo en función de "la operación segura y más económica", otorgándole apenas un exiguo plazo de 24 horas para pronunciarse.

Condicionar el traslado inter-trimestral de volúmenes a una autorización administrativa *ex-post* y de corto plazo no provee la certeza jurídica y comercial *ex-ante* que los agentes generadores requieren al momento de cerrar contratos internacionales millonarios y definir sus portafolios estratégicos. En síntesis, la fragmentación trimestral impuesta por el Estudio GNL coarta la gestión de riesgo privado e interfiere con la contratación eficiente, justificando la necesidad de elevar esta materia a rango reglamentario para consagrar la anualización de los balances logísticos.

5 Suficiencia y Resiliencia en el Mercado Eléctrico Chileno

5.1 Introducción y Contexto de la Transición Energética

El presente capítulo tiene por objeto desarrollar un análisis técnico-regulatorio respecto a la necesidad de evaluar la confiabilidad de suministro del SEN –a través de métricas de suficiencia y resiliencia- en donde el aporte estructural de la infraestructura y las centrales a gas natural puedan competir en la provisión de ésta. Para tal efecto, se provee un contexto conceptual junto a las prácticas internacionales de referencia, para finalmente formular propuestas en el ámbito antes indicado.

La transición hacia una matriz eléctrica descarbonizada en Chile representa un cambio de paradigma que exige una revisión profunda de los criterios de seguridad y confiabilidad vigentes. El retiro programado de las centrales a carbón no solo es un objetivo ambiental, sino un desafío técnico que obliga a "despejar" y transparentar los niveles de suficiencia y resiliencia con los que se planifica el sistema.

En este escenario, el debate técnico se centra en el rol del gas natural (GN) como un facilitador crítico de la transición, capaz de proveer atributos de seguridad superiores al diésel, frente a posturas que demandan la búsqueda exclusiva de alternativas 100% renovables para cubrir dichas necesidades sistémicas. La adopción de un marco de estudio robusto es un prerrequisito para una transición no disruptiva. El objetivo es eliminar la ambigüedad sobre los costos y riesgos del retiro de infraestructura a carbón, asegurando que cualquier reemplazo tecnológico sea evaluado bajo estándares de costo-efectividad y no discriminatorios.

Un corolario natural de este análisis es la necesidad de evaluar si la infraestructura de gas existente (ciclos combinados y turbinas de ciclo abierto) se encuentra en condiciones técnicas y contractuales de asumir este rol ampliado, o bien requiere inversiones de adecuación o repotenciamiento. Esta evaluación, a su vez, sólo resulta viable si existe certeza regulatoria sobre el horizonte temporal del rol asignado al gas natural en la transición, evitando retiros prematuros que desvaloricen inversiones realizadas con fin sistémico.

Para orientar este análisis, es necesario responder a los dos desafíos logísticos fundamentales identificados en el diálogo técnico:

- **¿Cuáles son los desafíos específicos en la logística de abastecimiento de combustibles en un sistema en transición?**
- **¿Qué infraestructura es necesaria para contar con un sistema de abastecimiento robusto que garantice un suministro energético seguro durante el proceso de descarbonización?**

5.2 Definiciones y Marco Conceptual: Suficiencia vs. Resiliencia

Es fundamental distinguir técnicamente entre la **suficiencia** (capacidad de cubrir demanda en condiciones estándar) y la **resiliencia** (capacidad ante eventos disruptivos extremos).

Entidad / Fuente	Definición Conceptual
Suficiencia (Adequacy) - NERC	Capacidad del sistema eléctrico para suministrar la demanda agregada y los requisitos de energía de los clientes finales en todo momento, considerando salidas programadas y salidas no programadas razonablemente esperadas.
Suficiencia Sistémica - ENTSO-E	Medida de la capacidad de un sistema de potencia para abastecer la carga en todos los estados estacionarios en los que el sistema pueda existir bajo condiciones estándar.
Resiliencia - DOE (EE.UU.)	Capacidad de reducir la magnitud y/o duración de eventos disruptivos. Depende de la habilidad para anticipar, absorber, adaptarse y recuperarse rápidamente de perturbaciones.
Resiliencia y Eficiencia - Sandia Lab	Capacidad de reducir eficientemente tanto la magnitud como la duración de la desviación de los niveles de rendimiento objetivo tras un evento disruptivo. Define Evento Disruptivo como perturbaciones específicas que requieren procesos de recuperación distintos, y recalca que el enfoque debe estar en el Rendimiento del Sistema (productividad) más que en su estructura física.
Resiliencia Sistémica - UKERC	Capacidad de resistir eventos extraordinarios de alto impacto y baja probabilidad (clima extremo), recuperarse rápidamente y absorber lecciones para mitigar impactos futuros.

5.3 Diagnóstico del Marco Regulatorio y Estudios Actuales en Chile

El marco regulatorio chileno ha operado históricamente bajo un enfoque reactivo, diseñado como respuesta a crisis específicas en lugar de una planificación preventiva y probabilística orientada al mercado. Una carencia crítica identificada es la falta de capacidades de monitoreo de mediano plazo –sectoriales y dentro del Coordinador - lo que limita la capacidad de anticipar riesgos de abastecimiento de forma estratégica.

A continuación se describen los principales cuerpos normativos, procesos, y disposiciones establecidas en la regulación vigente que regulan la materia objeto de este capítulo.

A nivel legal, debemos mencionar el artículo 163 que regula la dictación y alcance del decreto de racionamiento ante déficit comprobado de generación. Es un instrumento de última instancia, actualizado tras la sequía de 1998, y enfocado en la gestión de la crisis ya manifestada. Por su parte, el artículo 170 establece los planes de seguridad excepcionales que pueden ser requeridos por el Ministerio al Coordinador.

En este marco legal, los principales procesos que analizan de manera prospectiva distintos escenarios son

5.3.1 Planificación Energética de Largo Plazo (PELP - MINISTERIO DE ENERGÍA)

- **Enfoque:** Definición de escenarios de expansión de generación y transmisión para cumplir metas NDC (contribuciones a nivel nacional).
- **Horizonte:** 30 años.
- **Limitaciones:** No realiza análisis de suficiencia ni resiliencia; su granularidad (día tipo mensual) es insuficiente para capturar la variabilidad de recursos renovables y no considera escenarios de recuperación ante perturbaciones.

5.3.2 Plan de Expansión de la Transmisión (PET - CNE)

- **Enfoque:** Diseño de obras de infraestructura de transporte optimizando seguridad y eficiencia.
- **Horizonte:** 20 años.
- **Limitaciones:** Si bien evalúa resiliencia en redes, no contempla una planificación estructurada de contingencias críticas en el parque generador ni gestiona la resiliencia desde la oferta.

5.3.3 Estudio de Seguridad de Abastecimiento (ESA - CEN)

Elaborado mensualmente por el CEN conforme al Decreto Supremo N° 97, Reglamento para el requerimiento de Planes de Seguridad de Abastecimiento a Centros de Despacho Económico de Carga (**DS 97**). Aunque modela múltiples casos de indisponibilidad y series hidrológicas, su horizonte es de solo un año y su enfoque es eminentemente operacional e interno. No está concebido como una herramienta de información estratégica para que los agentes del mercado tomen decisiones de inversión.

5.3.4 Estudios GNL (Norma Técnica)

- **Enfoque:** Programación anual de unidades que utilizan GNL, aplicando simulaciones estocásticas para fallas forzadas.
- **Horizonte:** 1 a 2 años.
- **Limitaciones:** Foco exclusivo en la coordinación de corto plazo y cumplimiento de acuerdos de suministro, sin una visión de suficiencia estructural de largo plazo.

5.3.5 Procedimiento de Retiro de Unidades Térmicas (CEN)

Elaborado por el CEN en conjunto con las resoluciones dictadas por la CNE.

- **Enfoque:** Establecer los criterios, plazos y antecedentes exigidos a las empresas generadoras para gestionar de forma ordenada el cese de operaciones o reconversión de centrales termoeléctricas ante el plan de descarbonización. Su foco operativo principal es resguardar la seguridad del sistema y coordinar el manejo del stock final de combustibles.
- **Horizonte:** No está definido, sin embargo, se exige un aviso con 24 meses de anticipación al retiro (plazo que la CNE puede prorrogar por 12 meses o eximir en casos calificados).
- **Limitaciones:** El despacho fuera de orden económico para agotar el carbón o combustible remanente es de carácter estrictamente excepcional, procediendo solo si es inviable su traslado y si cuenta con el respaldo de la autoridad ambiental.

5.4 Análisis Comparado Internacional: Mejores Prácticas

5.4.1 Australia

- **Gestión y métricas:** El principal mercado es el National Electricity Market (NEM), gestionado por el operador AEMO. La confiabilidad se mide principalmente mediante la métrica de **Energía no suministrada esperada (USE)**, estableciendo un límite máximo permitido de 0,002% de la demanda anual de una región. Debido a la alta penetración de energías renovables, actualmente están evaluando adoptar múltiples métricas.
- **Horizonte de estudios:** AEMO implementa una supervisión multi-horizonte utilizando modelos probabilísticos y estocásticos:
 - *ESOO (Largo plazo):* Evaluación anual con horizonte de 10 años.
 - *EAAP y MT PASA (Mediano plazo):* Proyecciones a 24 meses.
 - *ST PASA (Corto plazo):* Evaluación diaria con proyecciones para los próximos 6 días.
- **Mecanismos:** A diferencia de otros países, Australia no cuenta actualmente con un mecanismo de remuneración de capacidad (dependen solo del mercado de energía), por lo que la detección temprana de riesgos es vital, aunque ya están estudiando implementar un mercado de capacidad.

5.4.2 Unión Europea

- **Gestión y métricas:** Poseen un marco regulatorio unificado donde el ENTSO-E (red europea de gestores de redes de transmisión) realiza evaluaciones uniformes para los estados miembros. Sus evaluaciones probabilísticas (basadas en simulaciones de Monte Carlo) utilizan dos indicadores estándar:
 - **EENS (Energía No Servida Esperada):** Cantidad de demanda en MWh que no podría ser abastecida.
 - **LOLE (Pérdida de Carga Esperada):** Cantidad de horas en las que no habrá capacidad suficiente para abastecer la demanda.
- **Horizonte de estudios:** Realizan estudios a mediano/largo plazo (de 1 a 10 años) para identificar si se deben activar mecanismos de capacidad, estudios estacionales (6 meses) y análisis a corto plazo (de 1 semana a 1 día) a través de centros de coordinación regionales. El objetivo final es recomendar modificaciones a los mercados de capacidad de cada país miembro.

5.4.3 Reino Unido

- **Gestión y métricas:** A pesar del Brexit, mantienen un esquema similar al europeo. El gobierno estableció legalmente un estándar de confiabilidad muy específico: un **LOLE máximo de 3 horas al año**.
- **Horizonte de estudios:** El operador National Grid ESO realiza análisis a largo plazo, como los *Future Energy Scenarios* (FES) enfocados en lograr cero emisiones para 2050, y el *Electricity Capacity Report* (ECR). También se ejecutan proyecciones anuales como el *Winter Outlook* para prever el comportamiento de la demanda en el corto plazo.
- **Mecanismos:** Desde 2013, el Reino Unido cuenta con un **mercado de capacidad** en funcionamiento constante. El reporte ECR sirve de base para que el gobierno tome decisiones: a través de una optimización técnico-económica, calculan exactamente

cuánta capacidad nueva falta para no superar las 3 horas de LOLE y activan subastas para adjudicar y asegurar esa infraestructura de manera costo-eficiente.

5.4.4 Identificación y Análisis de Brechas Críticas

Del diagnóstico del sistema chileno se desprenden tres brechas fundamentales:

- **Ausencia de Estudios de Suficiencia Específicos:** Chile carece de herramientas que utilicen un espectro amplio de variables con incertidumbre para reflejar condiciones críticas de seguridad de forma preventiva y sistémica.
- **Limitación de Horizontes y Enfoque Operacional:** Los estudios actuales (como el ESA del CEN) son cortoplacistas (máx. 1-2 años). No existe un monitoreo estratégico de mediano plazo que informe al mercado sobre riesgos de abastecimiento en el contexto de la transición energética.
- **Falta de Modelación Probabilística Avanzada:** A diferencia de la UE o Australia, en Chile no se integran simulaciones técnico-económicas horarias que incorporen incertidumbre climática, de demanda y de fallas forzadas para detectar brechas de suficiencia antes de su ocurrencia.

5.5 Propuesta Conceptual: Estudio periódico (anual)

Para cerrar o reducir las brechas antes identificadas, se propone un esquema metodológico, que considere 3 etapas, para transitar hacia una planificación preventiva y eficiente, en primer término, indicativa (Etapas 1 y 2), y luego -ajuste o rediseño de mercado mayorista mediante- que esta sea vinculante (Etapas 3):

5.5.1 Etapa 1: Definición de Métricas

Adoptar indicadores bajo supervisión de la CNE:

- **EENS (Energy Not Served):** Evaluada mensualmente para todo el horizonte.
- **LOLE (Loss of Load Expectation):** Horas de déficit.
- Mientras que el estándar internacional (UK) es de 3 hrs/año, para el estudio propuesto en Chile se sugiere un límite de referencia (ej. 3 horas en la ventana de 10 años) para evaluar la criticidad en el horizonte de planificación.

5.5.2 Etapa 2: Identificación del Requerimiento bajo Incertidumbre

Simulación tecno-económica a 10 años con actualización anual, integrando:

- **Preparación de Datos y Clusterización:** Definición de días representativos que capturen mínimos técnicos, rampas y mantenimientos.
- **Simulación Monte Carlo:** Modelación estocástica de hidrología, demanda y generación ERV.
- **Proceso Iterativo:** El ejercicio debe ejecutarse cíclicamente hasta que los niveles de suficiencia cumplan los indicadores objetivos o las trayectorias de emisiones NDC se alineen con los límites establecidos.

- **Análisis de Ingresos:** Proyectar viabilidad económica de las unidades para detectar riesgos de desinversión o retiros prematuros.

Los escenarios de disponibilidad de insumos considerados por el EAC incluyen explícitamente la indisponibilidad prolongada o parcial de infraestructura crítica de suministro de combustibles para el sistema eléctrico, tales como terminales de regasificación de GNL, gasoductos internacionales e infraestructura de transporte y almacenamiento de combustibles líquidos. La caracterización probabilística de estos eventos podrá apoyarse en información internacional de fallas de infraestructura análoga cuando la información local sea limitada.

5.5.3 Etapa 3: Identificación del Mecanismo de Remuneración

Estructuración de subastas de capacidad vinculantes basadas en los requerimientos detectados, asegurando que la infraestructura se provea en la ventana temporal necesaria mediante mecanismos competitivos.

5.6 Conclusiones y Comentarios

El consenso del sector apunta a cuatro planteamientos esenciales:

1. **Sincerar el proceso de transición:** Transparentar **costos, riesgos y beneficios** de la descarbonización para despejar incertidumbres mediante estudios técnicos rigurosos.
2. **Remunerar atributos:** Proveer señales de inversión claras mediante el pago por **seguridad, suficiencia y resiliencia**, haciendo competir a las tecnologías por costo-efectividad, acompañadas de certeza sobre los plazos de vigencia de dichas remuneraciones, de modo de evitar retiros anticipados de tecnologías necesarias para proveer esos atributos.
3. **Rol del Gas Natural:** Definir su espacio como respaldo crítico y facilitador del retiro del carbón, dadas sus fortalezas técnicas y operativas frente al diésel y competitividad frente a otras alternativas.
4. **Despeje de Incertidumbres:** Establecer reglas claras para promover -en competencia- inversiones en infraestructura de soporte para transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, necesarias para la estabilidad del SEN.
5. **Permanencia de infraestructura relevante:** Los resultados del Estudio Anual de Confiabilidad deben servir también como antecedente técnico calificado para los procesos administrativos de renovación o extensión de permisos asociados a infraestructura existente identificada como relevante para la seguridad de suministro. El propósito no es sustituir las evaluaciones sectoriales o ambientales correspondientes, sino evitar que el marco de permisos opere como barrera para la permanencia de activos que el propio sistema requiere para sostener su confiabilidad durante la transición.

La adopción de un nuevo marco técnico es un paso esencial para transitar desde una gestión de crisis reactiva hacia una planificación de mercado preventiva y eficiente. La implementación de simulaciones probabilísticas de 10 años, junto con la definición de métricas internacionales (EENS, LOLE u otras) y subastas competitivas, permitirá que Chile descarbonice su matriz garantizando que cada retiro de central a carbón sea compensado con la infraestructura más costo-efectiva. Este enfoque asegura que la resiliencia no sea un costo imprevisto, sino un atributo del sistema debidamente planificado, valorizado, remunerado y gestionado para dar estabilidad a la transición energética nacional.

6 Fundamentación de las Propuestas Reglamentarias

La viabilidad política y legal de modificar la NT GNL a través de la CNE permanece restringida mientras el litigio actualmente radicado en la Excma. Corte Suprema no cuente con sentencia firme y ejecutoriada. Por ende, la estrategia de este estudio propone impulsar un paquete de modificaciones estructurales directamente a nivel reglamentario. De esa forma, al elevar estas disposiciones a cuerpos normativos de jerarquía superior, se provee de mayor certeza jurídica al sistema y se garantiza la habilitación de flexibilidades operativas y de seguridad, produciendo la derogación tácita de las principales restricciones que actualmente impone la normativa técnica.

No obstante, es necesario reconocer que la estrategia de elevar disposiciones a nivel reglamentario no está exenta de complejidades. Desde una perspectiva estrictamente técnica, las fallas diagnosticadas en los capítulos precedentes son atribuibles al diseño de la NT GNL, y su corrección natural debería producirse mediante una revisión de dicha norma por parte de la CNE. Sin embargo, como se ha expuesto, el litigio iniciado ante el TDLC (Rol C-435-2021) —cuya sentencia de primera instancia, si bien favorable a la CNE, aún no se encuentra ejecutoriada— y en actual conocimiento en la Excma. Corte Suprema (Rol N°22257-2026), mantiene un escenario de incertidumbre jurídica que desincentiva una modificación de la NT GNL en el corto plazo. La opción reglamentaria surge, por tanto, como la respuesta operativa más eficaz y consistente frente a esta restricción fáctica y, simultáneamente, como una vía que es jurídica y técnicamente viable y superior por razones de jerarquía normativa, independientemente del desenlace final del proceso judicial.

Asimismo, se debe ponderar que la modificación simultánea de tres decretos supremos constituye una intervención de alto perfil que podría generar resistencia por parte de ciertos actores del sector y eventualmente derivar en nuevos cuestionamientos. Por ello, las propuestas que siguen han sido diseñadas bajo un principio de mínima intervención: no crean nuevos principios fundamentales, no redefinen conceptos del despacho económico y se formulan en términos tecnológicamente neutros, de modo que su justificación se sostiene exclusivamente en criterios de seguridad de suministro y eficiencia operativa. Este enfoque busca minimizar la superficie de incidencia jurídica y facilitar la adhesión de la autoridad sectorial.

Cabe reiterar que las propuestas que se desarrollan a continuación están focalizadas en las restricciones que afectan específicamente a la cadena logística del GNL, por las razones expuestas en la sección 1.2. No obstante, varias de las modificaciones propuestas —en particular la habilitación de alertas preventivas vinculadas a los ESA (sección 6.5) y la flexibilización operativa ante decretos de racionamiento (sección 6.4)— generan externalidades positivas que benefician también la gestión del GNA, al ampliar el marco de acción del Coordinador frente a contingencias de suministro de cualquier origen.

6.1 Habilitación Estructural Permanente del Gas Spot

Tal como se diagnosticó en las secciones precedentes, una de las fallas más relevantes del diseño regulatorio actual es la barrera impuesta a las compras de oportunidad. La NT GNL vigente

excluye expresamente de la condición de inflexibilidad a aquellos volúmenes que no estén sustentados en contratos de suministro superiores a un año (Artículo 5-2). Si bien la norma contempló en su Artículo 7-6 una disposición transitoria que permitió catalogar al gas *spot* como potencialmente inflexible, esta habilitación excepcional caducó en julio de 2022.

6.1.1 El Impacto de la Restricción Contractual

Esta prohibición actúa como una "camisa de fuerza" que atenta directamente contra la seguridad y la eficiencia económica del Sistema Eléctrico Nacional. Durante el proceso de discusión normativa, múltiples actores advirtieron a la autoridad sobre las consecuencias de esta medida. Se argumentó latamente que establecer una diferencia injustificada entre los embarques de largo plazo (ADP) y los embarques *spot* resulta arbitrario e ilógico, toda vez que ambos son igualmente susceptibles de enfrentar restricciones de almacenamiento que impidan un uso alternativo.

Limitar la gestionabilidad del mercado *spot* incrementa asimétricamente el riesgo financiero para las empresas importadoras. Al no contar con el respaldo regulatorio para asegurar su despacho o colocación ante imprevistos, los generadores se ven expuestos a la pérdida total del cargamento (riesgo de *sail away*), lo que genera un fuerte desincentivo a la adquisición oportuna de este insumo crítico. Como corolario, ante escenarios de estrechez hídrica o indisponibilidad de otras centrales, esta restricción impide la llegada de "más moléculas" al sistema, forzando operativamente al Coordinador a despachar diésel, un combustible considerablemente más caro, contaminante y logísticamente complejo.

6.1.2 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Principio de Neutralidad Contractual

Para destrabar esta ineficiencia sin depender de la citada NT GNL, se propone incorporar una modificación reglamentaria que consagre explícitamente el Principio de Neutralidad Contractual en la programación de la operación. El Reglamento debería mandar que el Coordinador reconozca, modele y optimice todos los recursos energéticos y volúmenes de combustibles disponibles nominados por las empresas, prohibiendo cualquier tipo de discriminación operativa o exclusión de las herramientas de gestión (como la asignación de un Costo de Oportunidad) fundamentada en el horizonte temporal o la naturaleza jurídica de su contrato matriz.

6.1.3 Efecto Sistémico Esperado

Al elevar la habilitación del gas *spot* a nivel reglamentario e integrarlo bajo el reconocimiento de "Energía Gestionable", se aborda de raíz el problema que la NT GNL generó al excluirlo. Bajo ese escenario, el Reglamento instruiría que el mecanismo del "Precio Sombra" actúe como herramienta de gestión logística aplicable a cualquier volumen de GNL almacenado en los terminales de regasificación, con independencia de si su origen contractual es un acuerdo a firme o una compra *spot*.

Esta reforma estructural permitiría a las Empresas Generadoras acudir al mercado de corto plazo internacional para aportar seguridad al sistema eléctrico durante todo el año, teniendo certeza jurídica *ex-ante* de que sus volúmenes serán procesados por los modelos del Coordinador sin

recurrir al despacho a costo cero, eliminando la dependencia de medidas reactivas o Decretos de Racionamiento de emergencia.

No obstante, es pertinente consignar que la efectividad de esta reforma dependerá de la calidad con que el Coordinador determine el precio sombra. La experiencia reciente con la optimización de otros activos con restricciones intertemporales —como los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS)— evidencia que la modelación del costo de oportunidad presenta desafíos técnicos cuya resolución inadecuada podría derivar en señales de precio distorsionadas. Por ello, las propuestas contenidas en este estudio contemplan que la norma técnica respectiva establezca los criterios, metodologías y parámetros de cálculo del precio sombra, reservando al decreto supremo —es decir, el Reglamento— únicamente el mandato general y la habilitación del mecanismo. De este modo, se preserva la capacidad técnica de la CNE y del Coordinador para perfeccionar progresivamente la modelación, sin que la habilitación regulatoria quede condicionada a ello.

6.2 Flexibilidad Operativa Continua (Universalización del Art. 5-13)

Habiendo propuesto la habilitación estructural del mercado spot y el blindaje jurídico de su valorización económica a través del Precio Sombra, se propone dotar al sistema de la flexibilidad temporal y de planificación necesaria para gestionar físicamente estos volúmenes. Un mecanismo de precios robusto carece de efectividad si los modelos del operador del sistema limitan su análisis a un horizonte temporal restringido, o si las herramientas de gestión logística se encuentran condicionadas a escenarios de catástrofe.

6.2.1 El Problema de la Condicionalidad

Tal como se profundizó en la sección 4.2 del diagnóstico crítico del marco normativo, el diseño de la NT GNL concibe la flexibilidad logística como una medida excepcional de emergencia y no como un atributo estructural y continuo del mercado.

Esta rigidez se cristaliza en el Artículo 5-13 de la NT GNL, el cual subordina la facultad del Coordinador para admitir gas como potencialmente inflexible (y por ende, gestionable bajo restricciones) a la verificación de un estado de "sequía extrema". Específicamente, exige que la probabilidad de excedencia de energía afluente proyectada sea igual o superior al 95%. En paralelo, el Artículo 5-12 y el propio Artículo 5-13 restringen la simulación de la operación esperada para la estimación del uso de GNL a un horizonte móvil sumamente acotado de apenas "seis semanas".

Durante el proceso de consulta pública de la NT GNL, diversas empresas y asociaciones (como APEMEC y GPM) advirtieron a la CNE que una ventana de 6 semanas es a todas luces insuficiente. Las decisiones críticas en el mercado internacional de GNL —tales como la comercialización de cargamentos en mercados secundarios o el redireccionamiento y desvío de buques metaneros— requieren plazos de anticipación que superan los 45 días. A pesar de que la industria recomendó ampliar este horizonte a, por lo menos, 12 semanas para otorgar un espectro real de opciones a los generadores, la autoridad desestimó la solicitud argumentando que las 6 semanas eran coherentes con la "Ventana de Información" semanal.

En la práctica, este diseño reactivo castiga la eficiencia: si una empresa anticipa un riesgo de *sail away* a 8 semanas debido a fluctuaciones de la demanda, la regulación le impide tomar resguardos amparados por el Coordinador. Y peor aún, si bien los volúmenes ya habilitados como potencialmente inflexibles mantienen esa condición para el período declarado, la revisión mensual del estado hidrológico (Art. 5-13) introduce una incertidumbre prospectiva relevante: ante cualquier mejora hidrológica marginal que sitúe al sistema por debajo del umbral del 95%, los volúmenes de los períodos siguientes perderían su respaldo regulatorio. Esta incertidumbre desincentiva la contratación anticipada de cargamentos, ya que el generador carece de certeza sobre si dispondrá de cobertura regulatoria al momento del arribo efectivo del buque.

A este efecto se suma el hecho de que las rigideces actuales del horizonte vinculante (8 semanas) y la irreversibilidad práctica de la declaración inflexible dentro de esa ventana, desincentivan que los generadores declaren la totalidad de sus volúmenes disponibles en la ventana vinculante. Este efecto, aun cuando se estima racional desde la perspectiva individual del generador para preservar flexibilidad comercial, reduce la visibilidad del Coordinador sobre los recursos efectivamente disponibles y degrada la calidad de la programación de corto plazo.

6.2.2 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Gestión Anticipada de Riesgos

Dado que la autoridad técnica consolidó estas ineficiencias en la norma, y frente a la imposibilidad actual de modificarla administrativamente, la solución debe ser elevada e impuesta a través del Decreto Supremo N° 125.

Se propone incorporar en el Reglamento de Coordinación y Operación un mandato expreso e indelegable para que el CEN implemente una "Gestión Anticipada y Continua de Riesgos de Suministro". Esta universalización de la flexibilidad requiere modificar el DS 125 en dos ejes estructurales:

1. **Gestión continua de riesgos logísticos:** El Reglamento debería establecer que la facultad del Coordinador para gestionar volúmenes de GNL con restricciones de almacenamiento —ya sea provenientes del ADP o del mercado spot— opere de manera continua durante todo el año calendario, procediendo toda vez que los modelos de optimización identifiquen riesgos objetivos de vertimiento de insumos o de imposibilidad de descarga. Si bien la condición hidrológica del sistema es un insumo legítimo del análisis, la normativa debería tratarlo como tal, es decir, como un elemento que otorga información necesaria que contribuye a la toma de decisión, de forma de impedir que un umbral hidrológico específico funcione como un gatillo binario que habilite o deshabilite por completo las herramientas de gestión logística del GNL, tal como ocurre actualmente con el umbral del 95% del Art. 5-13 de la NT GNL.
2. **Ampliación del Horizonte de Evaluación:** El DS 125 debería mandar imperativamente que las herramientas de programación de corto y mediano plazo utilizadas por el CEN (como PLEXOS) evalúen los riesgos de capacidad de almacenamiento y las ventanas de descarga de los terminales bajo un horizonte móvil de optimización continuo, no inferior a 12 semanas. Como se diagnosticó en

la sección 4.2.2, este horizonte es el mínimo requerido para que los generadores dispongan de opciones reales de mitigación comercial, y debería ser al menos igual al plazo de la Declaración GNL vinculante. Si bien el CEN podría en principio ampliar este horizonte por decisión propia, la experiencia de la Discrepancia N° 15-2021 demuestra que las actuaciones del Coordinador que carecen de respaldo reglamentario explícito quedan expuestas a cuestionamientos que generan incertidumbre jurídica para todos los actores.

Esta ampliación no constituye un mecanismo de preferencia contractual ni de precio, sino una habilitación técnica de gestionabilidad. El marco propuesto mantiene la exposición de los volúmenes inflexibles a la competencia por costos, preservando la lógica de formación de precios del SEN y los resguardos de la regulación de competencia aplicables al mercado de GNL, consolidados en los Informes UMC.

6.2.3 Efecto Sistémico Esperado

Al elevar la "universalización" de la lógica del Artículo 5-13 a rango reglamentario, se derogarían tácitamente los umbrales restrictivos de la NT GNL. El sistema transitará desde un paradigma reactivo de "gestión de crisis" (limitado a sequías extremas) hacia una optimización logística preventiva.

Esta reforma sincronizaría los tiempos de la programación local con los plazos reales del ciclo comercial internacional. Otorgaría al Coordinador la visibilidad necesaria para aplicar el Precio Sombra con la holgura temporal requerida para modelar y modular el despacho, minimizando significativamente la necesidad de forzar la entrada de centrales termoeléctricas de manera abrupta, protegiendo así el orden de mérito y garantizando la seguridad del abastecimiento.

6.3 Rediseño del Estudio GNL y Anualización del ADP

6.3.1 La Fragmentación Administrativa frente a la Realidad Comercial

Tal como fue diagnosticado en la sección 4.3 respecto a las fallas de diseño de la normativa vigente, la actual NT GNL introdujo el "Estudio GNL" como un instrumento de planificación centralizada que determina cotas máximas vinculantes de gas natural que pueden optar a flexibilidades operativas. Sin embargo, una de las fallas estructurales de este diseño radica en la imposición de una granularidad temporal restrictiva, al fraccionar estas asignaciones en cuotas estrictamente trimestrales.

Este fraccionamiento evidencia un desacople entre la regulación técnica local y la realidad logística del mercado internacional de gas natural. A nivel global, la planificación de abastecimiento se estructura y negocia bajo un horizonte anual, materializado en el *Annual Delivery Program* (ADP). Al imponer límites trimestrales estancos, la normativa actúa como una rigidez administrativa que coarta la gestión de portafolios; una empresa podría verse imposibilitada de gestionar eficientemente un buque por superar la estrecha cota de un trimestre específico, a pesar de contar con holguras en su balance anual. Esta fragmentación

interfiere con la eficiencia comercial y desincentiva la contratación agregada de GNL, elevando el riesgo logístico para los importadores.

6.3.2 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Enfoque Referencial y Anualización

Para subsanar esta divergencia estructural, se propone establecer en el Reglamento de Coordinación y Operación (DS 125) la subordinación de las cuotas restrictivas actuales a favor de un enfoque referencial o, en su defecto, de carácter anualizado. Esta modificación reglamentaria se estructuraría en dos niveles de profundidad:

- **Nivel 1 (Enfoque de Mercado):** Establecer que el Estudio GNL sea un instrumento estrictamente indicativo, que se emita antes de la formulación de los ADP de los generadores, eliminando las cuotas máximas vinculantes ex-ante.
- **Nivel 2 (Respaldo Regulatorio):** Si se impone mantener límites, el DS 125 debería prohibir la fragmentación trimestral, estableciendo cuotas de carácter anual y consagrando explícitamente el derecho de las empresas a realizar transferencias de saldos inter-mensuales e inter-trimestrales, armonizando la regulación técnica con la realidad comercial internacional.

6.3.3 Efecto Sistémico Esperado

La consagración de estas directrices armonizaría la regulación técnica nacional con la realidad comercial y logística del mercado internacional de GNL. Al dotar al sistema de un enfoque indicativo o de una temporalidad anualizada, se proveería a las empresas generadoras de la holgura necesaria para optimizar sus portafolios a lo largo del año. Esto evitaría que el sistema enfrente riesgos de vertimiento logístico o desvíos de buques (*sail away*) fundamentados únicamente en descalces administrativos de corto plazo. En consecuencia, se promovería una mayor y más eficiente contratación de gas natural, asegurando su disponibilidad continua para desplazar combustibles de mayor costo y respaldar la transición energética.

6.4 Flexibilidad Operativa ante Decretos de Racionamiento

6.4.1 Restricciones Normativas frente a Contingencias Sistémicas

Tal como fue expuesto en los antecedentes operativos del diagnóstico, particularmente durante la estrechez hídrica de 2021 y la contingencia de Nehuenco en 2025, el marco regulatorio chileno exhibe asimetrías operativas frente a situaciones de emergencia. Si bien el Artículo 163 de la LGSE contempla la dictación de un Decreto de Racionamiento ante la proyección fundada de un déficit de generación, la reglamentación que lo operativiza (DS 327) no dispone explícitamente la flexibilización transitoria de restricciones impuestas por normativas de menor jerarquía, tales como las condiciones operativas para el GNL *spot*.

Esta condición quedó en evidencia durante la vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento (DS 51/2021). Como se constató, se observó una asimetría regulatoria: mientras se establecieron medidas excepcionales para viabilizar esquemas alternativos de respaldo — como el resguardo de reservas hídricas y el diésel de seguridad —, el Coordinador carecía de

herramientas explícitas en la NT GNL vigente para facilitar el ingreso ágil de cargamentos de gas natural de oportunidad o *spot*.

Ante el riesgo de desvío de buques (*sail away*) requeridos para el abastecimiento seguro, el Coordinador emitió la "Minuta GNL" para proveer un mecanismo de gestión de excepcionalidad. Sin embargo, al no existir una disposición reglamentaria explícita que respaldara estas excepciones frente a la norma técnica inferior, la medida derivó en la Discrepancia N° 15-2021 ante el Panel de Expertos y una alta conflictividad sectorial. En consecuencia, la ausencia de una habilitación reglamentaria de excepción (*way out*) dificulta la priorización del gas natural frente a alternativas logísticamente más complejas, forzando la toma de decisiones operativas bajo incerteza jurídica.

6.4.2 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Habilitación de Excepción

Se propone introducir modificaciones de rango reglamentario, orientadas específicamente al Decreto N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (**DS 327**) y/o reglamentos afines, para incorporar una habilitación expresa de flexibilidad operativa ante escenarios de contingencia.

La opción de incorporar esta habilitación directamente en el DS 327, en lugar de incluirla caso a caso en cada decreto de racionamiento, obedece a tres razones. Primero, los generadores necesitan certeza ex-ante de que su gas contará con respaldo regulatorio si se declara racionamiento; si esa garantía depende del texto de un decreto aún no dictado, se desincentiva la contratación preventiva. Segundo, una habilitación pre-establecida opera automáticamente al declararse el racionamiento, sin la demora que implica negociar su inclusión en cada decreto particular. Tercero, la experiencia del DS 51/2021 demostró que la ausencia de un marco predefinido fuerza a improvisar mecanismos ad hoc —como el "diésel de seguridad"— de incierta solidez jurídica.

El ajuste reglamentario debería establecer que, al entrar en vigencia un Decreto de Racionamiento o al declararse una condición de emergencia energética, se establezcan medidas especiales y se faculte al Coordinador para flexibilizar —temporalmente— las restricciones comerciales y de programación de corto plazo establecidas en la NT GNL respecto a la importación y despacho de gas natural (GNL *spot* o GNA interrumpible).

Bajo este estado de excepción, el gas adicional que los agentes logren incorporar al sistema podrá ser calificado y gestionado como un recurso de seguridad de abastecimiento. Esto otorgaría al Coordinador las facultades explícitas para asignarle prioridad logística y un tratamiento de energía gestionable, independizándolo transitoriamente de los horizontes de simulación ordinarios y de los umbrales de estrechez hidrológica contemplados en la normativa técnica de régimen normal.

6.4.3 Efecto Sistémico Esperado

La incorporación de esta facultad reglamentaria proveería mayor certeza jurídica al Coordinador para adaptar la operación del gas natural frente a una crisis, respaldando en reglas objetivas sus instrucciones de coordinación. Adicionalmente, optimizaría la respuesta del sistema ante

escenarios de déficit. Al flexibilizar el ingreso de volúmenes de oportunidad con reglas claras, el sistema podría priorizar el consumo de gas natural de manera oportuna, mitigando el uso prematuro de reservas hídricas estratégicas y reduciendo la sobreexigencia del parque generador a diésel, el cual posee límites logísticos estructurales de reposición sistémica.

6.5 Alertas Preventivas basadas en Restricciones Logísticas

6.5.1 La Gestión Reactiva frente a Límites Estructurales

Tal como fue diagnosticado en la sección 2.3 del presente informe respecto a los Estudios de Seguridad de Abastecimiento (ESA), el sistema eléctrico enfrenta vulnerabilidades operativas críticas asociadas a la sobredependencia del parque térmico a diésel. Los modelos prospectivos del Coordinador identifican de manera recurrente riesgos de déficit originados no solo por la disponibilidad de capacidad instalada, sino por una restricción logística estructural: la capacidad máxima de reposición de diésel se encuentra acotada en torno a los 3.500 m³/día a nivel sistémico.

A pesar de que el Reglamento de Seguridad de Abastecimiento (DS 97) dispone la realización de los ESA para proveer prospectiva y anticipar riesgos, la regulación actual carece de un mecanismo que traduzca estas advertencias en acciones operativas tempranas. En la práctica, la información de los ESA suele utilizarse para justificar medidas reactivas, tales como la dictación de Decretos de Racionamiento cuando el déficit es inminente o la solicitud tardía de planes de seguridad. Se constata así una desconexión normativa: las alertas logísticas levantadas por los estudios no gatillan incentivos ni flexibilidades oportunas para viabilizar la contratación anticipada de gas natural, obligando al sistema a acercarse a sus límites físicos de reposición de diésel antes de que se liberen las rigideces normativas.

6.5.2 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Mecanismo de Activación Anticipada

Para corregir esta brecha, se propondría introducir modificaciones en el Reglamento de Seguridad de Abastecimiento (DS 97), orientadas a incorporar la figura institucional de un "Estado de Alerta Preventiva".

Cabe precisar que esta propuesta no replica el mecanismo del artículo 5-13 de la NT GNL, si bien comparte con él la lógica de anticipación. Las diferencias son sustantivas: mientras el artículo 5-13 se activa exclusivamente por una condición hidrológica extrema (probabilidad de excedencia $\geq 95\%$), opera solo entre agosto y febrero, y habilita volúmenes de GNL como potencialmente inflexibles dentro del marco de la NT GNL, el Estado de Alerta Preventiva propuesto se activaría por proyecciones de estrés logístico en la cadena de suministro de diésel —indicador que puede configurarse con independencia de la hidrología—, funcionaría durante todo el año y se alojaría en un instrumento de jerarquía reglamentaria (DS 97) no sujeto a la judicialización que afecta a la NT GNL.

Este ajuste normativo facultaría al Coordinador para activar un régimen de alerta temprana cuando los resultados de los ESA proyecten, en un horizonte de corto o mediano plazo, niveles

de despacho diésel que superen de manera sostenida las capacidades máximas de reposición logística.

La declaración de esta condición preventiva operaría como un mecanismo habilitante regulatorio explícito. Bajo este estado, el Coordinador quedaría facultado para convocar y asegurar la programación de volúmenes adicionales GNL de oportunidad, otorgándoles un tratamiento de energía gestionable conforme al mecanismo de precio sombra. Adicionalmente, respecto del GNA, cuyo suministro por gasoducto no es inventariable, la alerta habilitaría al Coordinador para facilitar su incorporación al despacho bajo criterios de eficiencia económica, sin que le resulten aplicables las restricciones propias de la normativa técnica de régimen normal.

En concreto, se propone que la activación de esta figura proceda cuando los ESA proyecten, para un horizonte de hasta seis meses, niveles de despacho de centrales de respaldo que superen las capacidades máximas de reposición logística informadas al Coordinador. Declarada la alerta, el Coordinador quedaría facultado para: (a) incorporar volúmenes adicionales de combustibles con tratamiento de energía gestionable; (b) evaluar la eficiencia de los distintos insumos disponibles, privilegiando aquellos con menores costos de operación y menores riesgos logísticos; y (c) informar públicamente las proyecciones de riesgo para facilitar la gestión anticipada de portafolios por parte de los generadores. La alerta se mantendría vigente mientras subsistan las condiciones que la motivaron.

6.5.3 Efecto Sistémico Esperado

Establecer este vínculo normativo directo entre los resultados del ESA y las reglas de programación permitiría al sistema transitar desde una gestión reactiva de crisis hacia una optimización logística preventiva. Esta medida proveería a las empresas generadoras de las señales regulatorias oportunas y la certeza jurídica necesaria para gestionar compras anticipadas de gas frente a escenarios adversos.

En consecuencia, al facilitar el ingreso ágil de un insumo más eficiente, el sistema evitaría alcanzar los puntos críticos de saturación del parque a diésel, optimizaría los costos de operación y se reduciría drásticamente la probabilidad de tener que recurrir a medidas extremas de contingencia o Decretos de Racionamiento.

6.6 Institucionalización del Gas Natural como Primera Línea de Mitigación

6.6.1 La Asimetría en las Medidas de Respaldo Sistémico

En línea con lo analizado en la sección 2.1 del presente informe respecto a los episodios operacionales de 2021, la gestión de contingencias en el marco regulatorio vigente revela una profunda asimetría en el diseño de las medidas de respaldo. Durante la vigencia del Decreto de Racionamiento Preventivo (DS 51/2021), la autoridad estableció desplegar esfuerzos extraordinarios para resguardar recursos hídricos y viabilizar un complejo esquema para el denominado "diésel de seguridad". Sin embargo, se constató la carencia de un marco normativo

equivalente que facilitara de manera estructural la disponibilidad y gestión de volúmenes adicionales de gas natural.

Esta falencia de diseño fuerza al sistema eléctrico a depender de manera prematura y extrema del parque generador a diésel, exponiendo la operación a vulnerabilidades críticas al exigir la cadena de suministro muy por sobre su capacidad nominal de reposición estructural. Resulta técnica y económicamente contraproducente que la regulación de emergencia no facilite normativamente la incorporación oportuna del GNL spot como el recurso de contención prioritario. Si bien los costos variables del GNL spot pueden fluctuar significativamente en función de las condiciones del mercado internacional, el gas natural presenta ventajas estructurales frente al diésel como recurso de respaldo: una cadena logística de mayor capacidad volumétrica por entrega, menor frecuencia de reposición requerida y sustancialmente menores emisiones contaminantes.

6.6.2 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Jerarquía de Mitigación Operativa

Para corregir esta distorsión, se propone introducir modificaciones en la reglamentación de seguridad y operación (con foco en el DS 97 y/o DS 327) que establezcan que, ante riesgos proyectados de desabastecimiento, el sistema debería agotar prioritariamente las opciones para incorporar gas natural antes de recurrir a medidas extremas de reserva hídrica o de operación sostenida del parque diésel por sobre sus capacidades logísticas seguras. En el caso del GNL, esto se materializaría otorgándole tratamiento de energía gestionable ex-ante mediante el mecanismo de precio sombra, conforme a lo propuesto en la sección 6.1. En el caso del GNA, cuyo suministro por gasoducto no es inventariable y, por tanto, no admite la lógica del precio sombra, la priorización operaría a través de criterios de eficiencia económica en el despacho, facilitando que el Coordinador convoque este recurso bajo condiciones que viabilicen su entrada ágil al sistema.

Este ajuste normativo instituiría la figura del gas como la primera línea de defensa sistémica. El mecanismo mandataría que, el sistema debería agotar prioritariamente las opciones para incorporar gas natural de oportunidad en el mercado de corto plazo.

Para materializar lo anterior, la normativa facultaría al Coordinador para convocar y procesar económicamente el GNL bajo condiciones operativas que viabilicen su entrada ágil. Esto implicaría otorgar las garantías regulatorias necesarias para su importación, asegurando su tratamiento como energía gestionable ex-ante, sin que los importadores deban asumir riesgos o penalizaciones comerciales por proveer seguridad al sistema.

En ese sentido, la medida opera en dos niveles complementarios. En el régimen de alerta, los volúmenes *spot* que los generadores declaren disponibles se incorporarían directamente a la programación con tratamiento de energía gestionable, sin quedar sujetos a las cuotas trimestrales del Estudio GNL ni a la exclusión contractual vigente. En el régimen permanente, la anualización del Estudio GNL propuesta en la sección 6.3 permitiría la transferencia de saldos no utilizados entre períodos menores, de modo que ante un trimestre crítico los generadores

puedan adelantar volúmenes con cargo a su balance anual sin necesidad de autorización administrativa *ex-post*.

6.6.3 Efecto Sistémico Esperado

La institucionalización de esta jerarquía normativa optimizaría de manera estructural el manejo de contingencias y estrecheces. Al priorizar el gas natural como "recurso de seguridad", el sistema reduciría drásticamente su dependencia de cadenas logísticas frágiles y mitigaría los severos sobre costos sistémicos asociados a la operación intensiva con diésel.

Asimismo, esta medida entregaría señales regulatorias claras, coherentes y oportunas a los agentes del mercado para que gestionen activamente la internación de cargamentos *spot* o gas argentino. De este modo, se alinearía la preservación de la seguridad del servicio con el principio legal de operar las instalaciones al mínimo costo posible y con los objetivos de reducción de emisiones propios de la transición energética.

6.7 Cláusula de Resguardo Operativo frente a Contingencias de Corto Plazo

El funcionamiento seguro del SEN se encuentra permanentemente expuesto a eventos disruptivos de naturaleza aguda y de muy corto plazo. La experiencia operativa reciente ha evidenciado el impacto de contingencias severas, tales como eventos climáticos extremos que obligan al cierre de puertos por varios días —impidiendo la descarga de buques de GNL o carbón—, o la pérdida intempestiva de infraestructura de transmisión de carácter crítico, como líneas de 500 kV o el futuro enlace HVDC.

Si bien el Artículo 72°-21 de la LGSE contempla la dictación de un "Decreto de Emergencia Energética" frente a sismos o catástrofes naturales, facultando el mejor uso de las instalaciones coordinadas, la reglamentación actual no provee una bajada técnica ágil para este instrumento. Frente a la pérdida concurrente de infraestructura o restricciones logísticas agudas derivadas de eventos de la naturaleza, el CEN suele verse limitado por las reglas ordinarias de la programación de la operación y del despacho económico. Esta falta de adaptación reglamentaria impide alterar con la rapidez necesaria las condiciones de operación en tiempo real, dificultando, por ejemplo, la autorización de sustituciones inmediatas de combustible, la reasignación de volúmenes de gas o la modificación de perfiles de retiro en ventanas de tiempo acotadas.

6.7.1 Propuesta de Ajuste Reglamentario: Flexibilización de Corto Plazo

Para dotar al sistema de una herramienta efectiva de contención de corto plazo, se propone introducir en el Reglamento de Coordinación y Operación (DS 125) una habilitación explícita anclada a la dictación de un Decreto de Emergencia Energética de la LGSE.

Este ajuste reglamentario establecería que, al declararse dicha emergencia por causas climáticas severas (ej. marejadas inusuales prolongadas) o catástrofes que inhabiliten infraestructura crítica (ej. siniestro de líneas troncales), el Coordinador quedaría automáticamente facultado para emitir un nuevo programa de operación de corto plazo que incorpore los antecedentes vigentes y las medidas adoptadas que corresponda para hacer frente a la emergencia.

Bajo este paraguas de emergencia, la normativa permitiría al operador del sistema suspender transitoriamente las rigideces comerciales, modificar el orden de mérito por estrictas razones de seguridad, flexibilizar el uso de combustibles de respaldo (diésel o GNL de oportunidad) y optimizar el uso de los inventarios existentes en terminales. Todo lo anterior se justificaría legalmente bajo el mandato de asegurar la continuidad del servicio y hacer el mejor uso posible de las instalaciones disponibles durante el período que dure la contingencia física.

En términos específicos, la habilitación propuesta facultaría al Coordinador para que durante la vigencia de un decreto de emergencia energética, pueda emitir un nuevo programa de operación de corto plazo, flexibilizando restricciones operativas y procedimentales, modificando la asignación de combustibles entre centrales y optimizando el uso de inventarios existentes en terminales de almacenamiento. Las medidas adoptadas deberían informarse a la CNE y a la SEC dentro de las 24 horas siguientes a su implementación.

Adicionalmente, las medidas de ampliación del horizonte de simulación a 12 semanas (sección 6.2) y de anualización del Estudio GNL (sección 6.3) operan de manera estructural y permanente, por lo que sus efectos están disponibles tanto en régimen normal como durante contingencias, sin requerir un decreto de emergencia para activarse.

6.7.2 Efecto Sistémico Esperado

La incorporación de esta bajada operativa al Decreto de Emergencia Energética proveería la certeza jurídica indispensable para que el Coordinador actúe con máxima agilidad en el muy corto plazo (días u horas).

Al alinear la reglamentación con la realidad de los eventos físicos extremos, se dotaría al mercado eléctrico de una resiliencia estructural, permitiendo al sistema reaccionar frente a cierres prolongados de puertos o fallas de los corredores de transmisión relevantes, entre otros, evitando que una perturbación climática o logística aguda se traduzca en interrupciones de suministro para los clientes finales.

7 Texto del Articulado Propuesto

7.1 Resumen de Propuestas de Implementación

N°	Propuesta	Problema que resuelve	Modificación DS	Núcleo del texto propuesto	Arts. NT GNL derogados
P-01	Habilitación del gas spot	Art. 5-2 NT GNL excluye compras spot de la condición de inflexibilidad → desincentivo a importar	Agregar inciso final en Arts. 36 y 37 DS 125	"...sin distinción fundada en la naturaleza jurídica, modalidad o duración del acuerdo de suministro..."	Art. 5-2 (exclusión spot; requisito contrato >1 año)
P-02	Flexibilidad operativa continua	Art. 5-13 NT GNL condiciona flexibilidad a umbral hidrológico 95% y ventana ago-feb; Art. 5-15 limita simulación a 6 semanas.	Incisos nuevos en Arts. 36 y 41 DS 125	"...gestión continua durante todo el año calendario, independientemente de las condiciones hidrológicas..." + horizonte mínimo 12 semanas	Art. 5-13 (umbral 95%, ventana ago-feb); Art. 5-15 (6 semanas)
P-03	Anualización del Estudio GNL	Arts. 5-3/5-8/5-11 NT GNL imponen cuotas trimestrales, desacopladas del ADP anual	Agregar nuevo inciso tercero al Art. 51 DS 125	"...horizonte de planificación no inferior a un año calendario...transferencia de saldos entre períodos menores..."	Arts. 5-3, 5-8, 5-11 (cuotas trim.); Art. 5-19 (traspaso ex-post)
P-04	Flexibilidad en racionamiento	Vacío normativo: NT GNL no contempla régimen de excepción durante Decreto de Racionamiento	Agregar numerales 4-5 e inciso al Art. 291-3 DS 327	"...flexibilizar transitoriamente las restricciones de normas técnicas...tratamiento de energía gestionable..."	Cap. 5 NT GNL (suspensión condicionada)
P-05	Alertas preventivas (ESA)	ESA proyecta saturación logística del diésel, pero no gatilla flexibilidad para gas	Incorporar nuevo Art. 14 bis en DS 97	"Estado de Alerta de Suministro" cuando ESA proyecte despacho diésel sobre capacidad de reposición logística	Art. 5-13 (suspensión condicionada durante alerta)
P-06	Gas como primera línea de mitigación	Asimetría regulatoria: medidas de emergencia para diésel sin equivalente para gas	Incorporar nuevo Art. 14 bis en DS 97	"...privilegiando aquellos que presenten menores costos de operación y menores riesgos logísticos..."	Art. 5-13 (suspensión condicionada durante alerta)
P-07	Resguardo ante emergencia energética	Art. 72°-21 LGSE no tiene bajada operativa reglamentaria para flexibilizar programación ante catástrofes	Agregar inciso al Art. 58 DS 125	"...modificar transitoriamente los resultados de la programación...flexibilizar restricciones operativas..."	Cap. 5 NT GNL (suspensión condicionada)
P-08	Marco de Confiabilidad de Largo Plazo	Ausencia de estudios de suficiencia probabilísticos; horizontes limitados; gestión reactiva	Modificar Arts. 3° y 6°; incorporar Arts. 11 bis a 11 sexies en DS 97	"...Estudio Anual de Confiabilidad con horizonte de diez años, métricas probabilísticas y mecanismos competitivos..."	N/A

7.2 Modificaciones al DS 125/2017 (Reglamento de Coordinación y Operación)

7.2.1 M-01: Artículo 36 — Agrégase un inciso cuarto final nuevo

- **Técnica:** Agregar un nuevo inciso cuarto final al artículo 36.
- **Efectos:**
 - (i) Extiende el concepto de energía gestionable a combustibles con restricciones logísticas de almacenamiento temporal;
 - (ii) Establece gestión continua de riesgos logísticos, independiente de hidrología;
 - (iii) Consagra neutralidad contractual.
- **Propuestas:** P-01, P-02.
- **Arts. NT GNL derogados:** Art. 5-2 NT GNL (exclusión spot, requisito contrato >1 año); Art. 5-13 NT GNL (umbral 95%, ventana ago-feb)

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento.	Artículo 36.- El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento.

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.	Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título. Para los efectos del presente reglamento, se entenderá comprendida dentro del concepto de energía gestionable aquella energía asociada a combustibles o insumos energéticos almacenados en instalaciones con capacidad limitada de almacenamiento temporal, tales como terminales de regasificación de gas natural licuado, estanques de almacenamiento de combustibles líquidos y otras instalaciones análogas, cuyas restricciones logísticas de recepción, almacenamiento o despacho generen un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico. El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación la gestión de los riesgos logísticos de dichos combustibles o insumos de manera continua durante todo el año calendario, independientemente de las condiciones hidrológicas del sistema, considerando todos los volúmenes nominados por los Coordinados, sin distinción fundada en la naturaleza jurídica, modalidad o duración del acuerdo de suministro que los respalde. La aplicación al despacho por costo de oportunidad a que se refiere el artículo 37, respecto de los recursos señalados en el presente inciso, procederá cuando la programación de la operación identifique, en el horizonte correspondiente, riesgos objetivos de imposibilidad de descarga, desvío de buque, pérdida de insumos u otras contingencias logísticas equivalentes, con independencia de las condiciones hidrológicas del sistema y de la modalidad contractual del suministro, conforme a los criterios, indicadores objetivos y horizontes de verificación que establezca la Comisión mediante resolución exenta.

7.2.2 M-02: Artículo 37 — Agrégase inciso tercero nuevo

- **Técnica:** Agregar un inciso tercero nuevo.
- **Efecto:** Explicita que el costo de oportunidad (Precio Sombra) es aplicable a todo combustible gestionable con restricciones de almacenamiento.
- **Propuestas:** P-01.
- **Arts. NT GNL derogados:** Refuerza Art. 5-18 NT GNL (Precio Sombra); consolida base jurídica.

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica. El costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento.	Artículo 37.- En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica. El costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento. Lo dispuesto en el presente artículo será asimismo aplicable a las centrales termoeléctricas cuyos combustibles o insumos energéticos se encuentren sujetos a las restricciones logísticas de almacenamiento temporal a que se refiere el inciso final del artículo 36, respecto de los volúmenes nominados por los Coordinados conforme a dicha disposición. Para la determinación del costo de oportunidad de estos recursos, el Coordinador deberá considerar, entre otros factores relevantes, las restricciones de capacidad de almacenamiento, los programas de arribo de insumos y los riesgos de desaprovechamiento logístico, conforme lo establezca la respectiva norma técnica.

7.2.3 M-03: Artículo 41 — Agrégase inciso segundo nuevo

- **Técnica:** Agregar un inciso segundo nuevo al artículo 41.
- **Efecto:** Establece horizonte mínimo de 12 semanas para la evaluación de riesgos logísticos de combustibles gestionables.
- **Propuestas:** P-02.
- **Arts. NT GNL derogados:** Art. 5-15 NT GNL (horizonte de 6 semanas)

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 41.- Cuando el Coordinador defina distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación, las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.	Artículo 41.- Cuando el Coordinador defina distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación, las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica. Tratándose de energías gestionables asociadas a combustibles o insumos energéticos con restricciones logísticas de almacenamiento temporal a que se refiere el inciso final del artículo 36, las etapas de valorización y evaluación de riesgos logísticos deberán realizarse con un horizonte de simulación no inferior a doce semanas, de modo de permitir la adopción oportuna de medidas de mitigación logística y comercial por parte de los Coordinados.

7.2.4 M-04: Artículo 51 — Agrégase inciso final nuevo

- **Técnica:** Agregar un inciso cuarto final al artículo 51.
- **Efectos:**
 - (i) Horizonte anual para estudios de restricciones de combustibles gestionables;

- (ii) Derecho de transferencia de saldos inter-período.
- **Propuestas:** P-03.
- **Arts. NT GNL derogados:** Arts. 5-3, 5-8, 5-11 NT GNL (cuotas trimestrales); Art. 5-19 NT GNL (traspaso ex-post)

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 51.- El Coordinador deberá elaborar estudios para la adecuada modelación del sistema eléctrico, en aquellas variables que generen impactos relevantes en el ejercicio de optimización que realiza con ocasión de la programación de la operación o en la operación en tiempo real del conjunto de las instalaciones sujetas a coordinación. En particular, el Coordinador deberá realizar estudios de proyección de precios de combustibles en los horizontes que requiera la programación de la operación, a fin de contar con una proyección propia fundada respecto de la evolución de estos precios, así como también estudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Los Coordinados podrán participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los estudios señalados en el presente artículo.	Artículo 51.- El Coordinador deberá elaborar estudios para la adecuada modelación del sistema eléctrico, en aquellas variables que generen impactos relevantes en el ejercicio de optimización que realiza con ocasión de la programación de la operación o en la operación en tiempo real del conjunto de las instalaciones sujetas a coordinación. En particular, el Coordinador deberá realizar estudios de proyección de precios de combustibles en los horizontes que requiera la programación de la operación, a fin de contar con una proyección propia fundada respecto de la evolución de estos precios, así como también estudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Los estudios de restricciones de suministro señalados en el inciso anterior, relativos a combustibles o insumos energéticos con restricciones logísticas de almacenamiento temporal a que se refiere el inciso final del artículo 36 del presente reglamento, deberán ser elaborados con un horizonte de planificación no inferior a un año calendario. Cuando el estudio establezca un volumen máximo para la gestión de estos combustibles, dicho volumen corresponderá a la cantidad total anual, pudiendo el estudio formular una distribución intranual de carácter meramente indicativo y no vinculante, sobre la cual los Coordinados podrán gestionar libremente el volumen total a lo largo del año calendario, en tanto no se afecte la seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico. El Coordinador deberá revisar y ajustar al alza el volumen total anual durante la vigencia del

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	estudio cuando cambios verificables en las condiciones operativas, comerciales o logísticas del suministro así lo justifiquen. Los Coordinados podrán participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los estudios señalados en el presente artículo.

7.2.5 M-05: Artículo 58 — Agrégase inciso segundo nuevo

- **Técnica:** Agregar un inciso segundo al artículo 58.
- **Efecto:** Facultad de flexibilización operativa durante Decreto de Emergencia Energética (Art. 72°-21 LGSE).
- **Propuestas:** P-07.
- **Arts. NT GNL derogados:** Cap. 5 NT GNL (suspensión condicionada durante emergencia)

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 58.- Los resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación.	Artículo 58.- Los resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación. Durante la vigencia de un decreto de emergencia energética dictado en conformidad al artículo 72°-21 de la Ley, el Coordinador estará facultado para emitir un nuevo programa de operación de corto plazo, cada vez que sea necesario, pudiendo flexibilizar las restricciones operativas y procedimentales, modificar la asignación de combustibles entre unidades generadoras y optimizar el uso de inventarios en terminales de almacenamiento, de manera estrictamente necesaria para enfrentar la contingencia que motiva el decreto, debiendo privilegiar, en todo caso, el abastecimiento de la demanda a través de medidas que generen el menor impacto sobre los costos de operación del sistema eléctrico. Estas medidas deberán ser informadas a la Comisión y a la Superintendencia

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	dentro de las 24 horas siguientes a su implementación, indicando las alternativas consideradas y los criterios técnicos aplicados.

7.3 Modificaciones al DS 97/2008 (Reglamento de Seguridad de Abastecimiento)

7.3.1 M-06: Artículo 14 bis (nuevo) — Incorpórase el artículo 14 bis nuevo del siguiente tenor:

- **Técnica:** Incorporar un nuevo artículo 14 bis.
- **Efectos:**
 - (i) Crea Estado de Alerta de Suministro vinculado a ESA;
 - (ii) Habilita gestión anticipada de combustibles como energía gestionable;
 - (iii) Criterio de eficiencia económica y logística.
- **Propuestas:** P-05, P-06.
- **Arts. NT GNL derogados:** Art. 5-13 NT GNL (suspensión condicionada durante alerta)

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
(nuevo artículo)	Artículo 14° bis.- Cuando los Estudios a que se refiere el artículo 8° del presente reglamento proyecten, para un horizonte de hasta seis meses, niveles de despacho sostenido de centrales termoeléctricas de respaldo que superen las capacidades máximas de reposición logística de sus respectivos combustibles informadas al Coordinador, aun cuando no se configure la condición de excepcionalidad establecida en el artículo 13°, el Coordinador deberá declarar un Estado de Alerta de Suministro y comunicarlo a la Comisión dentro de las 48 horas siguientes. Declarado el Estado de Alerta de Suministro, el Coordinador quedará facultado para adoptar las siguientes medidas: a) Incorporar en la programación de la operación los volúmenes adicionales de combustibles o insumos energéticos que los Coordinados declaren disponibles para mitigar el riesgo proyectado, otorgándoles el tratamiento de energía gestionable conforme a lo establecido en los artículos 36 y 37 del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador deberá pronunciarse sobre la incorporación de los volúmenes declarados dentro de las 48 horas siguientes a su

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	declaración, integrándolos en el siguiente programa de operación que se elabore con posterioridad a dicho pronunciamiento. b) Evaluar la suficiencia y eficiencia de los distintos insumos disponibles para generación térmica, privilegiando en la programación aquellos que presenten menores costos de operación y menores riesgos logísticos de reposición, procurando distribuir el mayor despacho entre las unidades cuya logística así lo permita y evitando concentrar en una unidad un nivel de exigencia que comprometa su disponibilidad operativa más allá de lo necesario para enfrentar la condición que motiva el estado de alerta. c) Informar públicamente a los Coordinados sobre las proyecciones de riesgo, a fin de facilitar la gestión anticipada de sus portafolios de combustibles. El Estado de Alerta de Suministro se mantendrá vigente mientras subsistan las condiciones que lo motivaron, según lo determine el Coordinador en base a la actualización de los Estudios. El Coordinador deberá informar mensualmente a la Comisión sobre la evolución del estado de alerta y las medidas adoptadas, debiendo dar cuenta de los criterios de priorización aplicados y de su impacto sobre la disponibilidad de las unidades involucradas.

7.3.2 M-07: Marco de Confiabilidad de Largo Plazo

- **Técnica:** Modificar los artículos 3° y 6°; incorporar nuevos artículos 11 bis, 11 ter, 11 quáter, 11 quinquies y 11 sexies; agregar disposición transitoria.
- **Efectos:**
 - (i) Amplía el monitoreo del DS 97 a un horizonte de largo plazo;
 - (ii) Crea el Estudio Anual de Confiabilidad (EAC) con horizonte de 10 años y métricas probabilísticas;
 - (iii) Establece un proceso institucional de identificación de brechas de suficiencia y mecanismos competitivos para cubrirlas.

- **Propuestas:** P-08. Capítulo 5 del presente informe.
- **Origen normativo:** Art. 3º, 6º y Título II del DS 97/2008.

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 3º.- Conforme a las disposiciones señaladas en el presente reglamento, y para efectos de requerir Planes, la Comisión realizará en forma permanente un monitoreo del sistema eléctrico, con el objeto de contar con la información adecuada de las condiciones esperadas de abastecimiento del respectivo sistema eléctrico, para los siguientes seis meses, considerando, según corresponda, diferentes condiciones hidrológicas y diversos escenarios de disponibilidad de insumos para centrales térmicas.	Artículo 3º.- Conforme a las disposiciones señaladas en el presente reglamento, y para efectos de requerir Planes, la Comisión realizará en forma permanente un monitoreo de corto y largo plazo del sistema eléctrico, con el objeto de contar con la información adecuada de las condiciones esperadas de abastecimiento del respectivo sistema eléctrico, para los siguientes seis meses, considerando, según corresponda, fallas prolongadas o indisponibilidad de infraestructura de generación y transmisión, diferentes condiciones hidrológicas y diversos escenarios de disponibilidad de insumos para centrales térmicas.
Artículo 6º.- Para efectos del monitoreo indicado en el artículo 3º del presente reglamento, el CDEC, a través de su DO respectiva, elaborará un Estudio Mensual de Abastecimiento, en adelante "Estudio Mensual", el que se deberá realizar considerando a lo menos las condiciones, requisitos y fechas de entrega señalados en el presente Título y los que, en cada caso, señale la Comisión. Adicionalmente, la Comisión podrá solicitar, en cualquier momento, un Estudio Extraordinario de Abastecimiento, en adelante "Estudio Extraordinario", el cual deberá cumplir las exigencias que señale la Comisión. Todo lo anterior, sin perjuicio que la Comisión realice otros estudios, en los cuales podrá incorporar los antecedentes entregados por la DO.	Artículo 6º.- Para efectos del monitoreo de corto plazo indicado en el artículo 3º del presente reglamento, el Coordinador elaborará un Estudio Mensual de Abastecimiento, en adelante "Estudio Mensual", para los siguientes doce meses, el que se deberá realizar considerando a lo menos las condiciones, requisitos y fechas de entrega señalados en el presente Título y los que, en cada caso, señale la Comisión. Adicionalmente, la Comisión podrá solicitar, en cualquier momento, un Estudio Extraordinario de Abastecimiento, en adelante "Estudio Extraordinario", el cual deberá cumplir las exigencias que señale la Comisión. Todo lo anterior, sin perjuicio de que la Comisión realice otros estudios, en los cuales podrá incorporar los antecedentes entregados por el Coordinador.
(nuevo artículo)	Artículo II bis.- Para efectos del monitoreo de largo plazo indicado en el artículo 3º del presente reglamento, el Coordinador, elaborará un Estudio Anual de Confiabilidad, en adelante "EAC", para los siguientes diez años, el que se deberá realizar considerando diversos escenarios de operación futura, con granularidad mensual, bajo contingencias extremas que afecten la infraestructura de generación y transmisión definida como

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	relevante en el mismo estudio, para que a través de métricas probabilísticas, se estime la probabilidad de que el sistema eléctrico no sea capaz de abastecer la demanda y se identifiquen las alternativas de inversión más costo eficientes para llevar dichas métricas a los estándares que defina previamente la Comisión.
(nuevo artículo)	Artículo 11 ter.- El Coordinador publicará una versión preliminar del estudio en agosto de cada año, por un plazo de 15 días para observaciones de los interesados, y deberá publicar y enviar a la Comisión los resultados del EAC definitivo durante el mes de octubre de cada año. Las alternativas de inversión que el EAC identifique serán analizadas por la Comisión para que esta confirme y verifique su necesidad y el o los mecanismos o instrumentos para su promoción conforme al diseño de mercado y regulación respectivo, o bien se requiere un Plan de Seguridad específico para tal efecto.
(nuevo artículo)	Artículo 11 quáter.- Los supuestos, antecedentes y resultados del EAC deberán incluir como mínimo los siguientes aspectos: a) La justificación y referencias internacionales de las métricas probabilísticas utilizadas, en base a mercados con alta inserción de energía renovable variable, b) La expansión y supuestos considerados para el parque generador e infraestructura de generación, c) Los distintos escenarios de disponibilidad de insumos e infraestructura de generación consideradas, incluyendo escenarios de indisponibilidad de infraestructura crítica de suministro de combustibles, tales como terminales de regasificación, gasoductos, logística de combustibles líquidos, terminales de descarga y canchas de acopio de carbón; y

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	d) Los distintos escenarios de disponibilidad de infraestructura de transmisión consideradas. Los resultados del EAC resultarán de la ejecución e iteración cíclica que permita alcanzar los niveles de suficiencia o indicadores objetivo, las trayectorias de emisiones o límites establecidos, u otras restricciones que previamente defina la Comisión al Coordinador.
(nuevo artículo)	Artículo 11 quinquies.- El EAC deberá considerar y explicitar, al menos, los aspectos metodológicos relacionados con: a) Una agrupación para representar horas cronológicas representativas que capturen los momentos de mayor exigencia operativa, durante el horizonte del estudio. b) Las características de la modelación multinodal utilizada, que al menos incluya restricciones de mínimos técnicos, inercia, cortocircuito, reservas y gestión de demanda, bajo condiciones hidrológicas críticas. c) Una línea base que permita determinar la operación esperada, sin considerar restricciones de emisiones. d) Una metodología de emisiones, que permita incorporar el efecto de metas de reducción de emisiones, para restringir o penalizar la operación de unidades contaminantes en el tiempo. e) Evaluar la seguridad del sistema bajo el escenario de descarbonización para identificar la necesidad de nueva capacidad o infraestructura. f) La identificación de cuánta capacidad o infraestructura nueva se requiere y en qué fecha, indicando los costos y riesgos asociados a cada escenario.

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	g) La posibilidad de realizar sensibilidades de las métricas ante cambios en variables críticas.
(nuevo artículo)	Artículo 11 sexies.- En abril de cada año, la Comisión publicará un informe, que será enviado al Ministerio de Energía, en el cual se evaluarán los mecanismos competitivos existentes para contar con la nueva capacidad o infraestructura identificada en el último EAC, o bien recomendar nuevos mecanismos, considerando al menos los siguientes elementos: a) Identificar atributos técnicos requeridos, tales como, flexibilidad, límites de emisión, disponibilidad en eventos extremos, entre otros. b) Proponer el cálculo para determinar la contribución real de cada recurso a la suficiencia. c) Identificar la capacidad o infraestructura relevante para la suficiencia cuya permanencia en el sistema pudiera verse comprometida en el horizonte del estudio, sobre la base de la información pública disponible y de las comunicaciones de retiro recibidas en conformidad al artículo 72°-18 de la Ley, a efectos de evaluar la oportunidad de los mecanismos a que se refiere el presente artículo. Las conclusiones del EAC y del informe a que se refiere el presente artículo serán consideradas por la Comisión como insumo, en lo pertinente, en los siguientes procesos regulatorios: las actualizaciones de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP); las licitaciones de infraestructura de Servicios Complementarios; el diseño y convocatoria de las licitaciones de suministro a clientes regulados y en las propuestas de expansión de la transmisión de la Comisión. La Comisión dejará constancia en cada uno de estos procesos del modo en que dichas conclusiones fueron consideradas.

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
(nuevo artículo transitorio)	Artículo Transitorio.- El primer EAC se deberá publicar en el mes de agosto del mismo año de publicación del presente decreto, siempre y cuando dicho hito ocurra a más tardar en marzo. En caso contrario, el primer EAC se deberá publicar en agosto del año siguiente a la publicación del presente decreto.

7.4 Modificaciones al DS 327/1997 (Reglamento de la LGSE)

7.4.1 M-08: Artículo 291-3 — Agréganse en el inciso primero, los numerales 4 y 5 nuevos y un inciso segundo nuevo

- **Técnica:** Agregar numerales 4 y 5 al inciso primero e incorporar un nuevo inciso segundo, pasando el actual segundo a ser tercero.
- **Efecto:**
 - (i) Habilitación para flexibilizar restricciones de NT durante racionamiento;
 - (ii) Tratamiento de combustibles adicionales como energía gestionable.
- **Propuestas:** P-04.
- **Arts. NT GNL derogados:** Cap. 5 NT GNL (suspensión condicionada durante racionamiento)

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
Artículo 291-3.- El decreto de racionamiento podrá disponer que las empresas generadoras y distribuidoras adopten, entre otras, las siguientes medidas tendientes a evitar, manejar, disminuir o superar el déficit: 1. Promover disminuciones del consumo de electricidad; 2. Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y 3. Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte. Se entenderá que los casos de racionamiento en los que no se aplican las disposiciones de calidad y continuidad del servicio establecidas en la ley y este reglamento, son sólo aquellos casos en que los clientes finales hayan sido afectados por cortes de suministro y siempre bajo la vigencia de un decreto de racionamiento, esto sin perjuicio de las compensaciones dispuestas en el artículo 291-22 y siguientes. El decreto de racionamiento podrá establecer estándares de calidad y continuidad del servicio especiales y provisionales durante su vigencia.	Artículo 291-3.- El decreto de racionamiento podrá disponer que las empresas generadoras y distribuidoras adopten, entre otras, las siguientes medidas tendientes a evitar, manejar, disminuir o superar el déficit: 1. Promover disminuciones del consumo de electricidad; 2. Pactar con sus clientes reducciones de consumo; 3. Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte; 4. Solicitar a la Comisión para que, durante la vigencia del decreto, se flexibilicen las restricciones operativas y comerciales establecidas en normas técnicas respecto a la programación y despacho de combustibles o insumos energéticos para generación, a fin de facilitar la incorporación de volúmenes adicionales al sistema; y 5. Requerir justificadamente al Coordinador para que otorgue a los volúmenes adicionales de combustibles o insumos energéticos que los agentes incorporen al sistema durante la vigencia del decreto, el tratamiento de energía gestionable conforme a lo señalado en los artículos 36 y 37 del Decreto Supremo N° 125,

REDACCIÓN ACTUAL	REDACCIÓN MODIFICADA
	Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. El tratamiento de energía gestionable a que se refiere el presente numeral procederá siempre que el agente acredite ante el Coordinador la existencia de restricciones logísticas de almacenamiento, recepción o despacho respecto de los volúmenes adicionales incorporados. Las medidas señaladas en los numerales 4 y 5 precedentes se aplicarán exclusivamente durante la vigencia del decreto de racionamiento. El Coordinador deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia, dentro de las 48 horas siguientes a la implementación de las medidas, el detalle de las restricciones flexibilizadas y los volúmenes incorporados bajo el tratamiento de energía gestionable. Se entenderá que los casos de racionamiento en los que no se aplican las disposiciones de calidad y continuidad del servicio establecidas en la ley y este reglamento, son sólo aquellos casos en que los clientes finales hayan sido afectados por cortes de suministro y siempre bajo la vigencia de un decreto de racionamiento, esto sin perjuicio de las compensaciones dispuestas en el artículo 291-22 y siguientes. El decreto de racionamiento podrá establecer estándares de calidad y continuidad del servicio especiales y provisionales durante su vigencia.

8 Conclusiones

El diseño normativo de la actual NT GNL (2021) actúa como una barrera restrictiva que desalienta la contratación eficiente, penaliza las compras spot necesarias para la gestión de riesgos y contingencias, y perpetúa un marco de inseguridad jurídica en torno a la aplicación de herramientas de valorización económica, como el Precio Sombra, cuya utilización es adecuada en presencia de restricciones logísticas pero requiere de un anclaje reglamentario claro del que hoy carece. A esta restricción se suma la ausencia de un marco de planificación de largo plazo que permita anticipar brechas de suficiencia y coordinar oportunamente las inversiones en infraestructura de respaldo que la transición energética demandará en las próximas décadas.

Para destrabar estos nudos, se propone a la AGN focalizar su estrategia de incidencia en dos ejes complementarios. El primero consiste en un paquete de modificaciones a nivel reglamentario que, al elevar estas disposiciones clave a los cuerpos normativos de jerarquía superior —el Reglamento de la Coordinación y Operación (DS 125), el Reglamento de Seguridad de Abastecimiento (DS 97) y el Reglamento de la LGSE (DS 327)— la consecuencia jurídica es que producirá la derogación tácita de las principales restricciones de la NT GNL sin depender de su modificación directa, cuya factibilidad política y legal permanece restringida mientras la sentencia dictada con fecha 31 de marzo por el TDLC, en la causa Rol C-435-2021, no se encuentre firme y ejecutoriada. El segundo eje propone la creación de un Estudio Anual de Confiabilidad con horizonte de diez años, con métricas probabilísticas de suficiencia y un proceso institucional que vincule sus resultados con mecanismos competitivos para la provisión de nueva capacidad e infraestructura.

En conjunto, estas propuestas buscan que el marco regulatorio consagre la neutralidad contractual para habilitar el gas *spot* la gestión continua de riesgos logísticos con independencia de la hidrología, la anualización del Estudio GNL para armonizarlo con la realidad comercial internacional, y la certeza en la aplicación del costo de oportunidad como herramienta permanente de optimización. Simultáneamente, dotan al Coordinador de alertas preventivas vinculadas a los ESA, habilitaciones de excepción ante decretos de racionamiento y emergencia energética, y una planificación prospectiva que permita anticipar —y no solo reaccionar— ante los desafíos de la descarbonización.

La materialización de estas propuestas requiere voluntad política y un proceso de tramitación cuyo resultado no depende exclusivamente de AGN. No obstante, el mandato legal de seguridad de suministro, la evidencia recurrente de los ESA y el precedente de modificaciones recientes a estos mismos decretos supremos configuran un espacio institucional razonable para su impulso. Su adopción permitiría que el gas natural compita para consolidar su rol como soporte de resiliencia, seguridad y eficiencia económica para la transición energética en Chile. Para que este rol se materialice en inversiones efectivas —tanto en centrales como en infraestructura de gas— resulta indispensable que el marco regulatorio provea señales de horizonte temporal consistentes con los ciclos de recuperación de capital, evitando que cambios regulatorios *ex-post* desvaloricen inversiones realizadas con fin sistémico.

FIN DEL DOCUMENTO