

**De:** [Hugo Vits](#)  
**A:** [normatermoelectricas](#)  
**Asunto:** Antecedentes Revisión Norma de Emisiones de Termoeléctricas  
**Fecha:** lunes, 13 de abril de 2020 12:41:08  
**Archivos adjuntos:** [Antecedentes Resolucion Emisiones.pdf](#)  
[2019\\_giz\\_estudio\\_flexibilidad.pdf](#)  
[59\\_IF\\_Flexibilidad\\_operación\\_termoeléctricas.pdf](#)

---

De nuestra consideración,

Proveemos antecedentes para la revisión de la norma, a nombre de la empresa Pelicano Solar Company SpA . Se incluyen 2 adjuntos.

Saludos,

Hugo

--

**Hugo Vits**

Gerente General  
Phoenix Infrastructure Holdings Spa

cel:  
email:



Sometemos a consideración antecedentes aportados por la empresa El Pelicano Solar Company SpA, RUT 96.941.690-5, en el plazo estipulado en la RE 0130 del Ministerio de Medio Ambiente de 12 de febrero 2020.

Contacto: Hugo Vits, Gerente General  
 e-mail: [hvits@pelicanosolar.cl](mailto:hvits@pelicanosolar.cl)  
 Tel: 9 42373776

Estimamos pertinente que se consideren los siguientes antecedentes para la revisión normativa del Decreto Supremo N° 13 de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas:

- 1- El "ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DEL ATRIBUTO DE FLEXIBILIDAD AL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO" preparado por la consultora Inodu para GIZ con fecha 25 de marzo 2018 y disponible públicamente en [https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019\\_giz\\_estudio\\_flexibilidad.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_giz_estudio_flexibilidad.pdf).

Este estudio discute, entre otros, la relación entre las emisiones y el atributo de flexibilidad que se está incorporando al Mercado Eléctrico Chileno, en función de la mayor penetración de Energías Renovables Variables (ERV) de bajo costo.

- 2- El estudio citado considera, entre otros, que:

- a. **[Sec. 8.9, pág.153]** *"La definición de un estándar de emisiones para operación de centrales a gas a carga parcial es importante en un contexto donde se cuente con más gas natural en el sistema y el costo de producción de las centrales a gas sea competitivo con el costo de producción de centrales a carbón toda vez que, bajo el estándar de emisiones de NOx vigente en Chile, a operación continua el turndown relativo de una central de ciclo combinado es menor que el turndown relativo de una central a carbón."*

*Respecto de opciones para la definición de un límite de emisión diferenciado para unidades a gas operando con carga parcial, se sugiere revisar el estudio "Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes" [Ministerio de Energía, Santiago, 2017 que también solicitamos se incorpore a los antecedentes].*

- b. **[Sec. 5.2.9, pág. 89]** *"Los límites de emisiones durante operación a carga parcial y durante procesos de partida y detención son críticos para definir, apropiadamente, los requerimientos de los activos térmicos flexibles que contribuirán al proceso de transición hacia una matriz con menos emisiones de gases de efecto invernadero."*

- c. **[Sec. 5.2.8, pág. 88].** *“Los modos de operación más flexibles que se proyectan como necesarios para centrales a gas difieren de aquellos esperados en un contexto sin alta penetración de ERNC, como los previstos hace unos años y evaluados en el proceso de definición del DS N° 13 y en Resoluciones de Calificación Ambiental; por lo tanto, uno de los aspectos críticos que se debe verificar tiene relación con los requerimientos de los instrumentos de gestión ambiental asociados a emisiones atmosféricas de NOx (DS 13 y RCAs).*

*En este contexto, una operación persistente a mínimo técnico, la exigencia de mínimos técnicos más bajos (o mayor turndown de la central), un mayor número de encendidos y apagados, y una menor razón de ciclaje producen diversos desafíos que hacen necesaria una revisión de los límites de emisión definidos en el DS 13, particularmente en condiciones de partida y detención, y en operación a carga parcial de unidades a gas natural”.*

- 3- Tal como se señala en 2- los actuales límites de emisiones de las centrales térmicas a gas natural afectan considerablemente su flexibilidad operativa en situaciones de alta penetración de ERV y de competitividad de precio gas-carbón. Esto deriva en despachos menos económicos, con mayores emisiones de CO2 y NOx, y con vertimiento renovable. Incluso, esta situación podría resultar en una prolongación del período de retiro de las centrales a carbón. Por otra parte, este período podría verse acortado considerablemente, por consideraciones económicas, al contar con mayor flexibilidad operativa de las centrales a gas existentes.
- 4- Por ello, se recomienda poder diferenciar los límites de emisiones aceptables de las centrales existentes y nuevas a gas natural en función de rangos de operación ‘cercano a carga plena’ (concentración límite al valor DS 13) y ‘cercano a mínimo técnico’ (concentración límite más alta o criterio de cantidad de emisión en un período de tiempo determinado, diario o mensual).

Adjuntos:

Inodú - “Flexibilidad de operación de centrales termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes”, 2017

Inodú - “Estudio de incorporación del atributo de flexibilidad al mercado eléctrico chileno”, 2018

# inodú

energy & sustainability

INFORME FINAL - LICITACIÓN N° 83304836

ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DEL ATRIBUTO DE  
FLEXIBILIDAD AL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

**PREPARADO PARA:**

**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

25 de marzo, 2018

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

## ÍNDICE DE INFORME

1	INTRODUCCIÓN.....	6
2	PRINCIPIOS DE REGULACIÓN CONSIDERADOS .....	11
3	CONTEXTO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO .....	14
3.1	Requerimientos regulatorios vigentes.....	14
3.1.1	Ley General de Servicios Eléctricos.....	14
3.1.2	Reglamento de coordinación de la operación (en trámite).....	17
3.1.2.1	Programación de la operación .....	17
3.1.2.2	Operación en tiempo real del sistema eléctrico nacional .....	21
3.1.3	Reglamento de servicios complementarios (en trámite).....	21
3.1.4	Reglamento de transferencias de potencia .....	23
3.1.5	Norma técnica de seguridad y calidad de suministro.....	28
3.2	Aplicación de requerimientos regulatorios vigentes en el desarrollo de estudios o procedimientos.....	32
3.2.1	Definición de reservas para regulación de frecuencia.....	32
3.2.2	Procedimientos que aplica o verifica el Coordinador .....	37
3.3	Casos de programación de la operación, operación efectiva y desvíos de la operación .....	42
3.3.1	Caso 1: Sub-estimación de pronósticos centralizados de generación solar .....	42
3.3.2	Caso 2: Limitación de unidades en el SEN - Centro.....	48
3.3.3	Caso 3: Desviaciones de generación y efecto en el costo marginal en el SEN Norte .....	49
4	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	51
4.1	Flexibilidad operacional para requerimientos de balance del sistema y necesidades de variabilidad asociada al seguimiento de la demanda neta.....	51
4.2	Requerimiento previsible de atributos de flexibilidad en Chile.....	52
5	DESAFÍOS EN EL CONTEXTO ACTUAL Y PREVISIBLE DE DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO .....	66
5.1	D.1: Desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta	66
5.2	D.2: Desafíos relacionados a la programación de la operación de corto plazo.....	72
5.2.1	D.2.1: Asimetría en riesgo de aplicación de pronóstico de ERV y definición de responsabilidad.....	72
5.2.2	D.2.2: Adaptación de la instancia de desarrollo del programa de corto plazo a los desafíos de variabilidad de recursos energéticos y necesidades de control de costos de operación.....	76

5.2.3	D.2.3: Definición de reservas ajustada a variabilidad percibida en el horizonte de programación de corto plazo.....	80
5.2.4	D.2.5: Necesidad de mejorar pronóstico de demanda del sistema.....	81
5.2.5	D.2.4: Necesidad de cuantificar incertidumbre de rampa de demanda neta en 1 y 3 horas para eventual definición de nuevos servicios.....	81
5.2.6	D.2.6: Oportunidad de reducir brechas de interpretación en del uso de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación.....	84
5.2.7	D.2.7: Oportunidad de aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje observado y previsto de las unidades .....	85
5.2.8	D.2.8: Definición de nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas a carbón que contribuyen a un aumento de la flexibilidad del sistema.....	87
5.2.9	D.2.9: Aplicación de requerimientos de normativa ambiental.....	87
5.3	D.3: Desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia.....	91
5.4	D.4: Desafíos relacionados a la señal de costo en mercado spot.....	93
5.4.1	D.4.1: Mayor resolución temporal del costo marginal .....	93
5.4.2	D.4.2: Consistencia del esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un sistema de provisión de energía basado en costos auditados..	95
5.5	D.5: Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación .....	98
5.6	D.6: Desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento.....	99
5.6.1	D.6.1: Sistemas de almacenamiento como activo de transmisión .....	100
5.6.2	D.6.2: Respecto a la independencia del ISO como operador de activos de almacenamiento.	102
5.6.3	D.6.3: Respecto de la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión).....	103
5.6.4	D.6.4: Modelos de participación de sistemas de almacenamiento en mercados mayoristas	107
5.7	D.7: Desafíos asociados al mercado de potencia.....	109
5.7.1	D.7.1: Perfeccionamiento de la definición de suficiencia .....	109
5.7.2	D.7.2: Incentivos de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico.....	111
5.7.3	D.7.3: Determinación de Potencia Inicial (o capacidad de generación sin flexibilidad efectiva) de centrales de energía renovable variable.....	119
5.7.4	D.7.4: Tratamiento de sistemas de almacenamiento .....	126

5.7.5	D.7.6: Consideración de limitaciones ambientales en control estadístico para la determinación de la Potencia Equivalente .....	129
5.7.6	D.7.5: Otros factores .....	129
6	COMENTARIOS FINALES.....	131
7	BIBLIOGRAFÍA.....	155
8	ANEXO 1: Características Físicas y Operacionales de Sistemas de Almacenamiento según MISO ..	162



# 1 INTRODUCCIÓN

En este informe se analizan alternativas de modificación del diseño del mercado eléctrico chileno que permitan incorporar atributos de flexibilidad. Para ello, se considera el objetivo de alcanzar un desarrollo eficiente, seguro y sostenible del sistema eléctrico. **Un requerimiento definido en los términos de referencia del estudio tiene relación a que se debe considerar y mantener la estructura actual del mercado eléctrico chileno basada en costos auditados.**

Las opciones regulatorias identificadas en las bases del presente estudio se indican a continuación:

## 1. Propuesta asociada al mercado de energía

### a.) Mercado con costos marginales reales

Para cada generador, la cantidad de energía valorizada en el mercado corresponde a la energía real inyectada al sistema y su valorización se determina sobre la base del costo marginal instantáneo del sistema, en la barra de inyección, determinado a partir de la operación real de las instalaciones. En síntesis, esta alternativa es el mercado existente.

### b.) Mercado con costos marginales programados y con mercado de diferencias

Se debe definir un mercado de transacciones económicas a partir de la programación de la operación. Esto implica que en el proceso de programación de la operación se definen los montos a inyectar por cada una de las instalaciones y, de acuerdo a ello, se calcula el costo marginal programado de dicha operación. Las inyecciones programadas se valorizan al costo marginal programado.

Posteriormente, a partir de la operación real del sistema, se determina el costo marginal real, el cual se utiliza para saldar los desbalances de energía entre la operación programada y la operación real de las instalaciones.

## 2. Propuesta asociada al mercado de servicios complementarios

### a.) Asignación de los costos proporcional a la energía de cada cliente final

En este caso se asume que los costos asociados a los requerimientos de los distintos servicios complementarios son compartidos por todos los usuarios del sistema.

### b.) Asignación de los costos proporcional a las características de consumo de cada cliente final

Este caso implica considerar dentro de los criterios de asignación de costos aquellas características de la demanda que provoque distinto nivel de requerimiento de los servicios complementarios respecto de otros usuarios.

### c.) Asignación proporcional a las características de las distintas instalaciones del sistema

Se diferencia entre generación y demanda, en función del requerimiento de servicios complementarios que adicionan al sistema. En este caso, no necesariamente la asignación a generación puede ser traspasada a los usuarios finales del sistema.

### 3. Propuesta asociada al mercado de potencia

En términos de la asignación del aporte de cada infraestructura al producto de potencia de suficiencia se deben considerar las siguientes opciones:

- En la línea de relacionar la potencia con la suficiencia del sistema, existen distintos atributos que pueden ser considerados para la asignación del aporte de cada infraestructura. Actualmente, se considera la disponibilidad de las instalaciones y del recurso energético primario. No obstante, en la misma línea de considerar la suficiencia del sistema, es posible considerar el aporte que cada infraestructura otorga a la probabilidad de pérdida de carga del sistema eléctrico. Para ello se requiere analizar las distintas alternativas que se han propuesto para determinar el aporte a la pérdida de carga del sistema y definir qué procedimiento se requeriría para su aplicación.
- Alternativamente, al relacionar la potencia con la confiabilidad del sistema, resulta necesario definir los atributos específicos que se reconocerán para cada instalación, como, por ejemplo: capacidad de subida y bajada de carga, tiempos de partida y detención, tiempos mínimos de partida y detención, entre otros.

En adición a lo anterior, resulta relevante analizar la proporción en la cual se cargan los costos del requerimiento de potencia a los distintos agentes del mercado. Entendiendo que el requerimiento de potencia se basa en el abastecimiento de la demanda, se puede definir que el costo debe ser asignado a los clientes finales, para lo cual existen distintos mecanismos de asignación:

- Asignación proporcional a la potencia de cada usuario del sistema.
- Asignación en función de la potencia como también de las características de la demanda de cada usuario, particularmente en relación a los requerimientos de confiabilidad que cada demanda produce en el sistema.

En este informe se han identificado algunas imperfecciones en el funcionamiento del mercado. El presente trabajo se divide primero en aquellas medidas que se pueden tomar para corregir dichas imperfecciones haciendo uso de los instrumentos regulatorios vigentes (es decir, sin necesidad de una modificación regulatoria), y segundo en aquellas imperfecciones que se podrían mejorar realizando modificaciones regulatorias.

La disponibilidad de flexibilidad en el sistema está asociada al cumplimiento de objetivos de suficiencia y eficiencia económica en la operación del mercado. En función de la escala de tiempo en que se producen, los desafíos de suficiencia (conocido a nivel internacional como “adequacy”) en los sistemas eléctricos pueden ser separados en tres aspectos [1]:

<b>Corto plazo</b> Segundos a minutos	<b>Corto – mediano plazo</b> Minutos a horas	<b>Largo plazo</b> Mayor a 1 año
<p><b>Seguridad:</b> La aptitud que tiene la capacidad de generación existente para responder, cuando es necesario en la operación, a suministrar la demanda (requerimiento de corto plazo).</p> <p>La seguridad depende de la reserva que se define por el Coordinador del Sistema Eléctrico en la programación de la operación.</p>	<p><b>Firmeza:</b> La disponibilidad en el corto plazo de capacidad de generación que resulta de actividades de planificación de la operación con la capacidad instalada disponible (desafío de corto – mediano plazo).</p> <p>La firmeza depende de la planificación de mantención de generadores, contratos y disponibilidad de suministro de combustible, gestión de embalses, programa de partidas y paradas, capacidad de partida y parada de unidades, entre otros factores.</p>	<p><b>Suficiencia:</b> La existencia de capacidad suficiente, instalada o por ser instalada, para abastecer la demanda (desafío de largo plazo).</p>

**En un contexto donde a la capacidad existente de un sistema eléctrico se le adiciona una alta capacidad de Energía Renovable Variable (ERV), la definición tradicional de Potencia de Suficiencia<sup>1</sup> que se utiliza en Chile podría considerarse insuficiente para satisfacer las necesidades de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema.** A modo de referencia, un estudio realizado en California, donde se analizan los desafíos de integración de energía renovable variable en dicho Estado, indica que en un contexto de mayor integración de ERV, **los eventos de pérdida de carga por falta de flexibilidad podrían ser más relevantes que los eventos de pérdida de carga por falta de capacidad en un escenario de demanda máxima**, situación que se sintetiza en la siguiente figura [2].

<sup>1</sup> De acuerdo al DFL 4, artículo 225º, literal s, la suficiencia corresponde al atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda. El DS 62 particulariza dicha definición estableciendo que la evaluación se debe realizar en el escenario de demanda de punta (promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema).

### Eventos de Pérdida de Carga Proyectados en California para el 2024

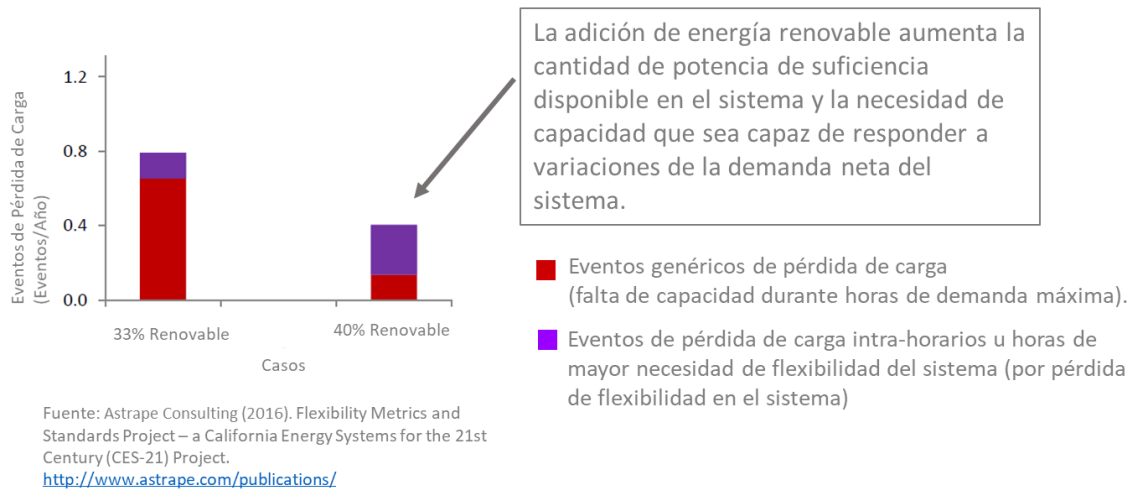


Figura 1: Estimación de eventos de pérdida de carga en California para el año 2024 (Adaptado de Astrape Consulting 2017)

Luego, en un contexto de alta integración de energía renovable, se puede afirmar que **las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de balance y variabilidad de la demanda neta pueden ser más importantes que las necesidades de capacidad en el sistema**. Por este motivo, **la definición de suficiencia como atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda debe ser contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable**.

No obstante, en el contexto chileno, donde la generación a carbón es relevante y existen necesidades importantes de descarbonización, dependiendo de la forma como se realice el retiro o reconversión de esta tecnología y se materialicen nuevas inversiones, los eventos de pérdida de carga por falta de capacidad en un escenario de demanda máxima podrían, a diferencia de lo estimado por Astrape Consulting en el caso de California, mantener su relevancia.

Desde el punto de vista comercial, los generadores son aversos al riesgo, por lo que buscan protegerse de escenarios de precios bajos instalando menos capacidad de la “socialmente óptima” si se compara con un actor neutral desde el punto de vista de riesgo. Por otra parte, los consumidores también tienden a ser aversos al riesgo, por lo que tienden a protegerse de escenarios de precios altos, prefiriendo un sistema con más capacidad de la que se tendría en un escenario neutral desde el punto de vista de riesgo. Como mecanismo de cobertura de riesgo generalmente se definen contratos de largo plazo entre generadores y consumidores, de manera que los consumidores estén protegidos de escenarios de precios altos y los generadores estén protegidos de escenarios de precios bajos. Estos contratos de largo plazo facilitan a los consumidores y generadores financiar el nivel de capacidad deseado en el largo plazo.

El contexto reciente de desarrollo de mercado en Chile ha creado incentivos para que clientes regulados, que tienen la opción de ser cliente libre, opten por cambiarse al régimen de cliente libre para acceder a mejores precios de suministro. **Los nuevos clientes libres, de menor tamaño, en general tienen una preferencia de contratos de corto – mediano plazo (hasta 5 años), dificultando el uso de esos**

**instrumentos como mecanismo de financiamiento de nueva infraestructura.** Por lo tanto, la señal de suficiencia (de largo plazo) podría tomar más relevancia para el desarrollo sostenible y confiable del mercado. Esta señal está desacoplada de los mecanismos de contratación vigentes en el mercado.

En el presente informe se analizan distintos desafíos y sugerencias para modificar el diseño del mercado eléctrico chileno de manera de incorporar atributos de flexibilidad en las señales de mercado. El informe está estructurado de la siguiente forma:

En la Sección 3 se repasan principios de regulación que han sido considerados al momento de identificar y proponer alternativas de mejora al marco regulatorio del mercado eléctrico chileno con el objetivo de incorporar atributos de flexibilidad, acorde con las necesidades de los *stakeholders* del sistema.

En la Sección 4 se describe el contexto actual del mercado eléctrico chileno; particularmente el marco regulatorio vigente y la aplicación de dicho marco al desarrollo de estudios o procedimientos. Adicionalmente, se revisan tres casos de programación de la operación y operación real para ilustrar el efecto de los desvíos de la operación.

En la Sección 5 se definen los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico. Se realiza una segmentación de las necesidades de flexibilidad operacional en requerimientos de balance y de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. Se analiza la evolución previsible de los requerimientos de flexibilidad en Chile.

En la Sección 6 se analizan distintos tipos de imperfecciones y desafíos para mejorar el marco regulatorio vigente y la aplicación de procesos para mejorar los atributos de flexibilidad del sistema eléctrico chileno. Para ello, se considera el objetivo de alcanzar un desarrollo eficiente, seguro y sostenible del sistema eléctrico. Particularmente, se tienen los siguientes aspectos:

- La Sección 6.1 aborda los desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer la demanda neta.
- La Sección 6.2 aborda los desafíos relacionados a la programación de la operación de corto plazo. Particularmente se abordan nueve desafíos prioritarios.
- En la Sección 6.3 se desarrollan los desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia.
- En la Sección 6.4 se presentan los desafíos relacionados a la señal de costo en el mercado spot. Particularmente se abordan retos asociados a la resolución temporal del costo marginal y a la consistencia del esquema de ofertas para la provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un mercado de energía basado en costos auditados.
- En la Sección 6.5 se abordan desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación.
- En la Sección 6.6 se desarrollan los desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento.
- En la Sección 6.7 se abordan los desafíos asociados al mercado de potencia.

Finalmente, en la Sección 7 se presentan los comentarios finales.

## 2 PRINCIPIOS DE REGULACIÓN CONSIDERADOS

Esta Sección tiene como objetivo presentar los lineamientos que se tendrán como base para estructurar una propuesta para incorporar el atributo de flexibilidad a la regulación del mercado eléctrico chileno.

Es crítico tener en consideración los siguientes principios al momento de definir alternativas para adaptar la regulación vigente a necesidades de flexibilidad emergentes en el sistema eléctrico chileno [3].

1. **Sostenibilidad económica:** Para garantizar la viabilidad de la industria, los proveedores de servicios deben recuperar los costos incurridos mediante un mecanismo de mercado que defina un precio adecuado para:
  - a. Remunerar a proveedores existentes,
  - b. Establecer una señal de precio para potenciales proveedores futuros, y
  - c. Permitir que aquellos que se benefician del servicio lo puedan pagar (abordabilidad).
  
2. **Eficiencia económica:** La eficiencia económica del sistema en su conjunto se obtiene:
  - a. **Mediante una producción eficiente:** Para un nivel definido de calidad, involucra la producción del producto o servicio al menor costo posible. En el contexto del mercado eléctrico chileno, se tiene estructuralmente un sistema basado en:
    - i. Determinación de señales de precio basado en costos auditados.
    - ii. Gestión centralizada por parte del Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

Como parte de las bases del estudio se define como condición de borde mantener los aspectos i) y ii) mencionados anteriormente.

- b. **Mediante una asignación adecuada:** Debe ser consistente con el principio de causalidad de costo, que tiene relación con asignar a los agentes aquella proporción de costo de la cual son responsables, en términos de cómo ellos hacen uso del sistema o servicio. En relación a la posibilidad de hacer una asignación específica de un servicio, se debe tener en consideración que:
      - i. El comportamiento de un agente debe tener un claro efecto en el costo del servicio
      - ii. Debe ser posible controlar el costo del servicio

En general se busca la asignación de recursos a quien lo utiliza o valoriza de mejor forma. Se define una señal de precio adecuada para que cada usuario utilice la cantidad de recurso que es más eficiente para el sistema como un todo. La señal de precio mencionada anteriormente debe ser adecuada tanto para el corto como largo plazo.

3. **Equidad o política no discriminatoria:** Los clientes pagan el mismo monto por el uso del mismo servicio, independiente del propósito para el cual se utiliza el servicio o quien es el propietario de quien utiliza el servicio.
4. **Simplicidad:** Tanto como sea posible, las metodologías y aplicación de estas deben ser simples de comprender y aceptar. La aplicación de este principio también tiene relación con el nivel de información que se dispondrá, y debe ser utilizada, para realizar la asignación de costos.
5. **Transparencia:** En términos de definir y publicar los criterios de cálculo y resultados obtenidos. Generalmente debería permitir a los agentes predecir tendencias dado un conjunto de parámetros de manera de reducir incertidumbre y, consecuentemente, costos.

Es crítico mantener **consistencia regulatoria** entre los distintos objetivos y definiciones; también es importante contar con **estabilidad regulatoria**. El principio de estabilidad regulatoria no es contraproducente con el hecho de hacer revisiones a la regulación en la medida que surgen nuevos desafíos y necesidades buscando reducir riesgos y asignarlos a aquellos agentes que estén en mejor posición para gestionarlos de manera eficiente.

**En este contexto, dada la necesidad de transición hacia un sistema con mayor integración de energía renovable, los desafíos de descarbonización de la matriz de generación de energía eléctrica, y los objetivos del estudio, la definición de una alternativa de modificación del diseño del mercado tiene relación a la forma de introducir ajustes necesarios al diseño de mercado que se encuentra vigente de manera que las imperfecciones identificadas sean reducidas y cualquier medida regulatoria necesaria interfiera lo menos posible con el funcionamiento del mercado, asegurando la sostenibilidad de largo plazo de este.** En esta línea, Alfred Kahn, en "*The economics of regulation*" indica:

<p>La competencia en el mercado está sujeta a imperfecciones; la solución preferida es tratar de disminuir las imperfecciones. Aún cuando la competencia en el mercado sea altamente imperfecta, dicha imperfección puede ser un complemento valioso a la regulación.</p> <p>En la medida que el mercado sea intolerablemente imperfecto, la única alternativa aceptable es la regulación para corregir dicha imperfección. Finalmente, para las imperfecciones ineludibles de la regulación, el único remedio disponible es tratar de aplicar mejor la regulación vigente.</p>	<p><i>"All competition is imperfect; the preferred remedy is to try to diminish the imperfection. Even when highly imperfect, it can often be a valuable supplement to regulation.</i></p> <p><i>But to the extent that it is intolerably imperfect, the only acceptable alternative is regulation. And for the inescapable imperfections of regulation, the only available remedy is to try to make it work better."</i> [4]</p>
---	---

En algunos casos se produce **tensión en el cumplimiento simultáneo de dos principios**, es decir se puede dar el caso que no sea posible perfeccionar el cumplimiento de un objetivo sin sacrificar el cumplimiento de otro objetivo. Por ejemplo, la mejora del cumplimiento del principio de eficiencia económica mediante eficiencia de asignación generalmente está aparejada de una **mayor complejidad regulatoria y de procesos**. Por lo tanto, **si un objetivo es mantener simplicidad regulatoria, es probable que, en algunos casos, se deba mantener o reducir la eficiencia de asignación de costos**. Finalmente, se debe notar que **la producción eficiente de un servicio no se logra necesariamente mediante una adecuada asignación de costos, sino a través de la remuneración eficiente del servicio**.



## 3 CONTEXTO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

### 3.1 Requerimientos regulatorios vigentes

En esta sección se sintetizan requerimientos regulatorios que, de alguna forma, se deben considerar, ya sea como un requerimiento heredado – no modificable – o como un requerimiento vigente que podría ser modificado al momento de incorporar nuevos requerimientos que tengan como objetivo la incorporación del atributo de flexibilidad a la regulación del mercado eléctrico chileno.

#### 3.1.1 Ley General de Servicios Eléctricos

##### a.) Principios de coordinación de la operación

La coordinación de la operación del sistema eléctrico se debe realizar cumpliendo los siguientes requerimientos (Artículo 72-1):

- Preservar la seguridad del servicio,
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones, y
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

La coordinación de la operación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determine la Comisión, la ley y la reglamentación pertinente.

##### b.) Obligación de sujetarse a la coordinación del Coordinador

Todo coordinado debe sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente<sup>2</sup> (Artículo 72-2).

##### c.) Seguridad del sistema eléctrico

El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, debe instruir la prestación de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 72-7. Para ello, los coordinados deben poner a disposición del Coordinador los **recursos técnicos** y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 72-1 (Artículo 72-7). Los recursos técnicos son la capacidad de generación de potencia activa, la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y la potencia conectada de los usuarios, entre otros (Artículo 225, literal z).

---

<sup>2</sup> Son coordinados: Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema. Son también coordinados los medios de generación que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis.

El Coordinador debe exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares técnicos contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios a toda instalación interconectada o que se interconecte al sistema eléctrico (Artículo 72-6).

#### **d.) Servicios complementarios**

Los servicios complementarios son al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias (Artículo 225, literal z).

Los servicios complementarios los define la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta. Para ello la Comisión debe considerar las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de los servicios complementarios (Artículo 72-7).

Tomando como referencia lo indicado por la Comisión en la definición de servicios complementarios, el Coordinador debe señalar en un informe (Artículo 72-7):

- Los servicios requeridos por el sistema eléctrico.
- Los recursos técnicos necesarios requeridos para la prestación de dichos servicios.
- La infraestructura que se debe instalar para la prestación de dichos servicios y la vida útil (en caso de que esta infraestructura sea requerida).
- El mantenimiento anual asociado a la infraestructura indicada anteriormente.
- Para cada uno de los servicios requeridos, se debe indicar el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.

La remuneración de los servicios complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura; es decir, debe ser compatible y armónica con la definición del mercado de energía y potencia (Artículo 72-7).

La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico será cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico o el subsistema, según lo defina la Comisión en atención a la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales (Artículo 72-7).

Los mecanismos con los cuales se materializarán los servicios complementarios serán licitaciones o subastas. Las subastas se emplearán cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional, y solo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o cuando las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa (Artículo 72-7).

La valorización de los servicios complementarios licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta. Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes (Artículo 72-7).

### e.) Costo marginal de suministro

Es el costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad (Artículo 225, literal f).

En el DFL 4 se utilizan distintos conceptos para referirse al costo marginal: costo marginal de suministro (Artículo 225, literal f), costo marginal instantáneo (Artículo 72-3, Artículo 149), costo marginal horario (Artículo 135 quinquies), y costo marginal promedio (Artículo 150).

### f.) Valorización de transferencias de energía

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo. Las transferencias de energía entre empresas eléctricas se valorizan de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico (Artículo 149).

### g.) Valorización de transferencias de potencia

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia. Las transferencias de potencia entre empresas eléctricas se valorizan de acuerdo al precio de nudo de potencia. **Estas transferencias deben realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existente, conforme lo determine el reglamento.** Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identifiquen en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo (Artículo 149).

### h.) Suficiencia

Las transferencias de potencia se deben realizar en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia, conforme lo determine el reglamento (Artículo 149). En el Artículo 225 se indican algunos conceptos que son relevantes para definición de Potencia de Suficiencia:

- Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda.
- Potencia de punta: Potencia máxima en la curva de carga anual.
- Seguridad de servicio: Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
- Margen de Reserva Teórico: Mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión.

- Confiabilidad: Calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

### **3.1.2 Reglamento de coordinación de la operación (en trámite)**

Actualmente, se encuentra en desarrollo el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125). Este reglamento fue retirado de Contraloría en septiembre de 2018. A continuación, se indican los principales aspectos que tienen relación con este estudio.

#### **3.1.2.1 Programación de la operación**

##### **a.) Consideración de reservas para regulación de frecuencia**

El Coordinador:

- Debe realizar la programación de la operación optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente con los principios de coordinación de la operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE (Artículo 36).
- Debe resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo (Artículo 42).

##### **b.) Sobre los aspectos que debe considerar la programación de la operación**

La programación de la operación se debe realizar considerando los siguientes aspectos (Artículo 44):

- Disponibilidad y costos de combustibles para generación eléctrica.
- Consumos específicos de las distintas unidades generadoras.
- Costos variables combustibles y no combustibles.
- Características y fechas de puesta en servicio de instalaciones declaradas en construcción.
- Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse.
- Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural.
- Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses.
- Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados.
- Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados por el Coordinador.
- Pronósticos de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica.
- Costos de falla vigentes.
- Modelación del sistema de transmisión, por ejemplo: capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras (Artículo 45).
- Pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables.

- Proyección de demanda eléctrica.
- Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación que afectan su operación o disponibilidad.
- Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema.
- Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, por ejemplo: tiempos de partida y detención de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, entre otras (Artículo 45).
- Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca.
- Requerimientos de servicios complementarios para regulación de frecuencia.
- Operación esperada para PMGD y PMG que operen con autodespacho.
- Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento.
- Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.

Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador debe considerar aquellas que resulten de la aplicación normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los coordinados son los responsables de informar estas limitaciones (Artículo 45).

#### **c.) Sobre el costo de oportunidad de energía gestionables**

El Coordinador debe 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 (Artículo 37). Para ello, el Coordinador debe considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riesgo, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros.

#### **d.) Sobre las etapas a considerar en proceso de programación**

El Coordinador:

- Podrá dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la adecuada valorización de las energías gestionables (Artículo 39).
  - Las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario (Artículo 41).
  - 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 (Artículo 41). Para ello se debe considerar lo establecido en la norma técnica.

- Debe actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado (Artículo 40).

#### **e.) Sobre el uso de pronósticos centralizados**

Para la programación de la operación, el Coordinador debe:

- Elaborar y utilizar un pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables (Artículo 49 y 64) con el objetivo de representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos. La proyección debe cumplir los requerimientos del reglamento (Capítulo 3) y norma técnica.
  - Para la elaboración del pronóstico, el Coordinador debe considerar variables meteorológicas, información en tiempo real, aspectos geográficos, pronósticos enviados por los Coordinados, pronósticos elaborados por terceros, estadística de generación, entre otros.
  - Los coordinados de unidades de generación renovable con recursos primarios variables deben enviar al Coordinador información estadística y en tiempo real de: disponibilidad de generación eléctrica; energía afluente de su recurso primario renovable; generación eléctrica inyectada al sistema; información de variables meteorológicas, hidrológicas o oceanográficas según corresponda a su medio de generación. Adicionalmente deben elaborar y enviar al Coordinador un pronóstico propio de disponibilidad de generación eléctrica y energía afluente de su recurso renovable primario; entre otras disposiciones establecidas en la norma técnica (Artículo 67). El pronóstico enviado por cada coordinado debe procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la generación real (Artículo 68).
- Elaborar y utilizar un pronóstico centralizado de demanda de clientes libres y regulados. La proyección debe cumplir los requerimientos del reglamento (Capítulo 4) y norma técnica.
  - Las empresas distribuidoras y los clientes libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deben enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador en la forma y oportunidad que este determine (Artículo 80). La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones y calidad de información (Artículo 83).
- Proyectar y utilizar un pronóstico de caudales para el o los periodos de incertidumbre reducida. Esta proyección debe considerar un pronóstico de deshielo, variables meteorológicas, configuración de cuencas hídricas y otras variables que considere relevantes (Artículo 54 y 66).
- Realizar y utilizar la previsión de caudales para el o los periodos aleatorios. Este pronóstico se debe elaborar sobre la base de una metodología que considere la incertidumbre hidrológica, así como también de las variables que considere relevantes (Artículo 54 y 66).

Las resoluciones y horizontes temporales de las proyecciones y pronósticos deberán ser tales que permitan una adecuada modelación y representación del sistema eléctrico para las distintas etapas de la programación de la operación (Artículo 49).

#### **e.) Sobre el resultado de la programación de la operación**

El proceso de programación de la operación debe entregar, al menos, los siguientes resultados (Artículo 57):

- Costos marginales del sistema con resolución acorde a la etapa de proceso de programación.
- Retiros e inyecciones de energía de los sistemas de almacenamiento de energía y centrales con almacenamiento por bombeo.
- Cotas iniciales y finales, y estado de operación de los embalses.
- Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones.
- Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones.
- Niveles de reserva para regulación de frecuencia.
- Factores de penalización que representan las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el listado de prioridad de colocación desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema.
- Valor y nivel de colocación de la energía gestionable.
- Servicios complementarios, según corresponda.
- En caso de Decreto de Racionamiento vigente, se debe indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente.

A partir de los resultados de la programación de la operación, el Coordinador debe establecer el **listado de prioridad de colocación**. En este listado se define, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de sistemas de almacenamiento de energía de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica (Artículo 57).

El resultado de la programación de la operación debe contener el nivel de generación de cada central o sistema de almacenamiento de energía, en función de los costos del listado de prioridad de colocación.

En caso que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo sea necesaria la programación y despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación señalado anteriormente, se entenderá que la central o sistema de almacenamiento de energía fueron despachados fuera de orden económico, y deberá ser retribuida en sus costos de acuerdo a lo señalado en el Título IV del presente reglamento (Artículo 57).

#### **e.) Sobre la valorización de inyecciones en el mercado de corto plazo**

El Coordinador debe valorizar las inyecciones y retiros de energía eléctrica efectuadas al sistema por cada uno de los Coordinados a costo marginal en los respectivos puntos de inyección y retiro (Artículo 145). Las disposiciones particulares respecto al costo marginal se indican en el Capítulo 4 del reglamento (Artículo 164 a 173). No se especifica resolución temporal del costo marginal.

### 3.1.2.2 Operación en tiempo real del sistema eléctrico nacional

El Coordinador debe:

- Supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo a los resultados de la programación de la operación (Artículo 117). Para ello, entre otras funciones debe:
  - Comunicar a los coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación (Artículo 117, literal a.).
  - Coordinar la provisión de Servicios Complementarios realizando la compatibilización entre la programación de la operación y los criterios definidos para la provisión de dichos servicios (Artículo 117, literal c.).
  - Tomar medidas correctivas respecto de la programación de la operación en atención a actualizaciones de los pronósticos que disponga (Artículo 117, literal d.).
  - Corregir los desvíos que existan respecto de la programación de la operación (Artículo 117, literal f.).
  - Actualizar la programación de la operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por ésta (Artículo 117, literal i.)
- Registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la operación programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que corresponda en la programación de la operación (Artículo 126).

### 3.1.3 Reglamento de servicios complementarios (en trámite)

Actualmente, se encuentra en desarrollo el Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72-7 de la LGSE (DS 113). Este reglamento fue retirado de Contraloría en septiembre de 2018. A continuación, se indican los principales aspectos que tienen relación con este estudio.

La Comisión Nacional de Energía debe definir los Servicios Complementarios y sus respectivas categorías. Para ello debe considerar la Propuesta de SSCC desarrollada por el Coordinador (Artículo 10 y 12). Tanto la Comisión como el Coordinador deben considerar los **requerimientos de flexibilidad operacional** del sistema eléctrico que permitan el adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalances, y que resulten necesarios para dar cumplimiento a los principios establecidos en el Artículo 72°-1 de la LGSE (Artículo 10).

La Propuesta de SSCC definida por el Coordinador debe contener la definición y descripción de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías o subcategorías), que puedan ser requeridos por



el Sistema Eléctrico Nacional para su operación segura, de calidad y más económica en el corto, mediano y largo plazo (Artículo 12). Para ello, el Coordinador debe tener en consideración la evolución esperada en la matriz de generación, comportamiento y proyecciones de demanda y generación, la planificación de la transmisión, y el desarrollo, evolución y cambios tecnológicos de las instalaciones y operación del sistema eléctrico.

El Coordinador, a través de los Servicios Complementarios, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar, en conformidad con la normativa vigente, la operación más económica y de calidad para el conjunto de las instalaciones (Artículo 6). El **Coordinador debe realizar la programación de la operación del Sistema optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia en el sistema** (Artículo 18).

Los Servicios Complementarios se prestarán mediante los **recursos técnicos** que dispongan las instalaciones existentes o nueva infraestructura (Artículo 15). De acuerdo a lo indicado en el Artículo 16, son recursos técnicos los atributos de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema. Se especifica más adelante en el mismo artículo que son recursos técnicos la capacidad de inyección de potencia activa; la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva; y la potencia conectada de los usuarios finales, los sistemas de almacenamiento, entre otros.

**Los Servicios Complementarios deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas.** De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación en forma directa (Artículo 7). En otras palabras, siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas (Artículo 27). El Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios complementarios mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina (Artículo 25).

En el caso particular de los servicios complementarios de control de frecuencia que se materialicen mediante subastas, para la verificación de las condiciones de competencia el Coordinador debe considerar la realización de una optimización base que permita monitorear los resultados obtenidos en la optimización señalada en el artículo 18 del presente Reglamento. Se entiende por optimización base al ejercicio de la programación de la operación que considere la provisión de reservas operacionales de acuerdo a los criterios que el Coordinador establezca cumpliendo los requerimientos establecidos en el Artículo 72-1 de la LGSE (Artículo 25).

La remuneración de los Servicios Complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura (Artículo 8). Para el caso particular de los sistemas de almacenamiento, las disposiciones asociadas a la prestación de Servicios Complementarios se detallan en el Capítulo 2 del reglamento.

### 3.1.4 Reglamento de transferencias de potencia

El Decreto Supremo N° 62 (DS 62) publicado en junio de 2006, establece el Reglamento que define las transferencias de potencia entre empresas generadoras de acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos. Este Reglamento fue modificado a través del Decreto N° 44, de marzo de 2007, indicando que, el inicio de la aplicación de la potencia de suficiencia se realizaría una vez que se encuentren implementados los servicios complementarios. Posteriormente, el 28 de enero 2016, con la Resolución Exenta N° 54, la Comisión Nacional de Energía publicó la Norma Técnica de Transferencias de Potencia, con lo cual se completa la normativa necesaria para la implementación del DS 62.

De acuerdo al DS 62, el proceso para determinar la potencia de suficiencia de centrales generadoras consta principalmente de cuatro pasos a través de los cuales se determina, en primer lugar, la Potencia Máxima de la unidad; para luego continuar con los cálculos de Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar, y finalmente Potencia de Suficiencia definitiva.

El DS 62 establece aspectos generales para el cálculo de la Potencia de Suficiencia. El detalle del procedimiento se define en el Anexo al Informe de Cálculo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que publica anualmente el Coordinador.

A continuación, se indican ciertos aspectos generales definidos en el DS 62 y Norma Técnica de Transferencias de Potencia.

#### a.) Potencia Máxima Bruta por Unidad Generadora

Se define como el máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la Dirección de Operaciones (DO). El Coordinador debe verificar la potencia máxima de acuerdo al Anexo Técnico de la NTSyCS “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”.

#### b.) Potencia Inicial

La potencia inicial es el valor de potencia, menor o igual a la Potencia Máxima, que cada unidad generadora puede aportar al sistema o subsistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación (Artículo 28).

Para la determinación de la Potencia Inicial de las unidades generadoras térmicas, se debe considerar la disponibilidad del insumo principal (*DIP*) de dichas unidades, el cual se determina de acuerdo a lo indicado en el Artículo 5-4 de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia.

En el caso de la potencia inicial de una planta solar fotovoltaica y/o eólica, el artículo 35 del DS 62 establece que las unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice. Para tal efecto, se debe utilizar la información estadística que aporte cada propietario, la cual debe ser procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades

generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del recurso solar o eólico<sup>3</sup>.

Cabe señalar, que el DS 62 no definió explícitamente la fórmula para calcular la potencia inicial de las centrales eólicas y solares, por lo tanto, es la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, la normativa que definió dicha formulación (Artículo 9-3). Esta norma indica que la Potencia Inicial para estas tecnologías será igual al valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo de los siguientes valores:

- i. Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo ( $fp_{anual}$ ).
- ii. Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo ( $fp_{52horas}$ ).

Cabe señalar, que se deben utilizar los datos de demanda de acuerdo a los subsistemas definidos para el cálculo de la potencia de suficiencia.

El reglamento también define procedimientos para el cálculo de la Potencia Inicial de unidades hidroeléctricas con y sin capacidad de regulación (Artículos 39 - 48). En este caso se utiliza la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo. Finalmente, en el Artículo 46 se indica que si como resultado de la prorrata definida en el Artículo 45 la Potencia Inicial de una unidad fuese mayor a su Potencia Máxima, se computará la Potencia Inicial igual a la Potencia Máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su Potencia Inicial de manera proporcional.

### c.) Potencia de Suficiencia Preliminar

La Potencia de Suficiencia Preliminar de cada central se determina en función de su Potencia Inicial, consumos propios, períodos de mantenimientos, indisponibilidad forzada y limitaciones de operación (estadística de estados deteriorados). El Coordinador utiliza una herramienta de análisis probabilístico, evaluando, en valor esperado, la potencia que la unidad aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta del sistema o subsistema.

La Potencia de Suficiencia Preliminar de unidades que hayan presentado Estados Deteriorados considerará el valor mínimo entre la Potencia de Inicial y la **Potencia Equivalente** obtenida a partir del promedio ponderado (por la duración del estado correspondiente) de los Estados Deteriorados y Estado Disponible que corresponda. El valor mínimo indicado anteriormente será la nueva Potencia Inicial de la unidad generadora (Artículo 49). Para el caso de unidades térmicas con combustible alternativo la metodología definida en el anexo del informe de determinación de potencia de suficiencia establece algunas consideraciones adicionales.

Posteriormente, se reduce la potencia inicial en un factor proporcional a los consumos propios de la unidad generadora (Artículo 50). Se define como consumos propios de una unidad generadora, aquella

---

<sup>3</sup> Un procedimiento similar se aplica para otras unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración.

porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora deberán ser considerados como un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda.

Luego, se reduce el valor resultante en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor (Artículo 51). Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo mayor al programado, las diferencias son acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada. La indisponibilidad forzada se calcula en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad estuvo indisponible para una ventana móvil de 5 años consecutivos (Artículo 52), durante todas las horas de cada año, en función de la siguiente formulación:

$$IFOR = \left[ \frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}} \right]$$

Donde,

- IFOR: Indisponibilidad forzada. Para el cálculo de la indisponibilidad forzada (IFOR), se deben considerar los estados operativos definidos para  $T_{on}$  y  $T_{off}$  de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de potencia. El DS 62, en el Artículo 55, define consideraciones para unidades que se han incorporado recientemente al sistema.
- $T_{off}$ : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.
- $T_{on}$ : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años. De acuerdo a lo indicado en el Artículo 5-8 de la Norma Técnica de Transferencias de Potencia, se deben considerar los estados operativos Conectada Normal (N), Limitación Programada (LP), Limitación Forzada (LF), Restricción Operativa (RO), Limitación de Combustible por Instalaciones (LCI), Limitación de Combustible (LC), Prueba Operacional (PO), Prueba DO (PDO), y Conectada a Sistema Externo (CSE).

Finalmente, la Potencia de Suficiencia Preliminar se determina a través del modelo de probabilidad de excedencia de la potencia por cada subperíodo y la indisponibilidad forzada de cada unidad. Los subperíodos son los periodos dentro de un año de cálculo en el cual se produce un cambio relevante en la oferta de potencia de un determinado sistema o subsistema, a partir de la incorporación o exclusión de unidades generadoras (Artículos 56 – 58).

Por lo tanto, la potencia de suficiencia preliminar de cada unidad generadora se calcula como sigue:

$$PSP_i = \frac{Pini_i \times (1 - IFOR_i) \times PED_p}{PED_p} \approx Pini_i \times (1 - IFOR_i)$$

Con,

$PED_p$  : la probabilidad de excedencia de la potencia del sistema.

$PED_{p'}$  : la probabilidad de excedencia de la potencia del sistema sin la  $i$ -ésima unidad.

En general,  $PED_p$  es muy cercano a  $PED_{p'}$  debido al tamaño de las unidades versus el tamaño del sistema, por lo que la potencia de suficiencia preliminar depende principalmente de la indisponibilidad forzada y de la estadística de estados deteriorados (Potencia Equivalente).

#### d.) Potencia de Suficiencia Definitiva

Finalmente, se calcula la potencia de suficiencia definitiva ajustando la potencia de suficiencia preliminar por la demanda máxima del sistema o subsistema, según corresponda, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$PSD_i = PSP_i \times \frac{D_{punta} \pm X}{\sum_i PSP_i}$$

La demanda de punta del sistema (o subsistema, según corresponda) es la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema<sup>4</sup>. En la ecuación,  $X$  corresponde a la potencia transmitida al subsistema respectivo, es decir, se utiliza signo negativo cuando  $X$  corresponde a la potencia importada por un subsistema y se utiliza signo positivo cuando  $X$  corresponde a la potencia exportada por un subsistema.

Se debe verificar que la potencia de suficiencia definitiva resultante pueda transitar por las instalaciones del sistema de transmisión. En caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes unidades que participan en el cálculo (Artículo 60).

#### e.) Respecto del Control Estadístico de los Estados Operativos de las Unidades Generadoras

De acuerdo al Artículo 25 del DS 62, el Coordinador debe llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las unidades. Se establecen tres clasificaciones de estados operativos: Estado Disponible, Estado No Disponible y Estados Deteriorados en función de las características de cada unidad generadora a fin de calcular la Potencia de Suficiencia Preliminar de una unidad.

<sup>4</sup> La Norma Técnica de Transferencias de Potencia establece un periodo transitorio para el uso de la demanda neta en el cálculo. Particularmente, el Artículo 10-4 indica: “La determinación de la demanda de punta en los términos definidos en el numeral 6 del Artículo 1-5 deberá efectuarse a partir del año 2022. Durante el período que medie entre la entrada en vigencia de la presente NT y la fecha señalada precedentemente, la determinación de la demanda de punta corresponderá a la generación bruta de cada sistema o subsistema, descontado los consumos propios de las centrales de generación.”

**Tabla 1: Estados Operativos (Artículo 5-2 y 5-6 de NT de Transferencias de Potencia)**

<b>Estado Disponible</b>	<b>Estado No Disponible</b>	<b>Estado Deteriorado</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Conectada Normal (N)</li> <li>▪ Desconectada Normal (DN)</li> <li>▪ Conectada a Sistema Externo (CSE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desconexión Programada (DP)</li> <li>▪ Desconexión Forzada (DF)</li> <li>▪ Mantenimiento Mayor (MM)</li> <li>▪ Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM)</li> <li>▪ Falla Externa (FE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Limitación Programada (LP)</li> <li>▪ Limitación Forzada (LF)</li> <li>▪ Desconectada con Limitación Programada (DLP)</li> <li>▪ Desconectada con Limitación Forzada (DLF)</li> <li>▪ Desconectada con Restricción Operativa (DRO)</li> <li>▪ Prueba Operacional (PO)</li> <li>▪ Prueba DO (PDO)</li> <li>▪ Restricción Operativa (RO)</li> </ul>

El Coordinador también debe llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier insumo principal suministrado desde redes o sistemas de transporte internacional como gasoductos o poliductos, para cada unidad generadora en forma independiente, en base al nivel diario de restricción. En función de esta estadística se determina el año de menor disponibilidad media anual (Artículo 26).

#### **f.) Respetto del Margen de Reserva Teórico**

Las disposiciones respecto del margen de reserva teórico se definen en los artículos 61 a 63 del DS 62. El Margen de Reserva Teórico se fija en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema. En caso que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el Margen de Reserva Teórico será igual a 10%. En caso que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el Margen de Reserva Teórico se determina en función de la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[ \frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \%$$

El valor del Margen de Reserva Teórico del sistema o subsistema según corresponda se utiliza para incrementar el valor del precio básico de potencia de punta de acuerdo a lo definido en el Artículo 48 del DS 86 de 2013.

#### **g.) Respetto de la potencia que se transmite a través de instalaciones del Sistema de Transmisión**

El Artículo 58 del DS 62 indica que para determinar la potencia que se transmite a través de las instalaciones del Sistema de Transmisión que interconectan ambos subsistemas se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada subsistema.

Se considera como subsistema exportador al subsistema que posea el mayor Margen de Potencia. El subsistema que presente el menor Margen de Potencia se considerará importador.

La potencia transmitida entre subsistemas es igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema.

### 3.1.5 Norma técnica de seguridad y calidad de suministro

A continuación, se indican seis aspectos establecidos en la norma técnica vigente (versión mayo 2018), relevantes para el contexto del estudio.

#### a.) Exigencias de operación del sistema

La frecuencia nominal del Sistema Interconectado es 50 Hz. Se acepta que en Estado Normal y Estado de Alerta el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos, durante cualquier período de control de siete días, se encuentre en el siguiente rango dependiendo de la condición de operación del sistema (Artículo 5-30).

	<b>Aporte de centrales hidroeléctricas supera el 60% del consumo total</b>	<b>Aporte de centrales hidroeléctricas no supera el 60% del consumo total</b>
<b>Entre 50,2 y 50,7 [Hz]</b>	A lo más de 0,5% del periodo	A lo más de 1,5% del periodo
<b>Entre 49,8 y 50,2 [Hz]</b>	Al menos 99% del periodo	Al menos 97% del periodo
<b>Entre 49,3 y 49,8 [Hz]</b>	A lo más de 0,5% del periodo	A lo más de 1,5% del periodo

En caso de una contingencia simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones de tensión igual o superior a 200 [kV] es 48,3 [Hz]. Se acepta un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,3 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en sistemas de transmisión inferior a 200 [kV] (Artículo 5-40).

**Es crítico notar que la frecuencia de operación del sistema es un atributo del sistema eléctrico en su conjunto y no puede ser atribuida a ningún elemento del sistema de manera independiente. Si una máquina síncrona se conecta a una barra infinita, su voltaje en bornes y su frecuencia quedan impuestos por el sistema eléctrico.**

#### b.) Exigencias de diseño de las instalaciones de generación

Las unidades generadoras deben operar en forma estable, conectadas al Sistema Interconectado, ante variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación de sobre y subfrecuencia, al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla (Artículo 3-9). Los requerimientos particulares aplicables a PMGDs se definen en el Artículo 4-37 de la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.

Frecuencia [Hz]	47,0	47,5	48,0	49,0	50,0	51,0	51,5	52,0	52,5	53,0
Hidroeléctricas	5s	30m	90m	Permanente	90m	90s	15s	5s	90s	5s
Termoeléctricas	D.O.								D.O.	D.F.
Eólicas									D.O.	D.F.
Fotovoltaicas									D.O.	D.F.
PMGD	0,1s	90s	90s	0,1s						

D.O.: Desconexión Opcional

D.F.: Desconexión Forzada

Las unidades de generación deben:

- Disponer de los equipamientos necesarios para participar en el control primario de frecuencia (Artículo 3-5).
- Disponer, si el Coordinador lo determina, del control y de entradas para recibir consigna de potencia activa desde el AGC (Artículo 3-5).
- Participar, si el Coordinador lo determina, en el control secundario de frecuencia (Artículo 3-5). En caso de unidades eólicas y fotovoltaicas, la participación debe ser de acuerdo con la máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.
- No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al Sistema Interconectado para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 a 49,5 [Hz] (Artículo 3-10).
- Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del Sistema Interconectado (Artículo 3-10). La tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un periodo de tiempo de 500 [ms].
- Para el caso de unidades sincrónicas, el controlador carga / velocidad debe:
  - Tener un retardo inicial inferior a dos segundos desde la detección de la sub o sobre frecuencia hasta el comienzo de acción (Artículo 3-16).
  - Tener una banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de la frecuencia, es decir,  $\pm 25$  [mHz] (Artículo 3-16).
- Para el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, el controlador frecuencia / potencia debe tener una banda muerta es  $\pm 200$  [mHz] (Artículo 3-16).

### **c.) Control de frecuencia**

Todas las unidades generadoras que participen del Control Primario de Frecuencia deben estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del Controlador de Carga/Velocidad de su máquina motriz o mediante Equipos de Compensación de Energía Activa, ante una variación de frecuencia en el Sistema Interconectado (Artículo 7-8).

Cada unidad generadora que participa en el Control Primario de Frecuencia debe aportar, en la proporción que resulte de la programación de la operación, el monto mínimo de reserva primaria que se determine mediante los estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (Artículo 7-10).

### **d.) Pronóstico de producción de ERV**



Cada Coordinado que explote un parque eólico debe elaborar e informar al Coordinador la siguiente información (Artículo 7-13):

- Pronóstico de Corto Plazo

Generación horaria prevista para las siguientes 12 horas con probabilidad de ocurrencia de 25%, 50% y 75%. Se debe actualizar de manera horaria.

- Pronóstico del Día Siguiete

Generación horaria prevista para las próximas 48 horas con probabilidad de ocurrencia de 25%, 50% y 75%. Se debe actualizar cada seis horas.

- Pronóstico Semanal

Generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes) con probabilidad de ocurrencia de 50%. Se debe actualizar cada veinticuatro horas.

- Ocurrencia de Rampas de Producción en el Corto Plazo

Probabilidad horaria de ocurrencia de una variación significativa en la generación prevista para las siguientes 12 horas. La variación se considerará significativa tanto por su magnitud como por su velocidad de variación. Se debe actualizar de manera horaria.

- Predicción Meteorológica en el sitio de implantación del parque

Cada seis horas se debe entregar la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica para las próximas 48 horas.

Por otra parte, cada Coordinado que explote una central fotovoltaica, debe elaborar y poner a disposición del Coordinador la siguiente información:

- Pronóstico del Día Siguiete

Generación horaria prevista para las próximas 48 horas con probabilidad de ocurrencia de 50%. Se debe actualizar cada doce horas.

- Pronóstico Semanal

Generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes) con probabilidad de ocurrencia de 50%. Se debe actualizar cada veinticuatro horas.

En caso que el Coordinador lo solicite, el Coordinado que explota parques eólicos o fotovoltaicos debe facilitar la información que permita auditar el procedimiento de predicción utilizado. El Coordinador también puede solicitar otro formato para los pronósticos, o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.

#### **e.) Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas**

Al menos una vez al año, el Coordinador debe realizar un estudio de control de frecuencia y determinación de reservas, el cual tiene los siguientes objetivos (Artículo 6-43):

- Definir los requerimientos de las reservas para el control primario y control secundario de frecuencia necesarios para cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos por la norma técnica.
- La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del control primario y control secundario de frecuencia. A modo de ejemplo, la norma técnica indica que el Coordinador debe evaluar la conveniencia de asignar el porcentaje de reserva óptima para el control primario de frecuencia de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando en el control primario de frecuencia, o bien distribuirlo en un conjunto restringido de unidades del sistema interconectado.
- Evaluar el desempeño del control de frecuencia y la cantidad de recursos para el control de frecuencia.
- Definir las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa si existen riesgos de incumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos en la norma técnica.

Se debe tener en consideración los siguientes aspectos:

- El nivel de reserva requerido para el control primario de frecuencia debe ser consistente con la *reserva óptima* en sentido económico. La reserva óptima se obtiene de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico para mantener suficiente reserva para el control primario de frecuencia, y los costos evitados de energía no suministrada de corta duración en los que se incurriría de no contar con esa reserva (Artículo 6-44).
- La reserva para el control secundario de frecuencia debe ser establecida en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.
- Se debe realizar el estudio de control de frecuencia y determinación de reservas para un horizonte de operación de 12 meses (Artículo 6-45).
- Para evaluar la operación de las unidades generadoras, se debe utilizar la última programación de la operación de 12 meses (Artículo 6-48). En el artículo indicado anteriormente se indican otros requisitos que debe cumplir el estudio de control de frecuencia y determinación de reservas.

#### **f.) Consideraciones de diseño del EDAC por subfrecuencia**

Se debe ubicar la primera etapa de activación del EDAC por subfrecuencia en valores menores o iguales a 49,2 [Hz]. En el caso de EDAC por tasa de variación de frecuencia, estos podrán activarse a partir en valores

superiores a 49,2 [Hz] e inferiores a 49,7 [Hz] siempre que no se produzcan activaciones indeseadas del EDAC (Artículo 6-53).

## **3.2 Aplicación de requerimientos regulatorios vigentes en el desarrollo de estudios o procedimientos**

### **3.2.1 Definición de reservas para regulación de frecuencia**

Recientemente, mediante la Resolución Exenta 801 el 2018, la CNE publicó el informe de definición de servicios complementarios a que se refiere el inciso segundo del artículo 72°-7 de la LGSE.

De manera ilustrativa, la Figura 2 presenta la relación entre los SSCC para regulación de frecuencia propuesta por la CNE, los requerimientos de la norma técnica y la definición temporal de los distintos servicios<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> En la NTSyCS se presentan los requerimientos sistémicos como bandas de frecuencia y de tensión, y los requerimientos mínimo de diseño. La definición de servicios complementarios puede presentar requerimientos más exigentes en las instalaciones que los que se presentan en la NTSyCS. En el procedimiento normativo de NTSSCC se deberían revisar las exigencias mínimas de diseño y se debería evaluar la armonización de requerimientos con el nuevo régimen de SSCC.

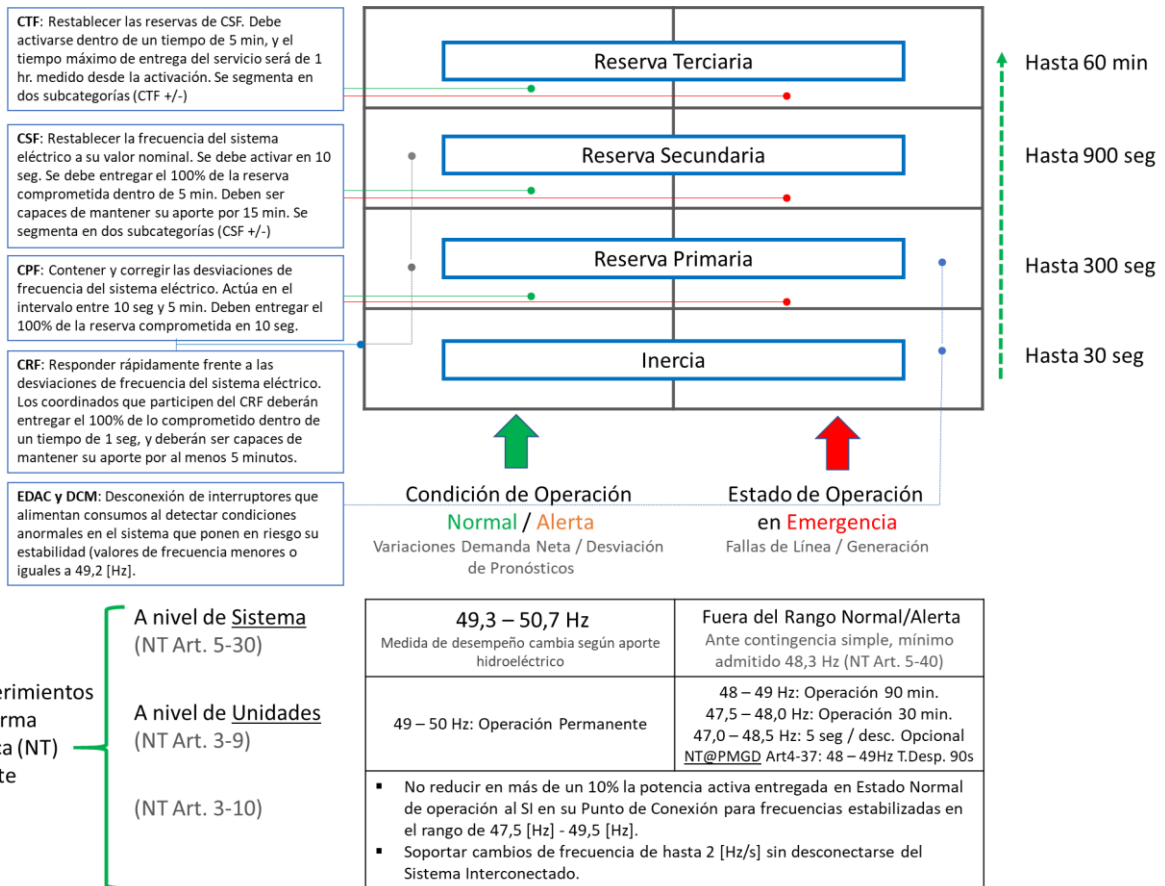


Figura 2: Definición propuesta por la CNE para los SSCC de control de frecuencia (Fuente: Elaboración Propia).

Por su parte, el Coordinador, mediante el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas* publicado en diciembre (2018) determina las reservas requeridas para el control primario de frecuencia y para el control secundario de frecuencia. Para el caso de control primario de frecuencia, control secundario de frecuencia y rampas sistémicas se separa el efecto de las ERNC en la definición de dichos requerimientos. El Coordinador determinó los requerimientos indicados en la siguiente tabla.

Tabla 2: Requerimientos para control de frecuencia para el año 2019

Tipo de reserva & Causalidad	Zona Norte	Zona Centro-Sur	Total
<b>Control Primario de Frecuencia</b>	+108 / -63 MW	+253 / -149 MW	+361 / -212 MW
<b>Variaciones Instantáneas<sup>6</sup></b>	+/- 24 MW	+/- 57 MW	+/- 81 MW
Consumos	+/- 20 MW	+/- 48 MW	+/- 68 MW
Incremento por ERNC	+/- 4 MW	+/- 9 MW	+/- 13 MW
<b>Contingencias</b>	+84 / -39 MW	+196 / -92 MW	+280 / -131 MW
Generación (grandes unidades)	+84 MW	+196 MW	+280 MW
Consumos mayores (212 MW)	-39 MW	-92 MW	-131 MW
<b>Control Secundario de Frecuencia</b>	+/- 70 MW	+/- 162 MW	+/- 232 MW
Bloque 01:00 – 18:00 hrs	+/- 60 MW	+/- 140 MW	+/- 200 MW
Bloque 18:00 – 01:00 hrs	+/- 88 MW	+/- 206 MW	+/- 294 MW
<b>Rampa de Toma de Carga para CSF</b>			+/- 34 MW/min

#### a.) Respecto de la Reserva para el Control Primario de Frecuencia (CPF)

Tiene la función de mantener el equilibrio / balance entre oferta y la demanda eléctrica respondiendo a desbalances instantáneos producidos por la variación natural de los consumos (junto a generación eólica y solar) o perturbaciones como la desconexión intempestiva de generación o de consumos mayores.

El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender las variaciones naturales de los consumos (junto a generación eólica y solar) es tal que el rango considerado contenga el 95% de las variaciones en un periodo de 15 min.

La reserva para control primario de frecuencia relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por variaciones instantáneas de los consumos es +/- 68 MW. Considerando el efecto de las ERNC se determinó que la reserva mínima requerida aumenta a +/- 81 MW.

Por lo tanto, de acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019 **la variabilidad de las ERNC implicaría una reserva adicional para control primario de frecuencia de 13 MW**, lo que representa entre un 20% a 25% de aumento respecto del caso donde solo se considera las variaciones instantáneas de los consumos.

La reserva de +/- 81 MW indicada anteriormente debe estar distribuida: +/- 24 MW al norte de subestación Nogales y +/- 57 MW al sur de subestación Nogales.

La reserva para control primario de frecuencia (hacia arriba) mínima requerida para responder a contingencias de generación (unidad de gran tamaño como IEM, Kelar, U16, entre otras) es +280 MW.

<sup>6</sup> El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender las variaciones intempestivas es tal que el rango considerado contenga el 95% de los eventos en un periodo de 15 min.

Esta reserva debe estar distribuida: +84 MW al norte de subestación Nogales y +196 MW al sur de subestación Nogales.

La reserva para control primario de frecuencia (hacia abajo) mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos mayores (por ejemplo: consumos abastecidos desde S/E El Minero) es de aproximadamente -131 MW. Esta reserva debe estar distribuida: -39 MW al norte de subestación Nogales y -92 MW al sur de subestación Nogales.

### **b.) Respecto de la Reserva para el Control Secundario de Frecuencia (CSF)**

Tiene la función de proveer una adecuada capacidad de respuesta para que la función del control primario de frecuencia pueda seguir la tendencia de aumento o de disminución de la demanda del sistema.

El error estadístico de la previsión de la demanda se determina como la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

$$Error\_Previsión\_Generación_h = (G_{real_h} - G_{real_{h-1}}) - (G_{prog_h} - G_{prog_{h-1}})$$

El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender variaciones horarias de los consumos es tal que el rango considerado contenga el 95% de las variaciones en un periodo de 24 horas. El periodo indicado anteriormente se puede segmentar en distintos intervalos de tiempo. De acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019, se definen dos intervalos: entre las 01:00 y las 18:00 hrs; y entre las 18:00 y las 01:00 hrs. Si se considera sólo variaciones de demanda, la reserva mínima requerida para control secundario de frecuencia es +/- 201 MW.

Si se considera el efecto de las ERNC, el análisis se debe realizar sobre la demanda neta del sistema (demanda menos generación eólica y solar). De acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019, se determinó que la reserva requerida aumenta a +/-232 MW. El **error estadístico de la previsión de la demanda neta** se determina como la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas; a ello se debe agregar la diferencia entre la rampa horaria programada y la rampa horaria efectiva de generación renovable variable.

$$\begin{aligned} Error\_Previsión\_Generación\_no\_ERV_h &= \left[ (G_{real_h} - G_{real_{h-1}}) - (G_{prog_h} - G_{prog_{h-1}}) \right] \\ &+ \left[ (ERV_{prog_h} - ERV_{prog_{h-1}}) - (ERV_{real_h} - ERV_{real_{h-1}}) \right] \end{aligned}$$

De acuerdo a los análisis desarrollados por el Coordinador, para el año 2019, **la variabilidad de las ERNC implicaría una reserva adicional para control secundario de frecuencia de 31 MW.**

Es crítico notar que para el caso de generación solar fotovoltaica en Chile, particularmente aquella que se ubica en la zona norte, donde se tiene escasa o nula nubosidad, en ausencia de *curtailment*, la diferencia entre la rampa horaria programada y la rampa horaria efectiva de generación solar fotovoltaica no debiera ser significativa.

De acuerdo a los criterios definidos por el Coordinador, la reserva de +/- 232 MW indicada anteriormente debe estar distribuida: +/- 70 MW al norte de subestación Nogales y +/- 162 MW al sur de subestación Nogales<sup>7</sup>.

Respecto a la definición del requerimiento de reserva secundaria, se debe tener en consideración las condiciones técnicas del parque generador en Chile. En la zona centro – sur, en caso de disponer de recurso hídrico, se puede dar partida a unidades hidroeléctricas a bajo costo en pocos minutos e incrementar sin costos significativos la reserva en giro (generalmente las unidades que se encuentran marginando en la operación real corresponden a centrales de embalse). Por otra parte, en la zona norte, dada la alta penetración de energía solar fotovoltaica, es esperable contar con unidades termoeléctricas operando a mínimo técnico por lo que se tiene un exceso de capacidad de regulación hacia arriba durante el día; por el contrario, durante la noche la oferta de capacidad de regulación hacia arriba en la zona norte está más restringida (detalles más adelante en Sección 4.2).

### c.) Respecto de las rampas de toma de carga para el CSF

De acuerdo a análisis desarrollados por el Coordinador, principalmente entre abril y septiembre se producen altas variaciones de demanda de naturaleza intrahoraria. Estas variaciones se producen principalmente por desconexiones de clientes como respuesta a incentivos tarifarios (carga de hora de punta), quienes reducen rápidamente su demanda en instantes previos a la 6:00 pm y a la aumentan después de las 11:00pm. De manera adicional, durante todo el año se tienen los efectos de la entrada y salida del sol en la generación solar fotovoltaica. La salida del sol corresponde a situación más exigente considerando coincide generalmente con un incremento de la demanda.

Los requerimientos de CPF y CSF no especifican una capacidad de rampa intrahoraria, por lo tanto, es necesario especificar una cierta tasa de toma de carga [MW/min] para poder asegurar que la reserva del sistema sea capaz de afrontar variaciones intrahorarias. Las máximas rampas relativas a CSF se determinarán en base a las diferencias entre promedios consecutivos de 1 minuto. Se considera un intervalo de confianza de un 95%.

Se indica que los análisis estadísticos de las rampas sistémicas permiten establecer que la rampa de toma de carga mínima requerida para CSF es +/-28 MW/min. Si se considera el efecto de las ERNC se indica que dicha rampa mínima requerida aumenta a +/-34 MW/min. **Luego, según el Coordinador, la variabilidad de las ERNC implicaría una necesidad adicional de rampa sistémica de frecuencia de 6 MW/min.**

---

<sup>7</sup> En caso de considerar su programación en bloques horarios:

+/-200 [MW] en el intervalo de operación entre las 01:00 y las 18:00 horas.  
+/-60 al Norte de S/E Nogales  
+/-140 al Sur de S/E Nogales

+/-294 [MW] en el intervalo de operación entre las 18:00 y las 01:00 horas.  
+/-88 al Norte de S/E Nogales  
+/-206 al Sur de S/E Nogales

#### **d.) Respetto del Control Rápido de Frecuencia (CRF)**

En el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*, el Coordinador no se pronuncia respecto del requerimiento de control rápido de frecuencia. Si bien en la Re CNE N° 801 de 2018 se tiene la intención de que el Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia actúen en periodos de tiempo levemente distintos, es crítico notar que, en la definición realizada, ambos se deben mantener por 5 minutos y buscan responder a desviaciones de frecuencia (sin mayores precisiones). Por lo tanto, desde el punto de vista de control, ambos servicios están acoplados y podrían actuar de manera simultánea permanentemente. Más adelante en este reporte se presenta una propuesta de mejora respecto a este aspecto (Sección 5.3).

### **3.2.2 Procedimientos que aplica o verifica el Coordinador**

A continuación, se sintetizan algunos aspectos relacionados al cálculo del costo marginal del sistema, la determinación del costo variable no combustible de una unidad y la determinación de los costos de partida y detención.

#### **a.) Determinación del Costo Marginal de Energía**

El procedimiento de cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía (Re Ex. CNE N° 669/2017) establece que el costo marginal horario del sistema corresponde al costo variable de la unidad de mayor costo variable que cumpla simultáneamente con lo siguiente (Artículo 13):

- La unidad no se encuentra operando a mínimo técnico.
- La unidad se encuentra operando por orden económico.

El costo variable mencionado anteriormente debe estar referido a la barra de referencia del sistema.

Para cada hora, el costo marginal se calcula como el promedio ponderado, por minutos, de los costos variables o costos de oportunidad de las centrales que, habiéndose referido previamente a la barra de referencia, estuvieron fijando el costo marginal real durante dicha hora (Artículo 2). Por lo tanto, el costo marginal horario de energía corresponde a una ponderación que actualmente el Coordinador realiza de costos marginales que han sido determinados para cada minuto de operación.

Se considera que una unidad opera por orden económico si dicha unidad se despacha en función de la lista de mérito creciente de costos variables de las unidades del sistema determinada por el Coordinador, y si el motivo de su operación es abastecer la demanda y no obedece a ninguna de las siguientes razones:

- Operación por pruebas o pruebas de puesta en servicio.
- Operación por respaldo a pruebas.
- Operación por regulación de tensión.
- Operación por seguridad del sistema.
- Operación por tiempo mínimo de operación.

#### **b.) Verificación de Costos Variables No Combustibles (CVNC)**



De acuerdo al Procedimiento de la Dirección de Operación (del ex – CDEC SIC) para Declaración de Costos Variables No Combustibles (CVNC) de Unidades Generadoras Térmicas (versión preliminar para observaciones, Artículo 15, DS 291/2007, julio de 2015), las empresas coordinadas deben declarar un único CVNC para cada uno de los combustibles que utilice la unidad térmica. El cálculo de CVNC corresponde a la suma de los Costos Variables de Mantenimiento (CVM) y los Costos Variables de Operación No Combustibles (CVONC).

Para el cálculo del CVM se debe considerar un Ciclo de Mantenimiento previsto en que el *overhaul* se encuentra al final de dicho ciclo. El CVM depende del Valor Presente del Flujo de Costos para el Ciclo de Mantenimiento y el Valor Presente del Flujo de Energía para el Ciclo de Mantenimiento. En ambos casos se debe considerar el tiempo acumulado (meses) desde el comienzo del Ciclo de Mantenimiento hasta los Mantenimientos Preventivos que correspondan. El tiempo mencionado anteriormente depende de las Horas Equivalentes de Operación de la unidad generadora, el **número de partidas estimadas** y el número de salidas intempestivas estimadas para la central en el periodo. La consideración del número de partidas estimadas y el número de salidas intempestivas estimadas se realiza para dar cuenta de la reducción de horas de operación a consecuencia de los ciclos de arranque y detención, para ello, se utiliza un factor definido por el fabricante<sup>8</sup>.

Para determinar los costos de los mantenimientos preventivos se debe utilizar las intervenciones programadas previstas a lo largo del ciclo de mantenimiento de la unidad generadora.

### **c.) Determinación de costos de partida y detención de unidades termoeléctricas**

Los costos de partida y detención de unidades termoeléctricas los determina la Dirección de Operación del Coordinador considerando el costo de combustible, el costo de energía eléctrica, la cantidad y tipo de combustible, y la cantidad de energía eléctrica consumida durante el proceso de partida. Para ello, se utiliza las indicaciones establecidas en el Anexo de la Norma Técnica: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.

El costo de partida para una turbina de vapor debe incluir los costos de combustible desde el inicio del fuego en la caldera hasta la operación a mínimo técnico de la unidad, y el costo por consumo de sus servicios auxiliares durante el proceso de partida.

El costo de partida para un ciclo combinado debe incluir los costos de combustible requeridos para arrancar el inicio de la flama de la primera turbina hasta la operación a mínimo técnico de la unidad de vapor, y el consumo de sus servicios auxiliares durante el proceso de partida. A lo anterior hay que restar la integración de la generación neta de energía desde la sincronización de la primera turbina hasta la sincronización de la turbina de vapor.

---

<sup>8</sup> La consideración del número de partidas no tiene relación con que se pague el costo de partida, sólo con la consideración del número de partidas en el costo de mantenimiento de la central.

El costo de combustible se determina a partir del precio de combustible (de la unidad) que se encuentre vigente para la Programación de Corto Plazo. El costo de energía se determina en función del precio de nudo de corto plazo de la energía que se encuentre vigente.

Los valores de costos de partida y detención deben ser actualizados de acuerdo a las variaciones que experimente el precio de combustible y el precio de la energía, siempre y cuando dichas variaciones sean superiores al 10% respecto del último valor considerado.

Las empresas deben informar:

- Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida.
- Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida.
- Tiempo requerido para el proceso de partida.
- Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención.
- Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención.
- Tiempo requerido para el proceso de detención.
- Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida.

Los valores indicados anteriormente deben estar desglosados en los siguientes periodos, según corresponda:

- Desde inicio del proceso de partida hasta la sincronización.
- Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a mínimo técnico.
- Desde la operación a mínimo técnico hasta la operación a potencia nominal.
- Desde la operación a potencia nominal hasta la desconexión.
- Desde la desconexión de la unidad hasta el término del proceso de detención.

Para turbinas a vapor se debe informar las variables mencionadas anteriormente para procesos de partida en frío y caliente. También se debe informar el tiempo mínimo, medido en horas, que la unidad generadora debe estar en estado de apagado para que alcance la condición de estado en frío. En el caso que las unidades se detengan por un tiempo menor al informado para alcanzar el estado en frío, se considerará que la unidad se encuentra en estado en caliente, o en algún estado intermedio según los datos que defina la empresa generadora para sus unidades.

#### **d.) Procedimiento de Programación de la operación de corto plazo**

La Programación de la Operación de Corto Plazo (PCP) corresponde al proceso para elaborar el programa diario o predespacho, con el cual se establece el estado operativo y generación media horaria de las unidades generadoras para cada una de las 24 horas del día del programa respectivo.

La PCP debe cumplir con los requerimientos de reserva en giro necesarios para un adecuado control de frecuencia en el sistema, de acuerdo a los niveles mínimos de reserva que ha definido el Coordinador para cumplir con los estándares establecidos en la NTSyCS. Estos niveles mínimos de reserva se definen al menos una vez al año en el *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas* (que ha sido revisado en la Sección 3.2.1 de este reporte).

Como se indicó en la Sección 3.1.2, el Coordinador debe realizar la programación de la operación optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente con los principios de coordinación de la operación definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE.

El PCP se realiza para cumplir con los siguientes objetivos:

- Coordinar las solicitudes de trabajos de las instalaciones coordinadas.
- Establecer la previsión de demanda de corto plazo.
- Establecer la previsión de generación de corto plazo centrales eólicas, solares y centrales hidráulicas de pasada a las cuales no se les determina un costo de oportunidad del agua embalsada en la Programación de Mediano y Largo Plazo.
- Establecer el estado operativo de las instalaciones y generación media horaria de unidades generadoras para cada una de las 24 horas de los días a programar respectivos con el objetivo de abastecer los consumos manteniendo la seguridad global del sistema a mínimo costo de operación de acuerdo a los supuestos considerados en la programación.
- Calcular los Factores de Penalización (FP).
- Calcular la Tabla de Costo Variable (TCV) del conjunto de unidades del sistema.
- Entregar las directrices al CDC para la operación en tiempo real del Sistema, conforme a las condiciones de operación esperadas del sistema.

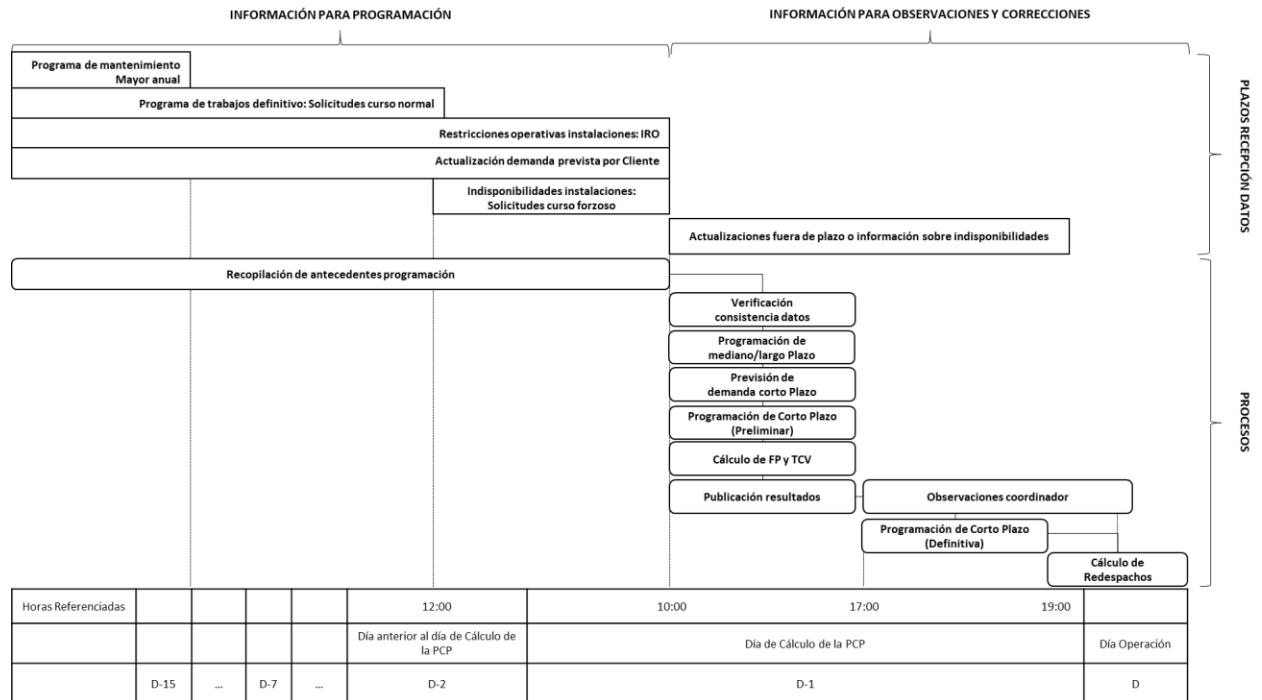
La información requerida para el desarrollo de la PCP se detalla en el Procedimiento DO de Programación de Corto Plazo. En general se considera la información enviada al Coordinador hasta las 10:00 horas del día hábil previo al día de operación a programar. Toda información que se recibe después de ese horario en general no se considera en la PCP.

El proceso de cálculo y emisión de la PCP considera básicamente las siguientes actividades (en orden):

- Obtención de la información para la programación.
- Ingreso de datos al modelo de PCP.
- Verificación de consistencia de los datos de entrada.
- Obtención del PCP.
- Cálculo de factores de penalización (FP).
- Cálculo de la Tabla de Costo Variable (TCV).
- Emisión de la PCP.

Una vez obtenida la PCP, FP y TCV, la Dirección de Operación emite dichos documentos entre 17:00 y 20:00 horas aproximadamente. Una vez publicada la PCP, los Coordinados pueden emitir observaciones dentro de una hora aproximadamente. Las observaciones a la PCP que sean acogidas por la DO, pueden ser consideradas en un redespacho que realice el CDC.

El siguiente diagrama ilustra el proceso de PCP del Coordinador.



**Figura 3: Proceso de desarrollo de una PCP y plazos involucrados (Fuente: Elaboración propia, adaptado de CDEC-SING P-006/2009 y presentación del Coordinador Eléctrico Nacional 11/09/2017)**

De acuerdo a las definiciones desarrolladas por el ex CDEC – SING, un **redespacho** corresponde a la modificación de la PCP, emitida por el Centro de Despacho y Control (CDEC-SING P-006/2009)<sup>9</sup>.

En caso de la PCP de días no hábiles, correspondientes a días de fin de semana o cualquier día feriado que se presente, sea este contiguo o no a un fin de semana, el horizonte a programar abarca las horas de los días no hábiles y las horas del día hábil siguiente a estos días.

### e.) Operación en tiempo real

El Coordinador cuenta con un Centro de Despacho y Control (CDC) para la coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras, subestaciones y líneas de transporte sujetas a su coordinación. Las instrucciones del CDC deben ajustarse a lo menos a lo establecido en:

- Normativa legal vigente.
- Reglamento Interno y Procedimientos del Coordinador.
- Políticas de operación en vigencia.
- Programa Diario derivado de la PCP.

El CDC debe realizar las siguientes funciones:

<sup>9</sup> En la página web del Coordinador, desde el 21 de noviembre de 2017, día en que se establece el hito de unificación de ambos CDEC en el CEN, no se registran modificaciones al PCP definitivo.

- Coordinar en tiempo real el despacho y operación de las instalaciones sujetas a la coordinación con el fin de preservar la seguridad de servicio del sistema.
- Coordinar en tiempo real la operación a mínimo costo de las instalaciones sujetas a la coordinación.
- Impartir las instrucciones necesarias para coordinar la recuperación del servicio.
- Coordinar y asignar la regulación de frecuencia y reserva en giro.
- Verificar y ajustar la reserva de potencia del sistema para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites establecidos en la NTSyCS.
- Coordinar y controlar la regulación de tensión del sistema.
- Monitorear y evaluar el comportamiento del Control Automático de Generación (AGC).
- Llevar el control de eventos e informaciones relevantes tales como:
  - Modificaciones de programa.
  - Salidas de servicio de unidades generadoras, subestaciones y líneas de transporte.
  - Períodos de regulación de frecuencia de las centrales reguladoras.
  - Hora de incrementos o reducción de generación de unidades generadoras.
  - Fallas de equipos y desconexiones.
  - Declaraciones, cancelaciones y Condiciones Especiales de Operación.
  - Demandas horarias.
  - Activación de limitaciones de operación.
  - Operación de centrales generadoras u otros equipos por requerimientos de reactivos.
  - Reposición de Equipos.

### 3.3 Casos de programación de la operación, operación efectiva y desvíos de la operación

A continuación, se presenta de manera general tres casos de operación del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de penetración de energía renovable variable actual.

#### 3.3.1 Caso 1: Sub-estimación de pronósticos centralizados de generación solar

La Figura 4 presenta la operación reciente del Sistema Eléctrico Nacional, particularmente el 4 de septiembre de 2018<sup>10</sup>. Se ilustra la generación agregada por tipo de tecnología y el factor de emisiones estimado a nivel sistémico; la generación solar y eólica por zona<sup>11</sup>; y la generación a carbón y gas en la zona norte del sistema eléctrico.

<sup>10</sup> Día escogido al azar.

<sup>11</sup> Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

Durante el día en cuestión, la generación renovable variable (eólica y solar) fue un 11,9% de la generación diaria, no obstante, a las 3 pm la generación renovable variable representó un 25% de la demanda<sup>12</sup>. Adicionalmente, el conjunto las centrales a carbón del SEN Norte Chico (SEN NC) operaron ciclando entre 171 MW y 618 MW. Por su parte, las centrales a carbón ubicadas en el SEN Norte Grande (SEN NG), a nivel agregado, operaron ciclando entre 889 MW y 2055 MW. En este contexto, cada una de las centrales termoeléctricas operaron entre el mínimo nivel de operación que permite el cumplimiento de límites de emisión definidos en los instrumentos de gestión ambiental que afectan la operación de la unidad y su potencia nominal.

Por su parte, las centrales a gas en el norte grande ciclaron en modo prendido y apagado diario, es decir se detienen durante la mañana cuando comienza a aumentar la generación solar fotovoltaica y se encienden nuevamente al final de la tarde.

El costo marginal programado en la zona norte difiere del costo marginal real debido a una combinación de factores (Figura 5). Primero, la demanda en la zona norte fue menor a la programada; tanto para el caso del SEN NG como del SEN NC fue entre 150 y 200 MW menor a la programada. Segundo, se produjo más generación solar que la pronosticada de manera centralizada por el Coordinador en algunas centrales. Tercero, la generación eólica en el SEN NG también fue mayor a la pronosticada en algunas centrales. La generación a carbón fue menor a la programada en las centrales del SEN NC entre la media noche y las 8pm; por otra parte, en el SEN NG la generación de centrales a carbón fue mayor a la programada fuera de las horas de sol, pero fue menos a la programada en el horario solar. La Central Angamos 2 operó a plena capacidad (fuera del horario solar) y no estaba programada. Esta operación fuera de programa se debe a que el día antes, la unidad salió de servicio a las 6 de la tarde (de manera no programada) y entró nuevamente en servicio a las 10pm. Finalmente, la generación a gas fue menor a la programada en el SEN NG. Los desvíos indicados previamente representan sólo una parte del total de desvíos que ocurrieron durante el día.

A diferencia de lo indicado por [5]<sup>13</sup>, es posible observar que durante el día ocurren múltiples desvíos, de distinta naturaleza, simultáneamente. El análisis de los desvíos reviste de una alta complejidad por los siguientes factores:

---

<sup>12</sup> La generación diaria fue 203 GWh; la demanda máxima 9 GW a las 10 AM; y la demanda neta máxima fue 8,9 GW a las 10 PM. La generación renovable variable fue 24,3 GWh (un 11,9% de la generación total diaria). La generación renovable variable máxima fue 2,2 GW a las 3pm (un 25% de la demanda a las 3PM). La generación solar fue 14,9 GWh, la generación solar máxima fue 1,59 GW a las 1PM (17% de la demanda a las 1 PM). La generación eólica fue 9,4 GWh, la generación eólica máxima fue 609 MW a las 4 PM.

<sup>13</sup> Se indica:

“El diagnóstico de las condiciones técnicas e información que dispone el Coordinador permite inferir que la aplicación de un mecanismo que hace vinculante el despacho programado de las unidades generadoras no reviste complejidad. La única mejora adicional que debiera desarrollarse es un mecanismo de cálculo y asignación de los costos de cada redespacho... De manera análoga a los desvíos de generación, se pueden producir desvíos de demanda, los que deberían ser liquidados de igual forma que los desvíos de generación.”

- El efecto de los desvíos es local; depende de factores como restricciones de transmisión, objetivos de cumplimiento de restricciones de regulación de frecuencia por subsistema, entre otros.
- El número de unidades que presentan desvíos (tanto gestionables como no gestionables).
- La resolución temporal del análisis requerido; se debe observar desvíos, al menos, con resolución horaria; desvíos netos diarios no son explicativos de efectos de interés en el sistema.
- Desvíos de demanda son coincidentes con desvíos de generación ERV y gestionable.
- Condiciones iniciales del PCP generalmente están desviadas respecto de la operación real.
- Múltiples causas de limitaciones sobre unidades de generación, con distintos efectos.
- Los efectos de los desvíos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la temporalidad del desvío, es posible observar efectos acumulativos de múltiples factores.
- Efectos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la magnitud del desvío. Se debe observar con especial atención fallas o limitaciones de unidades en periodos críticos (fin del horario solar); fallas o limitaciones de unidades que proveen servicios de regulación de frecuencia; desvíos de generación eólica en periodos críticos (fin del horario solar); limitación de control de cota o agotamiento de embalse al inicio del día; etc.
- Necesidad de definir qué es un “desvío esencial” de pronóstico (modelación), es decir, aquel que no se puede reducir con mejor desarrollo de mejor modelación; y qué es un desvío de pronóstico (modelación) que se puede reducir (gestionar) mediante una mejora del modelo.
- Necesidad de definir cuándo los desvíos respecto de la programación se deben a desafíos de convergencia de la simulación o desafíos de la configuración de la herramienta que se utiliza para realizar el PCP. En algunos casos es relevante en la definición de uso de agua de embalses.
- Necesidad de definir cuándo los desvíos respecto de la programación se deben a error humano producto del proceso de ejecución del Programa de Corto Plazo (PCP).
- Diferencias estructurales en la forma de determinar el costo marginal programado (mediante el modelo) y el costo marginal real. Entre otros factores, el primero se realiza con resolución horaria; mientras el segundo, para una hora, se determina como el promedio ponderado por minuto del costo variable de la unidad marginal (pudiendo haber más de una unidad marginal durante una hora).

Por lo tanto, para un nivel de esfuerzo definido, el análisis sistemático y periódico de los desvíos debería estar acompañado de un análisis de causa raíz para determinar el efecto de los desvíos y la definición de responsabilidades para realizar una mejor asignación de costos. **Dado que en muchos casos se trata de**

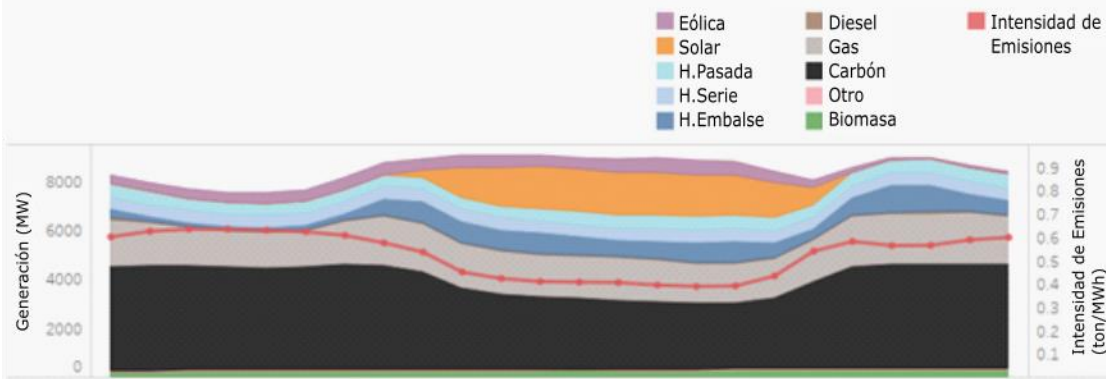
efectos sistémicos, es crítico evaluar si la “mejor asignación” sería real (o efectiva) o es simplemente una percepción de mejor asignación.

Respecto de los desvíos de la operación, en función de lo indicado en la Sección 2, se tiene:

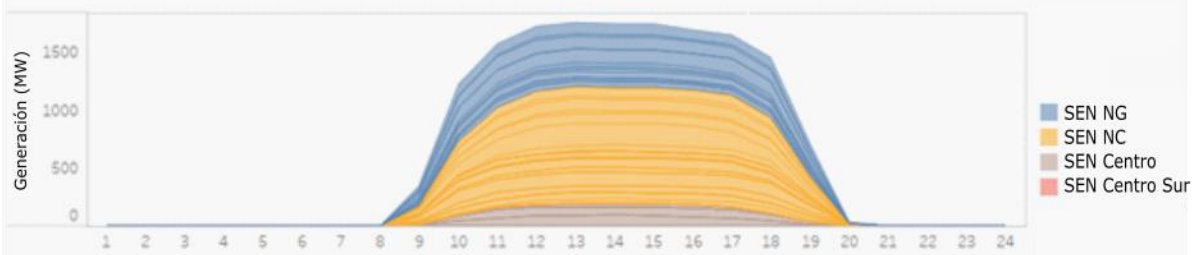
- El comportamiento de un agente, por sí solo, no tiene un claro efecto en el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal); el costo del servicio emerge por la interacción de todos los agentes del sistema.
- Un agente por sí solo no es capaz de controlar el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal).



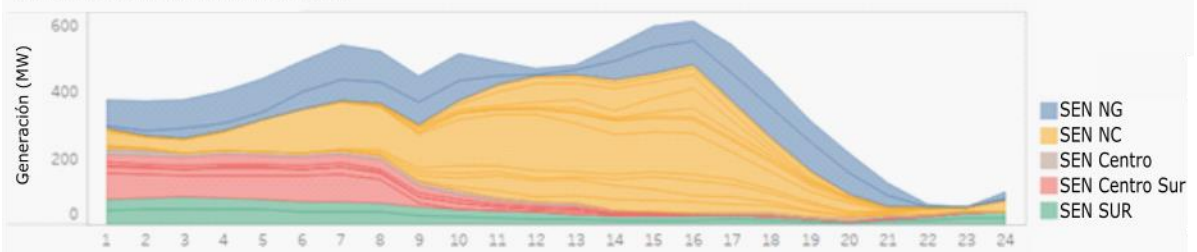
### Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



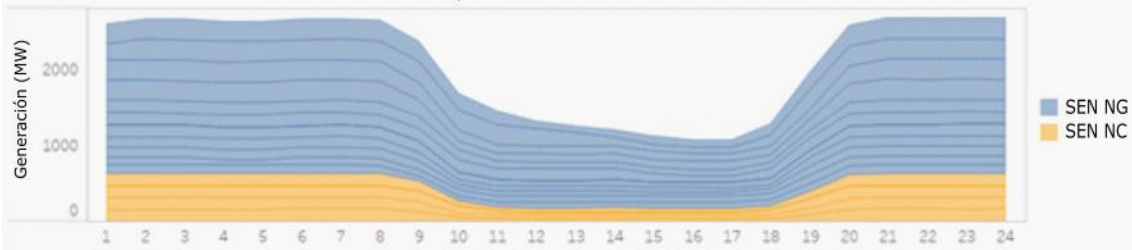
### Generación Solar Fotovoltaica en el SEN



### Generación Eólica en el SEN



### Generación a Carbón en el SEN NG y SEN NC



### Generación a Gas en el SEN NG

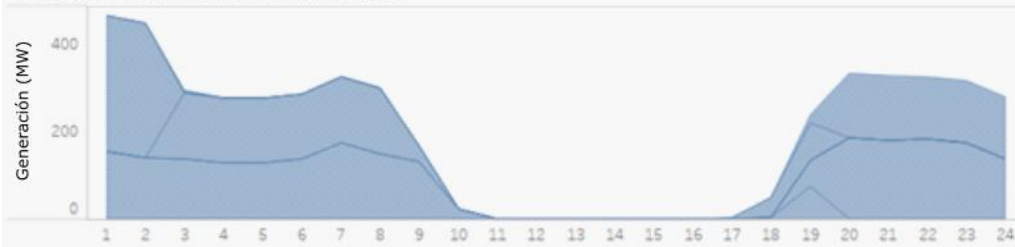
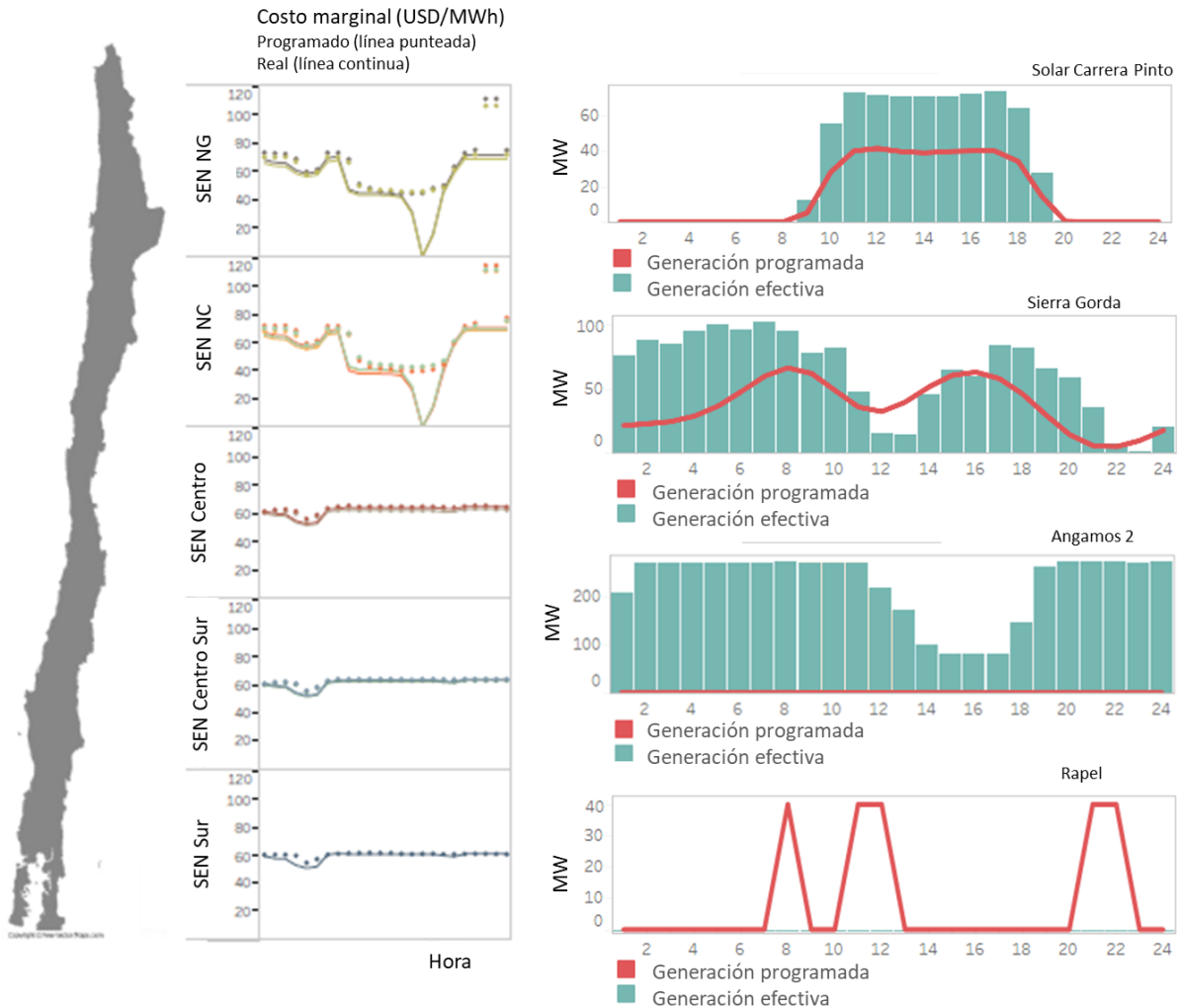


Figura 4: Operación SEN – 4 de septiembre de 2018. Fuente: Elaboración propia.



**Figura 5: Costo marginal y casos particulares de desviaciones de generación en el SEN (4 de septiembre de 2018). Fuente: Elaboración propia.<sup>14</sup>**

Finalmente, para el caso del servicio de regulación de frecuencia lo indicado anteriormente puede estar en línea con parte del diagnóstico indicado en [5], donde también se destaca la complejidad del desafío de asignación de costos en casos en que la metodología de cálculo de capacidad de reserva no es aditiva<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

<sup>15</sup> Se indica: “En lo que se refiere a la metodología de cálculo de la capacidad de reserva necesaria, se pueden diferenciar dos casos, aquel en el que la metodología se basa en calcular la reserva total de forma aditiva y aquel en el que la metodología no es aditiva. Por metodología aditiva nos referimos a que la metodología asigna a cada generador o tecnología un requerimiento de reserva que es aditivo, esto es, que se suma directamente en el requerimiento total. En este caso, el reparto coherente con tal metodología es trivial: esa cantidad de reserva, y su proporción en el volumen total de reservas, se podrían utilizar como proxy para asignar los costos de reserva de capacidad... En el caso de que la metodología fuese no aditiva, el problema de asignar la responsabilidad es más

### 3.3.2 Caso 2: Limitación de unidades en el SEN - Centro

La Figura 6 ilustra desvíos en la operación del sistema el 18 de diciembre de 2018.

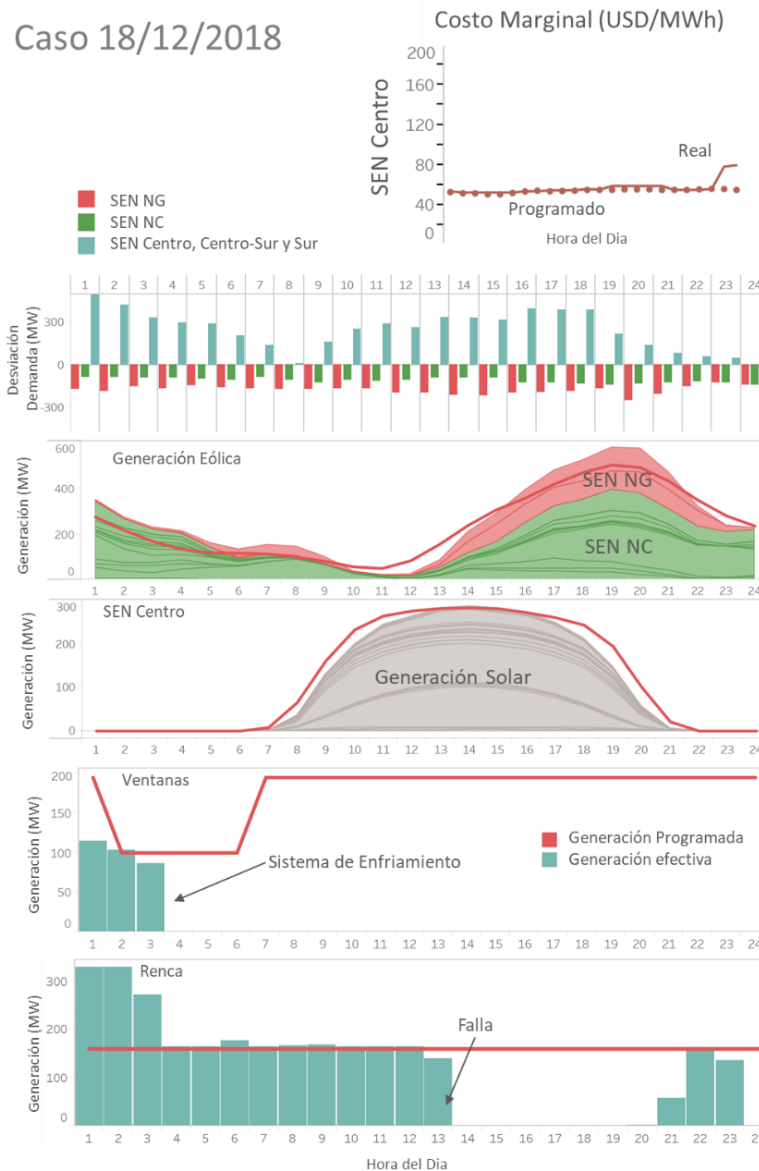


Figura 6: Dinámicas operacionales en la operación del sistema del 18 de diciembre de 2018. Fuente: Elaboración propia<sup>16</sup>.

complejo. Hay diferentes alternativas para estimar el volumen de reserva imputable a los distintos recursos, pero por el momento están basadas en estudios académicos que no han sido implementados en la práctica (por ejemplo, se podría aplicar el método de convolución estadística junto con criterios “con y sin” el recurso en cuestión). De momento ningún sistema eléctrico está aplicando una asignación de costos parecida”.

<sup>16</sup> Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

A nivel agregado se observa los desvíos en el pronóstico de la demanda coinciden con los desvíos de pronósticos de generación eólica en la zona norte y de generación solar (en menor medida) en la zona central. Durante el día también ocurren fallas en Central Ventanas y Nueva Renca. El costo marginal en la zona central no se ve afectado por las desviaciones durante parte importante del día (sólo cambia al final del día). Se observa como a nivel agregado la generación eólica en la zona norte parte desviada del pronóstico que se utiliza para realizar el PCP. También la generación de unidades térmicas parte desviada de los niveles de generación establecidos en el PCP.

### **3.3.3 Caso 3: Desviaciones de generación y efecto en el costo marginal en el SEN Norte**

La Figura 7 ilustra ciertas dinámicas operacionales (desvíos) en la operación del sistema el 9 de diciembre de 2018. Respecto las desviaciones de costo marginal, no hubo desviaciones en la zona central. No obstante, hubo desviaciones importantes del costo marginal en la zona norte del sistema eléctrico nacional; primero, al inicio del día el costo marginal fue menor al programado; después, durante el día se produjo vertimiento y consecuentemente costo marginal cero de manera no programada; y posteriormente, al final del día el costo marginal fue más de 100 USD/MWh superior al programado.

La demanda horaria fue entre 100 y 300 MW menor a lo programado en la zona norte. Consecuentemente, la generación a carbón también fue menor a lo programado. Se produjo una falla de Cochrane 2 al final de la tarde, que coincide con la caída de la generación solar y eólica en la zona. Junto con la falla de Cochrane 2 se da orden de despacho a la U16, pero a las 18:18 hrs dicha unidad sale de servicio estando en proceso de partida (con solo 24 MW). La U16 se sincroniza finalmente alrededor de las 22:00 hrs, dos horas después de lo programado.

El vertimiento durante el día se debe a múltiples factores, en parte a que la Central Guacolda 1 opera fuera de programa y Eólica Punta Sierra opera 50 MW más de lo programado a partir de las 14:00 hrs.

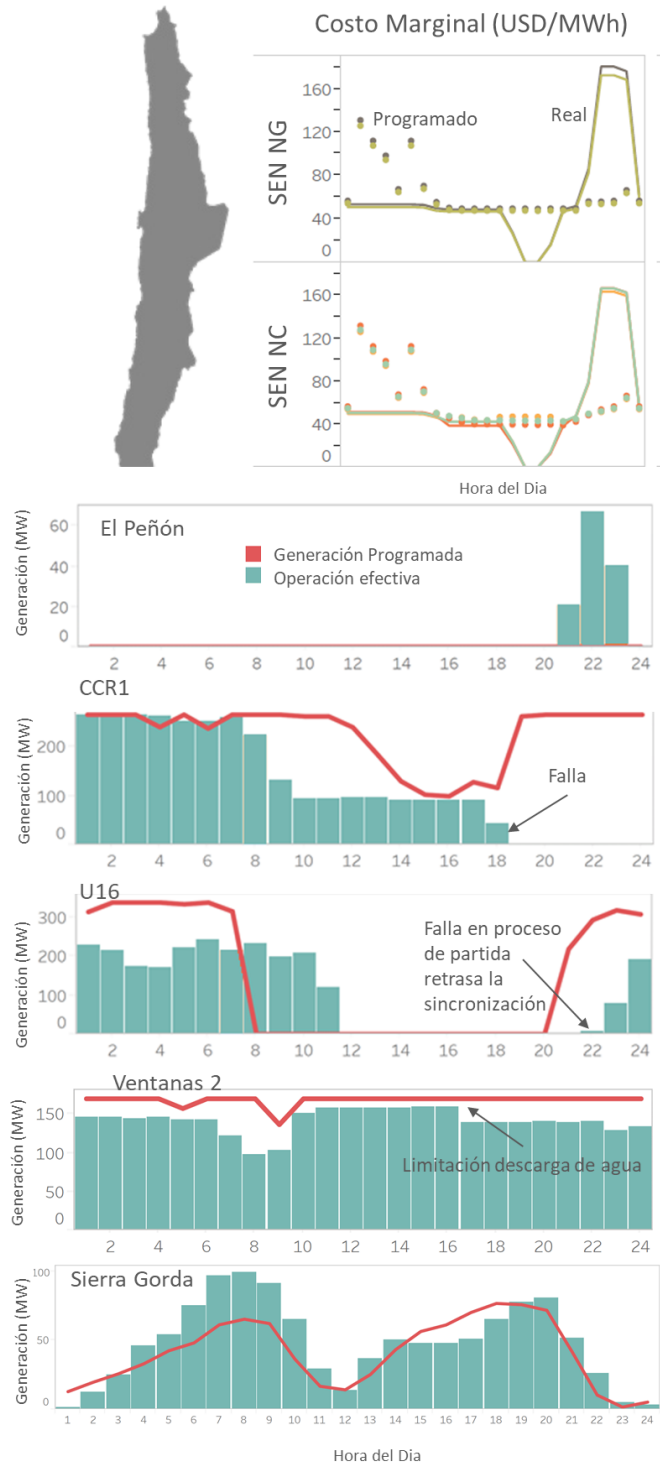


Figura 7: Dinámicas operacionales en la operación del sistema del 9 de diciembre de 2018. Fuente: Elaboración propia.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Por convención se adoptan las siguientes zonas: SEN Norte Grande (corresponde al ex – SING), SEN Norte Chico (desde S/E Diego de Almagro hasta S/E Los Vilos), SEN Centro (desde S/E Nogales hasta S/E Alto Jahuel); SEN Centro Sur (desde S/E Alto Jahuel hasta S/E Mulchén); y SEN Sur (desde S/E Mulchén al Sur).

## 4 FLEXIBILIDAD OPERACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### 4.1 Flexibilidad operacional para requerimientos de balance del sistema y necesidades de variabilidad asociada al seguimiento de la demanda neta

Para la definición de los Servicios Complementarios (y sus respectivas categorías) tanto la CNE como el Coordinador Eléctrico Nacional deben considerar, entre otros, **los Requerimientos de Flexibilidad Operacional del sistema eléctrico** que permitan un adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance (DS 113, Artículo 10°); con el objetivo de lograr una operación segura y económica tanto en el corto, mediano y largo plazo.

La regulación vigente no cuenta con una definición clara del concepto Flexibilidad Operacional o Requerimiento de Flexibilidad Operacional. El concepto de flexibilidad operacional es una propiedad “*no tradicional*” del sistema eléctrico, cuya definición tiene diversas dimensiones. Una definición de flexibilidad operacional a nivel de sistema eléctrico es *la capacidad del sistema de modificar su producción en X MW, en un tiempo Y, a costo Z* [6] [7]. La definición indicada anteriormente también puede ser evaluada a nivel de central.

La flexibilidad del sistema eléctrico (en su conjunto) en un momento determinado depende del estado operacional de los componentes del sistema, es decir, de qué centrales están presentes en un determinado instante, el nivel de producción de dichas centrales y la existencia de limitaciones que puedan afectar la producción (o capacidad de cambio de producción) de las centrales, como por ejemplo la activación de restricciones de capacidad de transferencia de líneas de transmisión.

Se pueden distinguir **dos tipos de flexibilidad operacional** en los sistemas eléctricos.

- Flexibilidad operacional asociada a **requerimientos de balance** del sistema eléctrico. Los requerimientos de balance se producen por:
  - Variaciones instantáneas en periodos menores a 15 minutos de:
    - La demanda, y
    - La generación renovable variable.
  - Falla de centrales y desconexión de demanda,
  - Desviación en el pronóstico de cambio, en periodos de una hora, de:
    - La demanda, y
    - La generación renovable variable.
- Flexibilidad operacional asociada a **requerimientos de variabilidad** para el seguimiento de la demanda neta. Este tipo de flexibilidad tiene relación a la necesidad de enfrentar cambios de la demanda neta en periodos de una a varias horas, es decir, **adecuar** el suministro provisto por unidades de generación gestionables a las necesidades de la demanda neta del sistema eléctrico. Para ello un

conjunto de unidades de generación gestionables requieren ciclar, ya sea en modo prendido / apagado, o entre mínimo técnico y potencia nominal; por lo tanto, se requiere capacidad de generación flexible, efectiva para los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

**Actualmente el factor que explica en mayor proporción los requerimientos de balance es la necesidad de soportar la falla de la unidad de mayor tamaño del sistema.** En la medida que la penetración de recursos renovables variables aumenta en los sistemas eléctricos, o es altamente impredecible [7] [8], las variaciones instantáneas y las desviaciones en pronóstico de cambio en 1 hora tendrán mayor preponderancia en la necesidad de requerimientos de balance. No obstante, el aumento de la reserva en giro puede ser contenido mediante el uso de unidades de partida rápida (que están detenidas) [9].

Por parte de las desviaciones en los pronósticos, **es crítico notar que hay dos formas de gestionar los errores de proyección de demanda y generación renovable variable: 1.) mejorar las proyecciones y 2.) mejorar el proceso de programación de la operación y despacho.** En otras palabras, si fuera factible un proceso de programación de la operación más adaptable y un despacho más flexible, que pudieran sobrellevar errores de proyección, entonces los errores de pronóstico de generación renovable variable y demanda serían menos relevantes.

## 4.2 Requerimiento previsible de atributos de flexibilidad en Chile

En el mediano y largo plazo se tendrá una mayor instalación de generación renovable variable debido principalmente a la renovación de contratos de clientes libres; la entrada en operación de nuevos contratos de clientes regulados; la mayor competitividad de la generación renovable variable frente a los costos variables de generación a gas y carbón, y los compromisos de descarbonización de la matriz de generación eléctrica. En este contexto, dada las condiciones de mercado, hacia el año 2030 se podría tener que hasta un 80% de la generación del país sea provista con energía renovable (incluida generación hidroeléctrica en escenario de hidrología húmeda) [10] [11].

La flexibilidad en los sistemas eléctricos se puede proveer de múltiples fuentes, emplazadas en distintos puntos del sistema eléctrico. Los requerimientos zonales de flexibilidad para una operación económica se ven afectados por la disponibilidad de transmisión [7]. En ese contexto, existe una tensión entre el desarrollo de una oferta de flexibilidad localizada de manera más distribuida y el desarrollo de una oferta de flexibilidad más concentrada (menos distribuida) pero acompañada de mayor capacidad de transmisión. Si bien se tiene la intención de contar con holguras de transmisión en el largo plazo, también existe una tensión entre la intención de holgura de transmisión y la disponibilidad efectiva de dicha holgura de manera oportuna; que se exagera por la intención de contar con eficiencia económica en el desarrollo de transmisión y la rapidez de desarrollo de sistemas renovables variables distribuidos. Por otra parte, desafíos de validación comunitaria de la infraestructura de transmisión producen incertidumbre respecto de la capacidad de desarrollar nuevas obras importantes de transmisión de manera oportuna.

A nivel internacional se han comenzado a aplicar distintas políticas para reducir emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico, entre las cuales se encuentra: prohibición de generar con

carbón, estándares de emisiones de CO<sub>2</sub> (límites de emisiones por unidad de energía producida), mercado de permisos de emisiones de gases de efecto invernadero, impuesto a emisiones, acuerdos voluntarios público – privados, o una combinación de ellos. Para ejemplificar un par de escenarios posibles de la evolución de la producción de energía eléctrica en Chile, a modo de referencia, la Figura 8 presenta la curva de duración de la demanda neta del sistema eléctrico y la generación renovable variable coincidente en distintos escenarios (2017, 2021 y 2026).

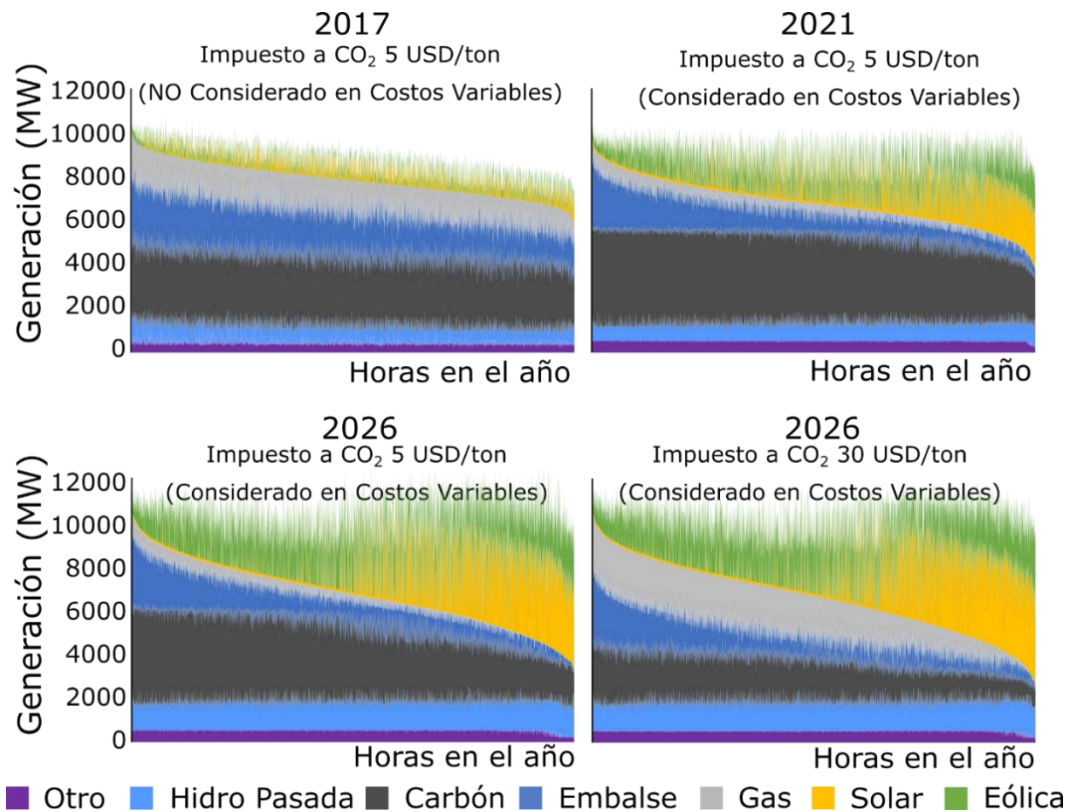


Figura 8: Operación del sistema eléctrico en 2017, caso ilustrativo 2021 y 2026 [10].

A medida que aumenta la generación renovable variable, se observa un cambio significativo en la forma (pendiente) de la curva de duración de la demanda neta ilustrada en la Figura 8. Además, en cada escenario, se ha segmentado la curva de duración de la demanda neta de acuerdo al tipo de generación que se utilizaría para abastecerla (carbón, gas, hidroeléctrica de pasada, hidroeléctrica de embalse u otra fuente de generación) [10]. Si bien al año 2021 se espera un fuerte aumento de la generación renovable variable, también se espera que a medida que la demanda aumenta, se cuente con una mayor utilización de las centrales a carbón existentes<sup>18</sup>.

En comparación con la generación proyectada al año 2021, la generación a carbón comenzaría a disminuir nuevamente hacia el año 2026 debido a una mayor penetración de fuentes de generación renovables

<sup>18</sup> Bajo el contexto de costos combustibles observados durante el año 2017. No se consideró take-or-pay de gas, es decir, gas inflexible a costo variable combustible igual a cero, ni disponibilidad de gas argentino.



variables. En caso de implementarse una política de mayor impuesto al CO<sub>2</sub>, incorporado en el costo marginal, una mayor cantidad de generación a carbón podría ser desplazada, en parte, por generación en base a gas natural<sup>19</sup>. Lo anterior implica que mediante una política de impuesto a CO<sub>2</sub> apropiadamente alineada con el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, ciertas centrales a carbón dejarían de operar por condiciones de mercado<sup>20</sup>. No obstante, mientras no se cuente con otro tipo sistemas capaces de proveer servicios de balance (regulación primaria y secundaria de frecuencia) de manera competitiva en la zona norte del SEN, cierto nivel de generación a carbón seguiría siendo necesaria en dicha zona del sistema eléctrico<sup>21</sup>.

Tomando como referencia el desarrollo actual y previsible en un periodo de 5 años del parque de generación<sup>22</sup>; del sistema de transmisión; la demanda; la señal de costo de inversión; y el precio de energía, potencia y servicios complementarios vigente; la necesidad de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico de manera segura y económica produce que unidades térmicas deban operar frecuentemente a mínimo técnico o de manera intermitente (modo de partida y parada diaria), principalmente en la zona norte del sistema eléctrico nacional. Por su parte, centrales a gas operan con encendidos y apagados frecuentes.

La Figura 9 (imagen izquierda) ilustra, en la parte superior, la curva de consumo específico de una unidad a carbón tipo; en el centro, el histograma de operación respecto de la potencia nominal de la unidad (o factor de planta horario)<sup>23</sup> para un periodo de un año; y en la parte inferior, la operación esperada de una central termoeléctrica a carbón en la zona norte de Chile [12]. Se espera a futuro una cantidad significativa de horas de operación a mínimo técnico (definido para este caso, a modo ilustrativo, como el 40% de la potencia nominal de la central). Por lo tanto, en un contexto de alta disponibilidad de generación solar fotovoltaica es crítico que el mínimo técnico de las centrales a carbón sea lo menor posible<sup>24</sup>.

---

<sup>19</sup> El nivel de generación a carbón desplazada depende de varios factores, entre ellos, el nivel del impuesto, y el precio relativo del gas respecto del carbón. El ejercicio realizado consideró la aplicación de un impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> a todas las unidades, independiente de su tamaño.

<sup>20</sup> Esta dinámica, obviamente, también se podría dar simplemente por el hecho de contar con suministro de gas argentino a precios más competitivos.

<sup>21</sup> Más información en: “*Renewable Energy Integration Opportunities in Chile*”. Presentación realizada por inodú en MIT (mayo 2018) [13].

<sup>22</sup> Junto a los parámetros técnicos vigentes.

<sup>23</sup> En el eje x se presenta el factor de planta horario (en porcentaje) respecto de la capacidad nominal de la central

<sup>24</sup> Teniendo en consideración que el mínimo técnico depende de las condiciones de diseño y prácticas de operación vigentes en un momento determinado. Cambios en las condiciones de diseño, mediante inversiones, y/o prácticas de operación pueden hacer factible una reducción del mínimo técnico.

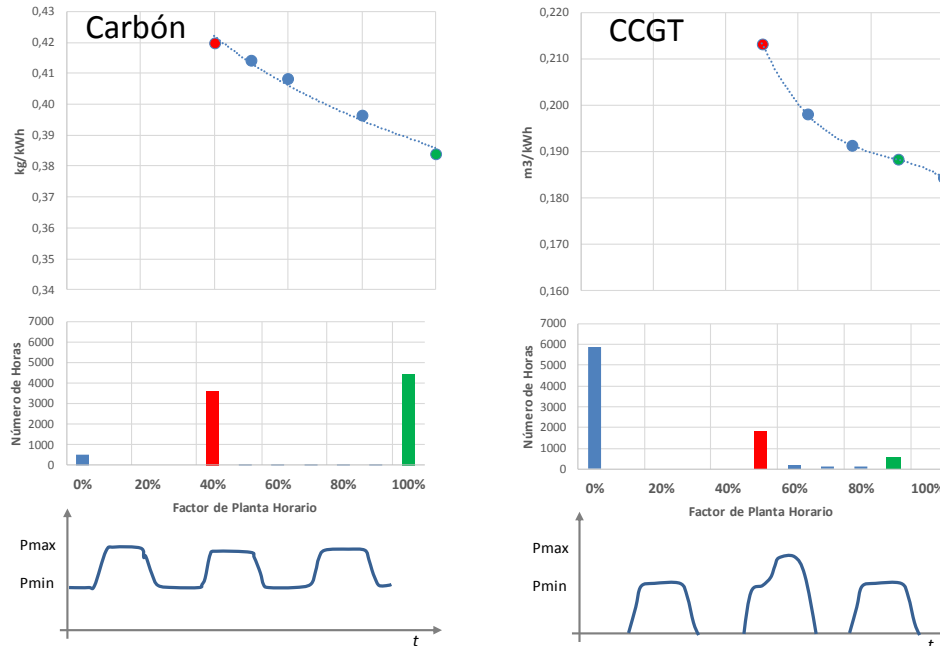


Figura 9: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año [12]<sup>25</sup>.

Por su parte, la sección derecha de la Figura 9 ilustra un modo de operación probable para central de ciclo combinado operando con gas, donde también la operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad como el 50% de la potencia nominal), sería un modo de operación frecuente, incluso más utilizado que el modo de operación a potencia nominal. Al igual que lo indicado para las centrales a carbón, en un contexto de alta integración renovable es crítico que el mínimo técnico de las unidades a gas sea lo menor posible.

Considerando los modos de operación esperados, se visualiza que las centrales térmicas comienzan a evolucionar hacia un modo de operación donde su valor se encuentra en la opción de complementar a las energías renovables variables mediante la opción de modificar su nivel de producción de manera rápida, competitiva y sostenible en el tiempo; y la provisión de reservas para control de frecuencia.

Dado los costos actuales de generación solar fotovoltaica en la zona norte, es posible indicar que una mayor penetración de energía solar se puede justificar como medida de eficiencia económica para disminuir los costos variables de operación y la intensidad de emisiones a nivel de sistema durante las horas de sol, creando la necesidad, incluso, de operar, en la medida que sea posible, centrales a carbón en modo de partida y parada diaria (manteniendo la unidad embancada) o reduciendo su mínimo técnico tanto como sea posible. El embancamiento de una unidad a carbón consiste en mantener las condiciones de la caldera sin que se genere energía eléctrica para que luego la unidad pueda volver a sincronizarse e inyectar energía de manera rápida al sistema<sup>26</sup>. Lo indicado anteriormente podría ser un siguiente paso

<sup>25</sup> Pmax: Potencia máxima; Pmin: Potencia mínima o mínimo técnico.

<sup>26</sup> El 8 de febrero de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional realizó una solicitud de información respecto al embancamiento de unidades termoeléctricas a los coordinados (Carta DE 00803-19).

hacia una mayor descarbonización del sistema eléctrico, sin cambiar significativamente los sistemas de generación térmicos existentes en el sistema eléctrico chileno [13, p. Sección 6.1.3.2 y 6.1.3.3].

Finalmente, con una perspectiva de largo plazo, hacia el año 2035, análisis desarrollados por el Coordinador ilustran de manera referencial la forma como la generación gestionable tendrá que adaptarse a los requerimientos de la demanda neta. En la Figura 10 se puede apreciar que la rampa en 3 horas que podría enfrentar la generación gestionable para abastecer la demanda neta del sistema es del orden de 7000 MW. Para la mayor parte del parque de generación térmico, se puede observar que las horas de operación a capacidad nominal está limitada a las horas de noche (y transición solar).

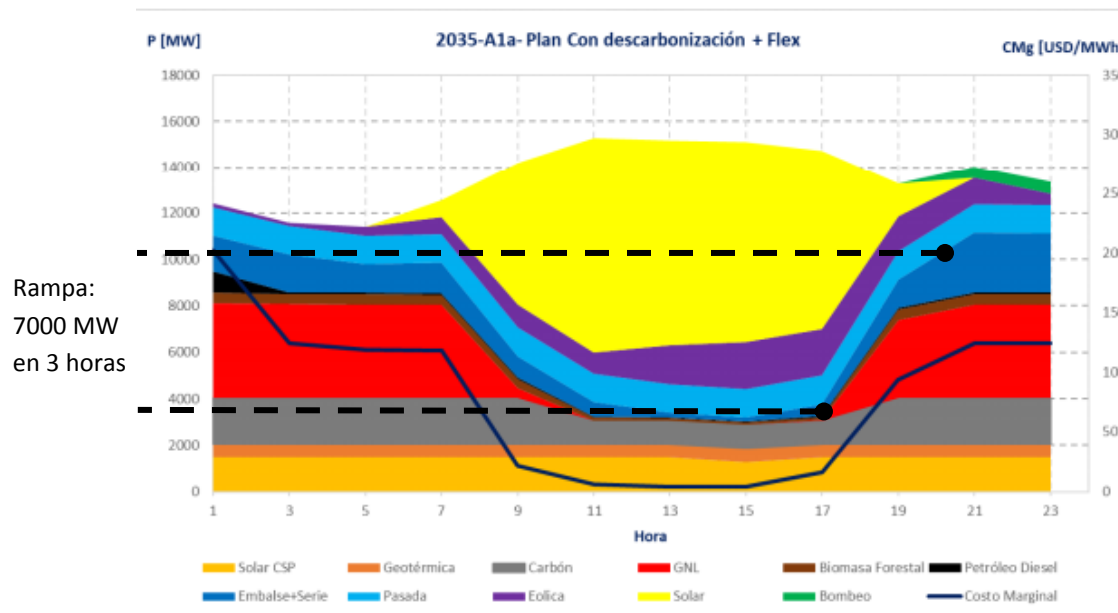


Figura 10: Operación posible del Sistema Eléctrico Nacional en un contexto del año 2035, con descarbonización (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional [14])

A continuación, se presenta un análisis respecto de la evolución de los requerimientos de flexibilidad operacional asociados a requerimientos de balance y a la evolución de los requerimientos de flexibilidad operacional asociada a la variabilidad de la demanda neta.

### a.) Evolución de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance

Para el contexto de diciembre de 2017, la Figura 11 presenta la necesidad (o requerimiento) de reserva en giro y la oferta programada de reserva en giro para regulación de frecuencia<sup>27</sup> en el SEN NG (ex – SING) y el SEN NC, SEN Centro y SEN Sur (ex-SIC). Existen requerimientos particulares de reserva para el Control Automático de Generación (AGC). Por ejemplo, para realizar la programación de la operación durante el primer semestre de 2018 el Coordinador Eléctrico Nacional ha utilizado las siguientes restricciones para el AGC: en el caso del SEN-Norte se programan tres unidades que participen en el AGC, con una restricción

<sup>27</sup> Primaria por contingencia, primaria por regulación y secundaria, todas hacia arriba.

de rampa mínima 8 MW/min; para el caso del SEN-Centro-Sur se ha utilizado un requerimiento mínimo de 60 MW.

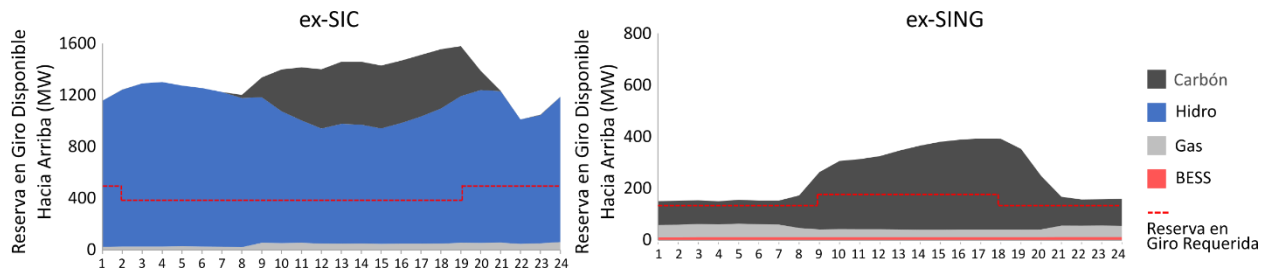


Figura 11: Necesidad y oferta programada de reservas para regulación de frecuencia en el SEN. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3 sintetiza un análisis cualitativo de la evolución de necesidades de flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance para el sistema eléctrico nacional para el año 2019. El análisis se realiza para cada uno de los tipos de reserva definidos por el Coordinador, tomando como base los valores que han sido definidos durante el año 2018.

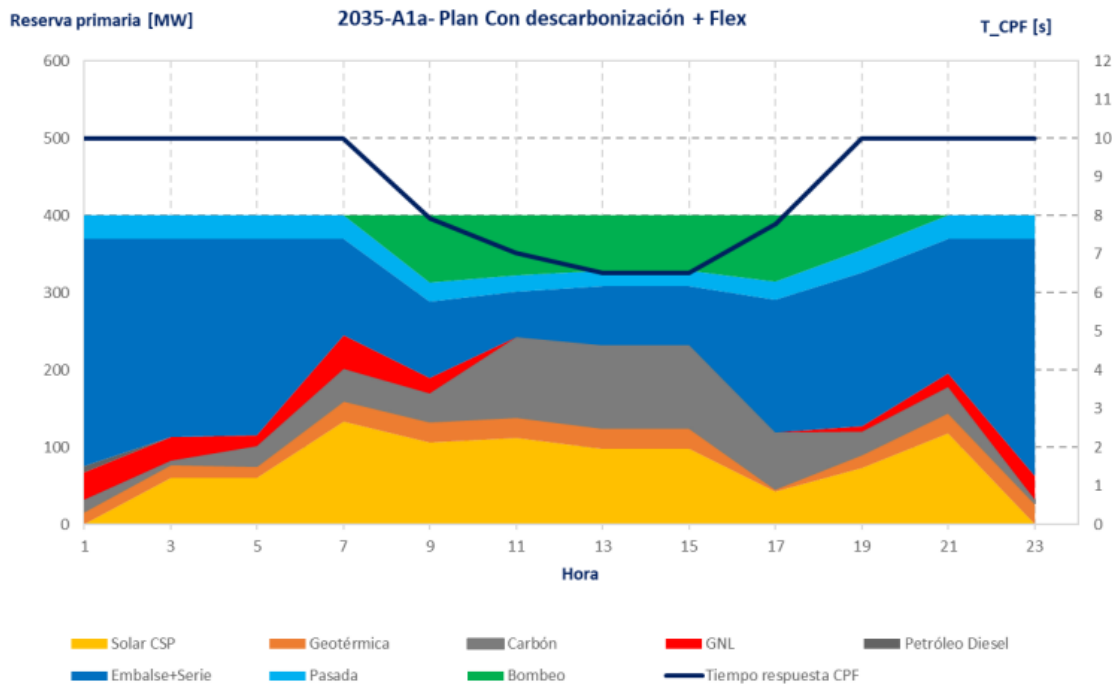
**Tabla 3: Análisis cualitativo de la evolución de necesidades de flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance**

Tipo de reserva & Causalidad	Requerimiento 2019	Comentario acerca de la evolución de necesidades respecto al requerimiento 2019
<b>Control Primario de Frecuencia</b>	+361 / -212 MW	Se proyecta un aumento explicado principalmente por variaciones instantáneas de demanda y generación ERV.
<b>Variaciones Instantáneas<sup>28</sup></b>	+/- 81 MW	Se proyecta un aumento que depende de la interacción entre variaciones naturales de la demanda y variaciones naturales de ERV
Consumos	+/- 68 MW	Para el año 2019 se determinó una disminución de 6% en la variación natural de los consumos respecto al año 2018 (definido en marzo <sup>29</sup> ). El consumo de energía anual en el sistema crece a una tasa entre 2% y 4% anual. Se proyecta un aumento leve en la medida que aumenta la demanda.
Incremento por ERNC	+/- 13 MW	Se proyecta un aumento de variaciones naturales de generación en periodos de 15 minutos.
<b>Contingencias</b>	+280 / -131 MW	No se proyecta aumento significativo.
Generación (grandes unidades)	+280 MW	No se proyecta un aumento de las unidades de mayor tamaño del sistema
Consumos mayores (212 MW)	-131 MW	No se proyecta un aumento del consumo de mayor tamaño del sistema
<b>Control Secundario de Frecuencia</b>	+/- 232 MW	Manteniendo invariante las prácticas de programación de la operación y desempeño de pronósticos de demanda y generación renovable variable, se proyecta aumento del error estadístico de la previsión de la demanda neta (interacción de desviaciones de rampa de demanda y desviaciones de rampa de ERV).
Bloque 1: 01:00 – 18:00 hrs	+/- 200 MW	Dependiendo de la evolución del sistema de transmisión y de mejoras de procesos, su aumento se puede contener. Dado el desarrollo de la interconexión, el requerimiento del Bloque 1 y Bloque 2 disminuirá en 103 MW y 98 MW respectivamente respecto de los valores utilizados por el Coordinador en marzo de 2018 <sup>29</sup> .
Bloque 2: 18:00 – 01:00 hrs	+/- 294 MW	En caso de ERV la principal contribución corresponde a energía eólica debido a que el pronóstico de la desviación de la rampa en 1 hora de generación solar en el norte de Chile no debiera tener un error estadístico significativo.
<b>Rampa de Toma de Carga para CSF</b>	+/- 34 MW/min	En marzo de 2018 se definió un requerimiento de +/- 35 MW/min para el año 2018 <sup>29</sup> . Se proyecta un aumento en la medida que: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Aumente el número de consumos que recortan punta en horario de punta.</li> <li>ii. Aumente generación solar fotovoltaica.</li> <li>iii. Aumente generación eólica, sobre todo en la zona norte del país.</li> </ul>

<sup>28</sup> El valor estadístico considerado como reserva de potencia para atender las variaciones intempestivas es tal que el rango considerado contenga el 95% de los eventos en un periodo de 15 min.

<sup>29</sup> En el “Informe de Definición y Programación Servicios Complementarios año 2018 - versión para aprobación CNE” elaborado por el Coordinador el 29 de marzo de 2018, se indica: “En condición normal de operación del sistema, es necesario contar con reserva de potencia para enfrentar las variaciones intempestivas de la demanda, respecto del valor programado para el despacho, con el fin de disminuir el error de frecuencia del sistema con respecto a su valor nominal” (pg. 9). Más adelante, en la pg. 17 se indica que el requerimiento de CPF de la reserva mínima para estado normal es 73 MW.

De manera complementaria, para el caso particular del requerimiento de reserva para control primario de frecuencia, la Figura 12 ilustra la reserva considerada para la evaluación de impactos de escenarios de descarbonización para un día y una condición de operación puntual en un contexto posible del año 2035. Se debe notar que la práctica utilizada hasta el momento en Chile considera un requerimiento de reserva primaria fijo durante el año<sup>30</sup>. Bajo este contexto, el requerimiento de reserva primaria considerado por el Coordinador para el año 2035 es 400 MW, que sería un 11% superior al considerado en la actualidad para el año 2019.



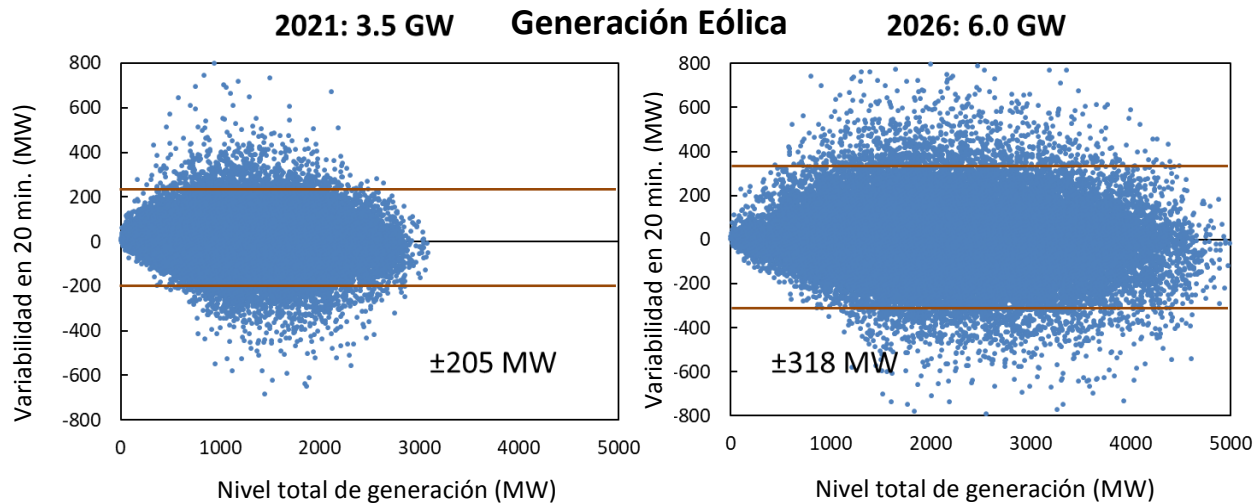
**Figura 12: Requerimientos de reserva para CPF proyectados en un contexto del año 2035, con descarbonización (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional [14])**

Por otra parte, para ilustrar como podría evolucionar la variabilidad de generación eólica a nivel de sistema eléctrico, la Figura 13 ilustra las variaciones proyectadas en periodos de 20 minutos de la generación eólica a nivel de sistema para un contexto posible del año 2021, donde podrían haber 3,5 GW instalados, y un contexto posible del año 2026, donde podrían haber alrededor de 6,0 GW instalados. Las mayores variaciones se presentan a niveles de generación media<sup>31</sup>. Las líneas horizontales, de color rojo, representan el nivel de variación de generación en 20 minutos que es representativo del 97% de los casos.

<sup>30</sup> Se pueden producir cambios particulares producto de nuevos criterios considerados por el Coordinador. Por ejemplo, en abril de 2018 se efectuó una revisión de los criterios de reserva definidos en el SEN para el año 2018 (Minuta DAOP 01-2018. Link: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2017/12/Minuta-DAOP-01-2018-1.pdf>).

<sup>31</sup> Esto se debe a que la curva de potencia (*curva S*) de un generador eólico, donde su derivada (delta de potencia dividido por delta de velocidad del viento) es máxima a velocidades de viento intermedias.

Las variaciones ilustradas son referenciales y dependerán de las características definitivas de los parques de generación eólica y su emplazamiento.



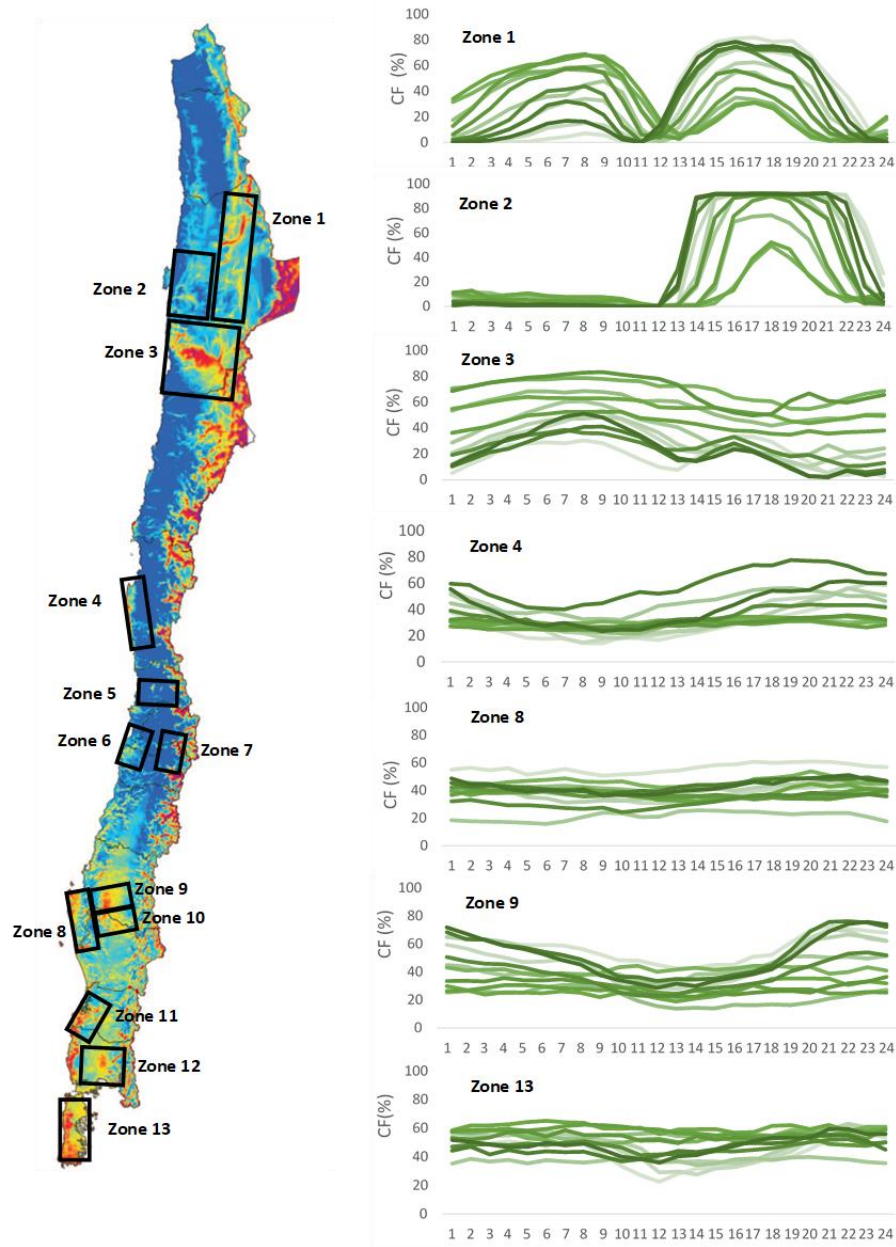
**Figura 13: Proyección de variabilidad en 20 minutos de generación eólica agregada a nivel nacional. Caso ilustrativo (Fuente de datos: AWS Trupower. Presentación inodú 2018 [15])**

Es crítico notar que para evaluaciones futuras de variabilidad de generación eólica se debería considerar una escala de tiempo similar a la utilizada para analizar las variaciones naturales de demanda, esto es 15 minutos (lo que reduce el nivel de variación ilustrado en la Figura 13). El impacto definitivo de estas variaciones en las necesidades de reserva para control primario de frecuencia en el sistema dependerá de la forma como las variaciones naturales de generación eólica interactúen con las variaciones naturales de otras fuentes de generación renovable variable y las variaciones naturales de la demanda, y la forma de definir las zonas para establecer los requerimientos de reserva en el sistema.

**b.) Evolución de flexibilidad operacional asociada a requerimientos de seguimiento de la demanda neta**

La transición hacia una mayor penetración de generación renovable variable aumentará las necesidades de rampa por minuto y, consecuentemente, en 1 y 3 horas respecto a los valores observados en la actualidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

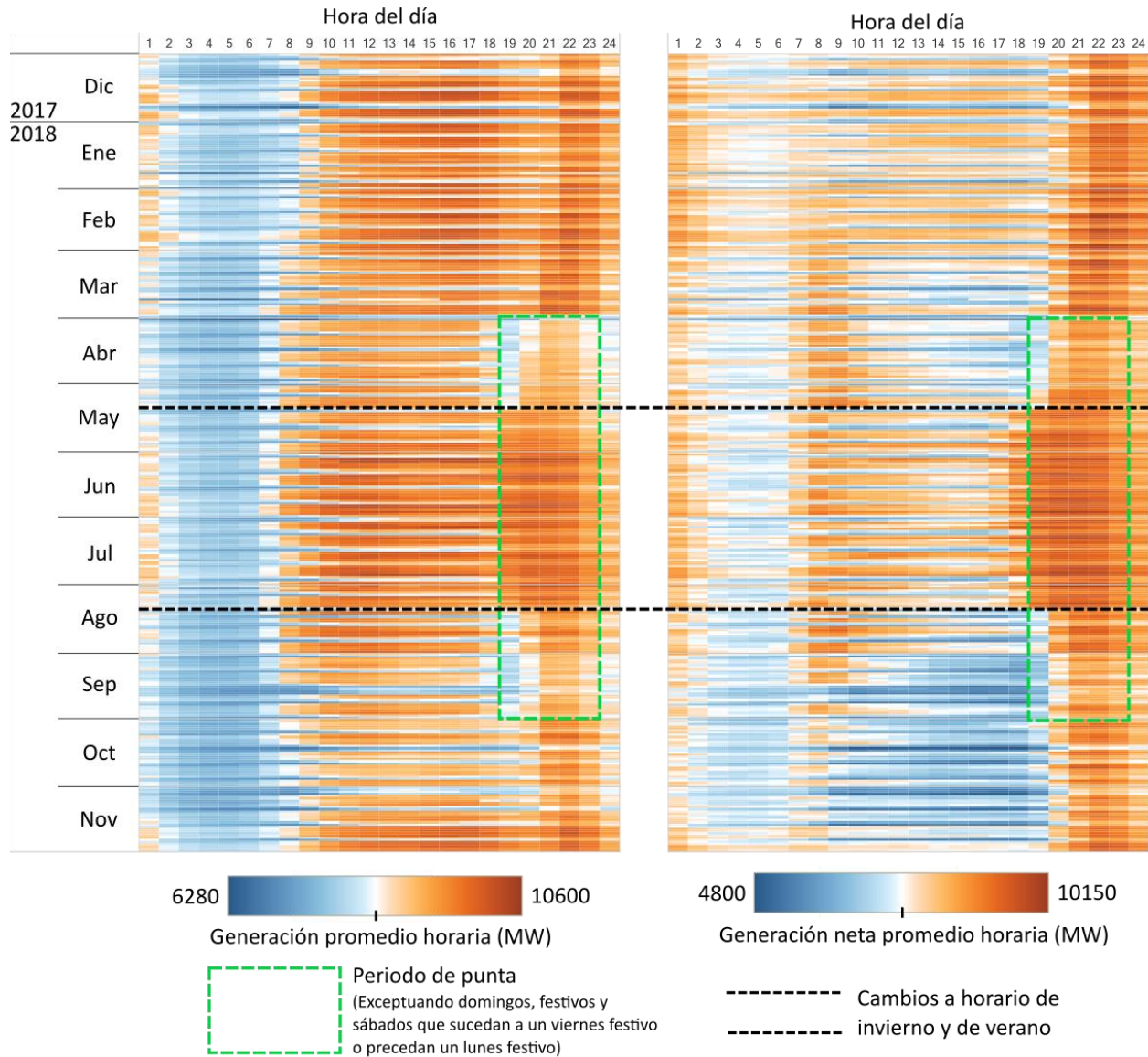
Debido a las diferencias en los perfiles esperados de generación eólica a lo largo del país, las necesidades efectivas de rampa dependerán no sólo de la cantidad de nueva generación renovable que se instale, sino también de qué tipo y dónde se instale dicha capacidad. De manera ilustrativa, la Figura 14 presenta los perfiles esperados de generación eólica en distintas zonas del país, se puede observar claramente las diferencias de variabilidad intra-diaria en las distintas zonas.



**Figura 14: Perfiles de generación eólica en distintas zonas del país (Fuente: elaboración propia con datos del Explorador Eólico de la Universidad de Chile)**

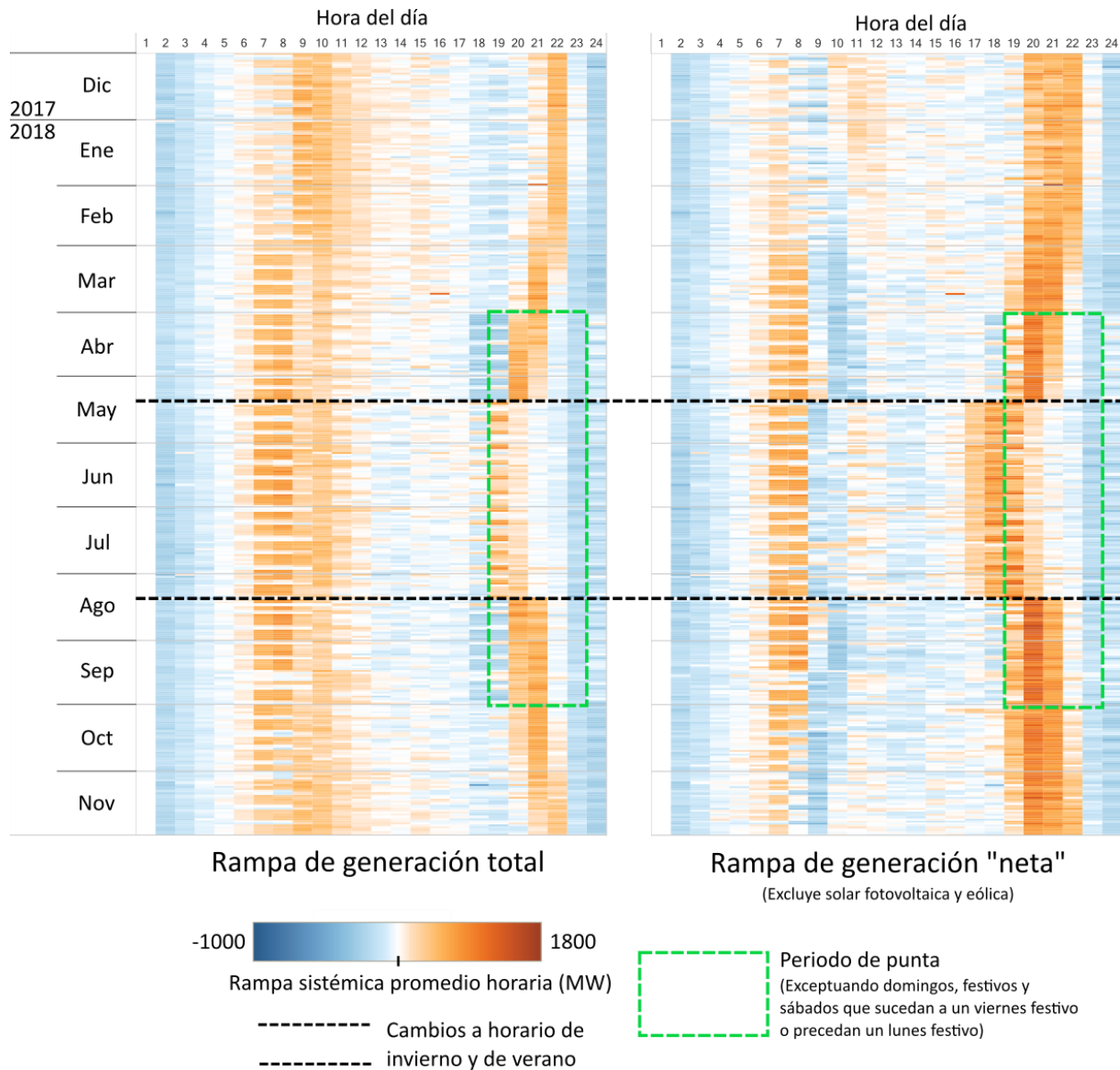
La Figura 15 ilustra la demanda horaria observada en el Sistema Eléctrico Nacional (imagen izquierda) y la demanda neta (demanda menos generación solar y eólica) observada en un periodo de 12 meses (diciembre 2017 – noviembre 2018). En la figura se destacan hitos como el inicio y fin del horario de invierno y el periodo de control de potencia en hora de punta. Se observa que el cambio a periodo de control de demanda de punta tiene un efecto en la demanda en los meses de marzo a septiembre; su aplicación hace que, con los niveles de penetración de energía renovable variable existentes, los requerimientos de demanda neta no tengan una variación significativa durante ese periodo.





**Figura 15: Demanda en total (generación total del SEN) y demanda neta (SEN) en un periodo de 12 meses desde la interconexión SIC - SING (Fuente: elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional)**

La Figura 16 presenta la rampa en 1 hora de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (imagen izquierda) y la rampa en 1 hora de demanda neta observada en el mismo periodo de 12 meses (diciembre 2017 – noviembre 2018). Se observa que durante el periodo de horario de invierno, las mayores exigencias (cambios en demanda neta) para las fuentes de generación gestionables ocurre los fines de semana a las 7pm. Adicionalmente, parte de las exigencias importantes de la demanda neta se producen fuera del horario de control de demanda máxima (entre las 5pm y 6pm). Con los niveles de penetración de energía renovable existentes, parte importante de las rampas de demanda neta se producen en la mañana entre 7am y 8am.



**Figura 16: Rampas en 1 hora de demanda (imagen izquierda) y demanda neta (imagen derecha) en el SEN. (Fuente: elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional)**

Una evolución posible de requerimientos de rampa en 1 hora hacia el año 2021 y 2026 se ilustra en la Figura 17. Para su estimación se consideró un escenario posible de evolución de la matriz de generación eléctrica tomando en consideración el parque de centrales en construcción, los proyectos comprometidos en licitaciones de suministro recientes, y el vencimiento de contratos de clientes libres durante el periodo. De la figura se puede observar que la rampa máxima en 1 hora podría alcanzar los 1700 y 2800 MW al año 2021 y 2026 respectivamente.

De la misma forma, en la Figura 18 se presenta la evolución posible de requerimientos de rampa en 3 horas hacia el año 2021 y 2026. De la figura se puede observar que la rampa máxima en 3 horas podría alcanzar los 3400 y 5500 MW al año 2021 y 2026 respectivamente. Como se indicó en la Figura 10 (pg.

56), de acuerdo a análisis desarrollados por el Coordinador, la necesidad de rampa neta en un periodo de 3 horas podría alcanzar los 7000 MW aproximadamente al año 2035.

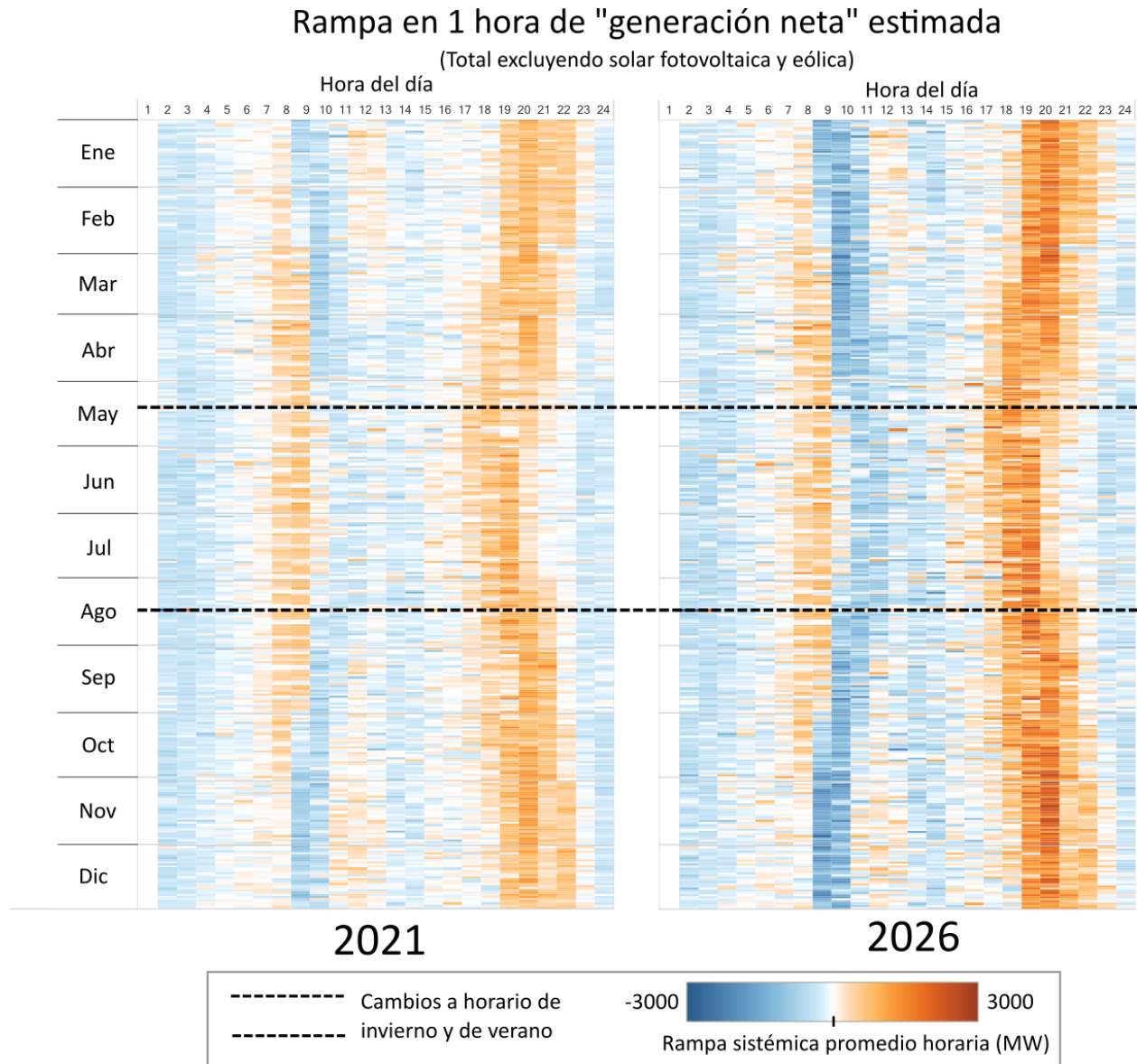
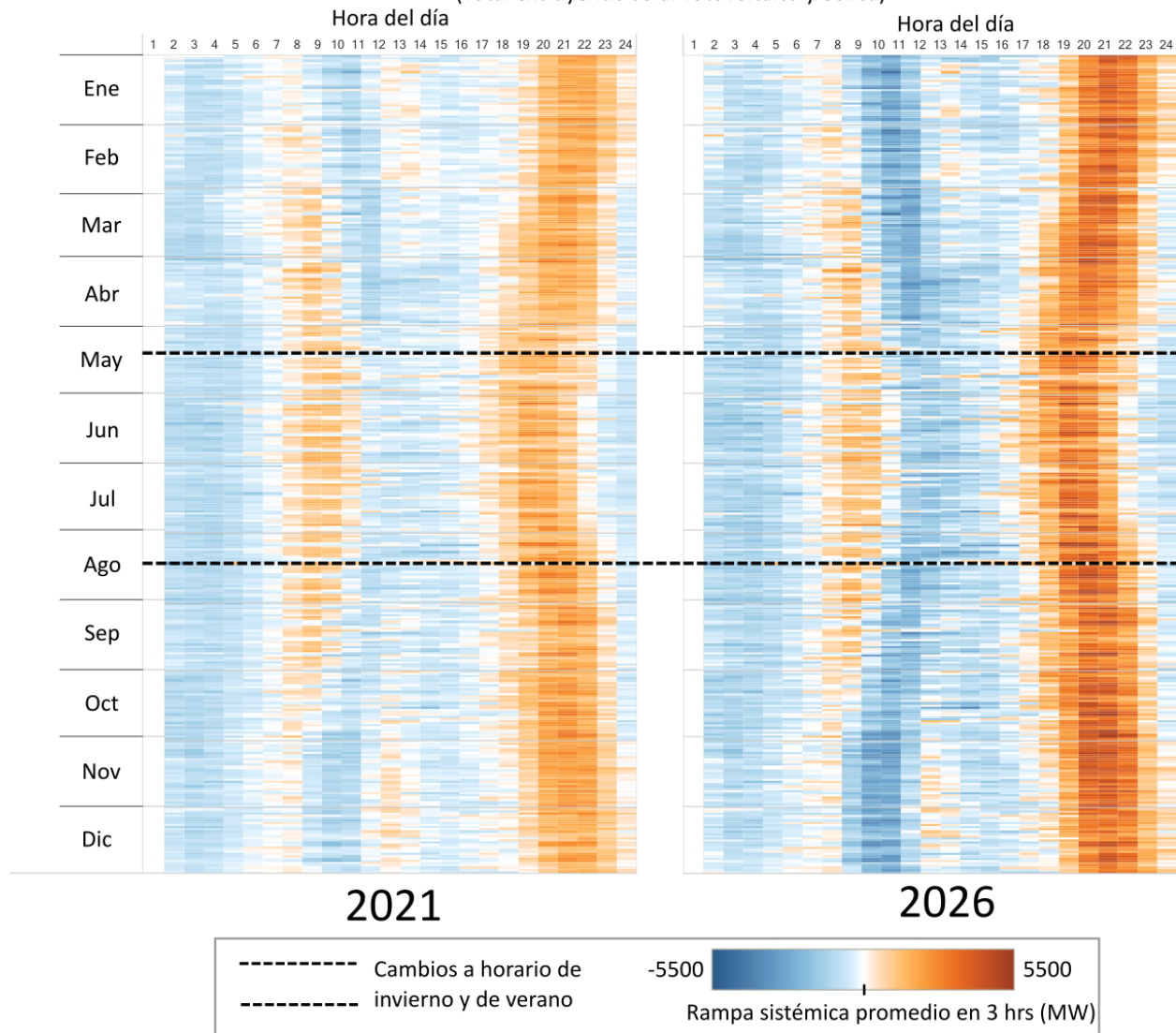


Figura 17: Proyección de requerimientos de rampa de demanda neta en 1 hora para un contexto posible en el año 2021 y 2026 (Fuente: Elaboración propia [15])

### Rampa en 3 horas de "generación neta" estimada (Total excluyendo solar fotovoltaica y eólica)



**Figura 18: Proyección de requerimientos de rampa de demanda neta en 3 horas para un contexto posible en el año 2021 y 2026 (Fuente: Elaboración propia)**

En un contexto de alta penetración de energía renovable, es previsible que las horas de operación a capacidad máxima de centrales gestionables se produzca mayoritariamente durante transición solar (amanecer – atardecer) y la noche. Durante las horas de día, la operación esperada es mayoritariamente a mínimo técnico o detenida.

## 5 DESAFÍOS EN EL CONTEXTO ACTUAL Y PREVISIBLE DE DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO

A continuación, se sintetizan algunos desafíos identificados.

### 5.1 D.1: Desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta

A medida que aumenta la penetración de generación renovable variable en el sistema eléctrico, la matriz de generación tiende a adecuarse a la reducción de la necesidad de operar centrales de manera continua a capacidad nominal mediante la utilización de unidades diseñadas, tanto por sus parámetros técnicos como por su estructura de costos, para tener un menor factor de utilización.

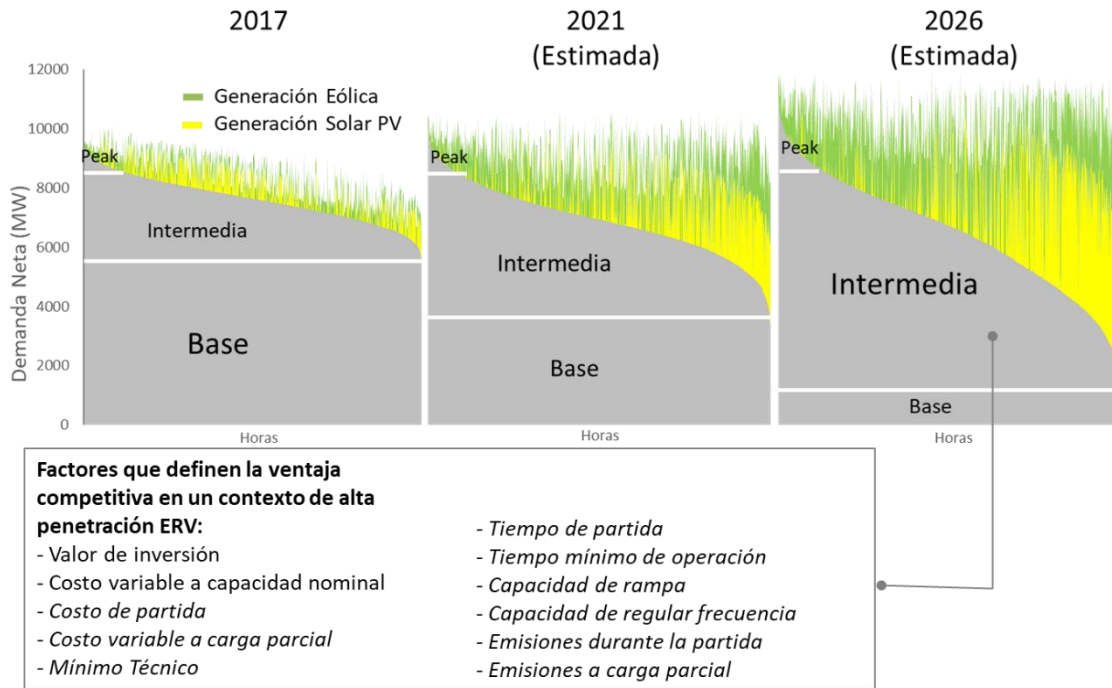
Estas unidades pueden ser centrales de ciclo combinado (CCGT), centrales de ciclo abierto (OCGT), motores a gas, sistemas de almacenamiento (central de bombeo, baterías de hasta 5 horas de duración, sistemas térmicos, sistemas de aire comprimido), y centrales diésel. En general estas centrales son más flexibles, en términos de *turndown* y capacidad de rampa, que las unidades a carbón (con los parámetros técnicos disponibles actualmente en Chile) y pueden proveer servicios de regulación de frecuencia<sup>32</sup>.

Las centrales a carbón también pueden realizar adaptaciones para aumentar su flexibilidad, como por ejemplo reducir los mínimos técnicos mediante el uso de combustible alternativo, o mediante el uso de sólo un pulverizador en esta operación; mejora de procesos y sistemas para realizar embancamiento; mayor digitalización de sus sistemas; entre otros [13] [16].

En un contexto de alta integración de ERV, el valor de los activos gestionables se medirá de una manera distinta a la que se ha utilizado históricamente; es decir, otras propiedades, adicionales al valor de inversión, costo variable a capacidad nominal y emisiones a carga nominal, serán relevantes para definir la competitividad de los activos y permitir una operación más económica del sistema eléctrico en su conjunto. En la Figura 19 se presenta la evolución posible del sistema, representada por la curva de duración de la demanda neta y la generación renovable variable coincidente. También se indican los factores que definen la ventaja competitiva de los activos flexibles en un contexto de alta penetración ERV.

---

<sup>32</sup> Como se verá más adelante en la Sección 5.2.9, por aplicación de la normativa ambiental de control de emisiones el mínimo técnico de centrales CCGT, con cumplimiento de normativa ambiental, restringe la flexibilidad de estas unidades. Esto se debe a que los requerimientos del DS 13 en Chile para unidades de gas operando a carga parcial es más estricto que los requerimientos establecidos en Estados Unidos y Europa para el mismo tipo de unidades [10].



**Figura 19: Competitividad de centrales termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable.**  
Fuente: Elaboración propia.

Bajo la consideración de un sistema eléctrico con suficiencia para abastecer la demanda, **la provisión de flexibilidad asociada a necesidades de balance del sistema se puede considerar como un servicio derivado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades** [17]. Se debe tener en cuenta que uno de los factores que motiva inversión en los sistemas eléctricos es la necesidad de proveer capacidad para dar suficiencia al sistema para abastecer la demanda máxima, para ello se define un esquema de pagos por capacidad.

La capacidad de respuesta de la demanda también tiene un rol como una fuente de flexibilidad y suficiencia del sistema, aunque en mercados como MISO se reconoce su aporte a la suficiencia del sistema cuando la demanda tiene capacidad de generación gestionable instalada detrás del medidor [18]<sup>33</sup>.

Uno de los principios de microeconomía que se aplica en la definición y operación de un mercado eléctrico en un contexto de planificación centralizada tiene relación con la maximización del bienestar social para el abastecimiento de la demanda. Por otra parte, en un contexto de desarrollo de un mercado competitivo, si se considera que no existen economías de escala, y se tiene competencia en cada nivel de abastecimiento de la demanda (base, media, y punta), la estrategia de las empresas consiste en maximizar su función de utilidad.

Es posible demostrar que, en ambos contextos (planificación centralizada y mercado perfectamente competitivo), el volumen de inversión “óptimo” en un tipo de tecnología de generación es equivalente

<sup>33</sup> Ver Sección 4.2.6 Demand Response Resources (DRR) Type I and Type II – Qualification Requirements.

[19] [20]. En el corto plazo, el nivel óptimo de inversión en una tecnología específica también depende de los sistemas de generación heredados, es decir, el nivel de inversión en las otras tecnologías que se ha dado como parte de la evolución del sistema eléctrico para satisfacer necesidades derivadas de una combinación de factores y circunstancias que se han presentado en un momento determinado.

En la Figura 20 se ilustran las condiciones de optimalidad tomando como referencia un mercado con tres tecnologías convencionales de generación. En la sección izquierda de la figura se realiza el análisis en un contexto de baja penetración de energía renovable variable donde la curva de duración de la demanda podría considerarse “similar” a la curva de duración de la demanda neta (o no es afectada de manera significativa). En la sección derecha de la figura se realiza el análisis en un contexto de alta penetración de energía renovable variable donde la curva de duración de la demanda neta tiene un cambio significativo respecto de la curva de duración de la demanda. En esta última gráfica (sección derecha de la Figura 20), por simplicidad, se omite la generación renovable variable coincidente, como la ilustrada en la Figura 19.

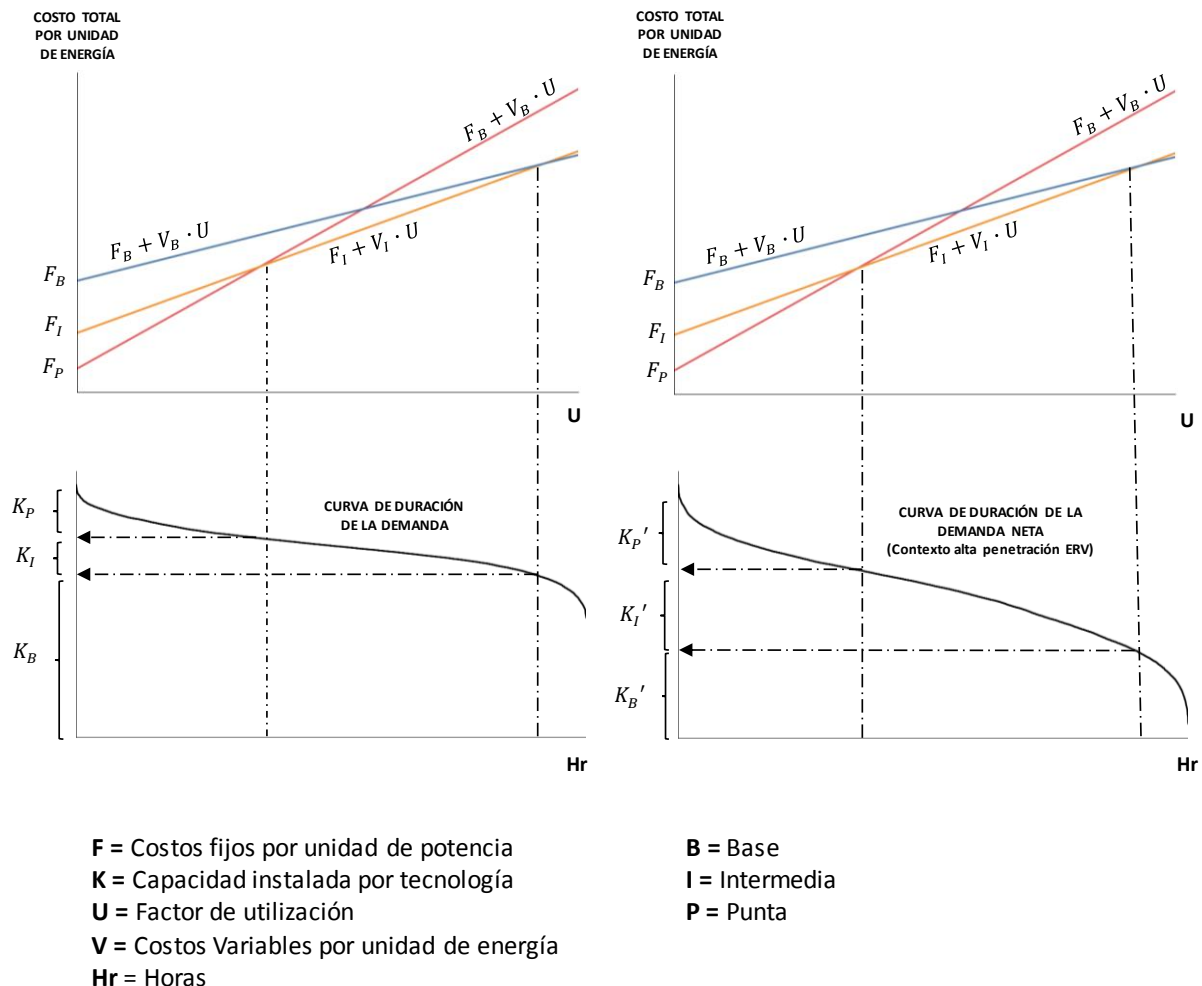


Figura 20: Análisis de condiciones de optimalidad en el desarrollo del mercado

En la parte superior de la Figura 20 se presenta el costo total de suministro por unidad de energía para las tres tecnologías convencionales consideradas (se omite la tecnología renovable variable porque está

incorporada al realizar el análisis con la curva de duración de la demanda neta). Es posible concluir que en un contexto de alta penetración de energía renovable disminuye la capacidad  $K_B$  "óptima" y aumentan las capacidades  $K_i$  y  $K_p$  "óptimas" para abastecer la demanda neta del mercado. Se puede inferir:

1. Que un aumento de la brecha entre demanda y demanda neta producto de la mayor inserción de ERNC (solar y eólica) naturalmente disminuye el nivel óptimo de inversión en fuentes de generación base (Desde  $K_B$ ) y aumenta la necesidad de fuentes que tengan la capacidad de suministrar de manera eficiente la demanda durante menos horas de operación.
2. Si se considera que una operación en modo de ciclaje aumenta los costos de unitarios de operación de tecnologías térmicas de generación "intermedia" (aumenta la pendiente de la curva de color naranja), consecuentemente se desplazarían los puntos de intersección de esta tecnología con las alternativas de base y punta, produciendo un mayor espacio para la contribución de las unidades de punta en el sistema (asumiendo que la tecnología de "punta" es eficiente para la operación en ciclaje y sus costos de operación no se ven afectados de la misma forma que los costos de operación de tecnología "intermedia" operando en modo de ciclaje).

Por lo tanto, **la provisión de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema también se puede considerar un resultado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades.**

El análisis indicado anteriormente asume que los tres tipos de unidades, en distintas proporciones, son capaces de suministrar de manera sostenible en el tiempo los servicios de balance requeridos por el sistema. Lo anterior se debiera cumplir en la medida que los pagos por la restricción activa de seguridad en la operación (costo extra asociado al costo marginal de la reserva) sea equivalente al costo de las reservas en la operación real, o el desajuste que se produzca sea una imperfección "tolerable" para los grupos de interés<sup>34</sup>.

Como se indica en [20], el aspecto clave para conseguir la máxima eficiencia económica en el suministro es la adecuación entre los ingresos totales de los generadores y sus costos totales, siendo de largo plazo las consecuencias de un desajuste entre los costos e ingresos: inviabilidad económica de instalaciones existentes, beneficios excesivos, y decisiones de inversión no eficientes. Se indica que para que los costos marginales conduzcan a un sistema eléctrico viable, es preciso que se hagan coincidir los pagos realizados por los consumidores para comprar la electricidad, los ingresos obtenidos por los suministradores y los costos totales de suministro, hecho que se sintetiza en la Figura 21.

---

<sup>34</sup> Como se indicó anteriormente, Alfred Kahn, en "The economics of regulation", indica: "All competition is imperfect; the preferred remedy is to try to diminish the imperfection. Even when highly imperfect, it can often be a valuable supplement to regulation.

But to the extent that it is intolerably imperfect, the only acceptable alternative is regulation. And for the inescapable imperfections of regulation, the only available remedy is to try to make it work better." [3]



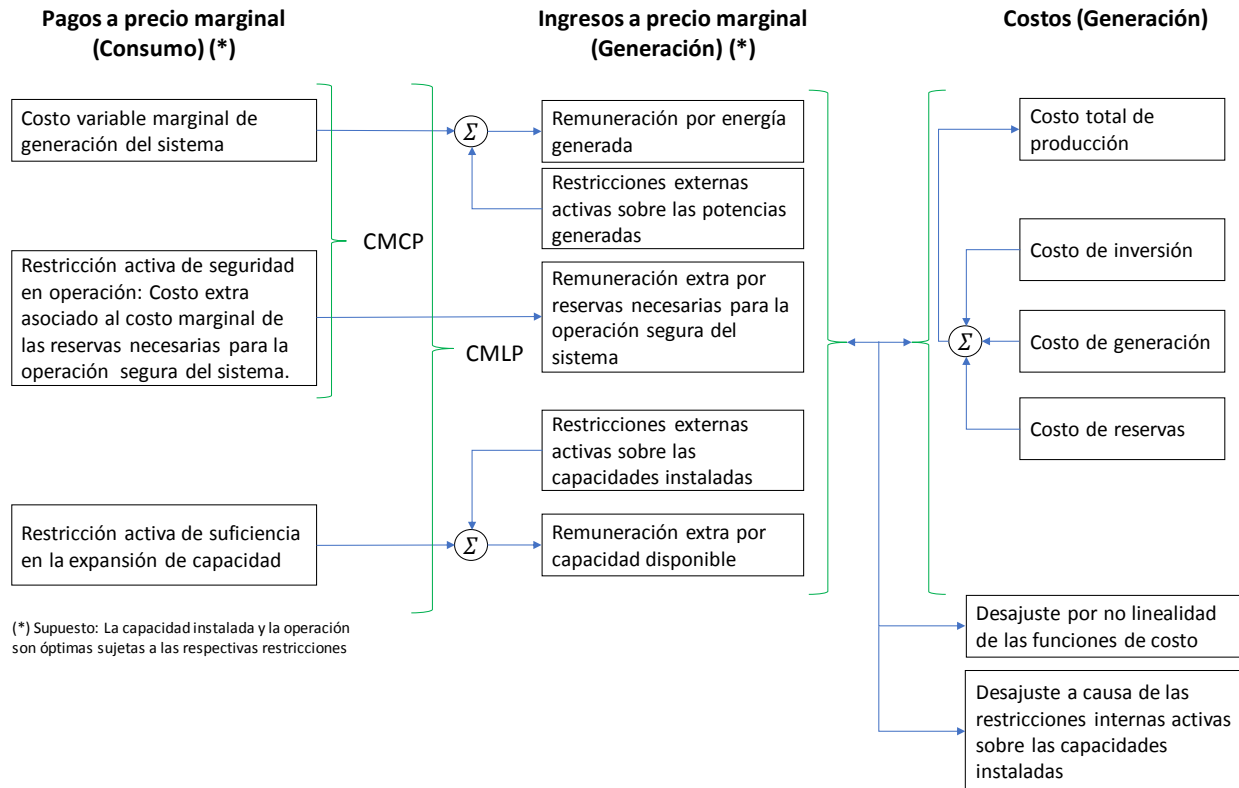


Figura 21: Condiciones para que los precios marginalistas conduzcan a un sistema eléctrico viable. Adaptado de [20]

En California definen los requerimientos de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema en función de la máxima rampa de demanda neta mensual esperada en periodos de 3 horas. **Se considera que los recursos tienen capacidad flexible si son capaces de mantener o aumentar su producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad** [21]<sup>35</sup>. Las Necesidades de Capacidad Flexible se definen en función de:

- Rampa máxima mensual en un periodo de tres horas continuas, empezando a una hora determinada,  $\text{Max}(3RR_{HRx,mes i})$ .
- Contingencia simple más severa (pérdida de unidad más grande), MSSC.
- Factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda ( $\epsilon$ )<sup>36</sup>.
- Demanda máxima mensual esperada,  $E(PL_{mes i})$

<sup>35</sup> Específicamente se indica: “Flexible capacity need” is defined as the quantity of resources needed by CAISO to manage grid reliability during the greatest three-hour continuous ramp in each month. Resources will be considered as “flexible capacity” if they can sustain or increase output, or reduce ramping needs, during the hours of “flexible need”

<sup>36</sup> Al momento de definir este procedimiento, se indicó que para el año 2014 el valor de  $\epsilon$  sería cero [19]. Al año 2019, el valor propuesto para  $\epsilon$  continúa siendo cero [76].

Específicamente la **Necesidad de Capacidad Flexible (NFC)** para un mes ha definido como<sup>37, 38</sup>:

$$NFC_i = \text{Max} (3RR_{HRx,mes i}) + \text{Max} (MSSC, 3,5\% * E(PL_{mes i})) + \epsilon$$

De manera temporal, se han definido tres categorías para las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad de la demanda neta, ilustradas en la siguiente figura [22]<sup>39</sup>.

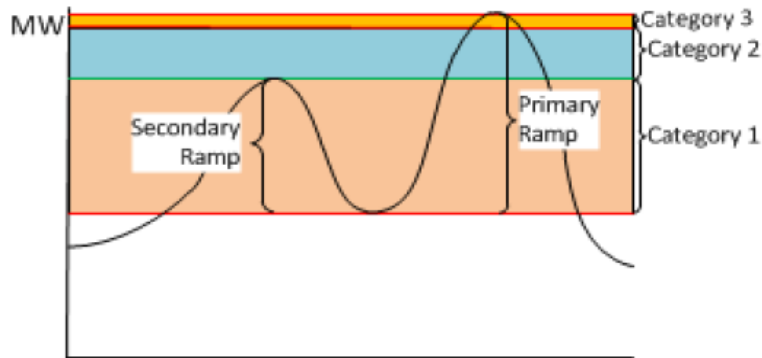


Figura 22: Categorías de flexibilidad definidas en California (Fuente: CAISO [23])

- **Categoría 1 (Flexibilidad Base):** Necesidad operacional determinada por la magnitud de la mayor rampa durante 3 horas continuas en el inicio del día (rampa secundaria).
- **Categoría 2 (Flexibilidad Peak):** Necesidad operacional definida por la diferencia entre el 95% de la máxima rampa de 3 horas continuas de la demanda neta y la máxima rampa de 3 horas continuas en

<sup>37</sup> El 2018 se propuso un cambio para responder a nuevos requerimientos del “NERC standard on calculating contingency reserve - WECC Standard BAL-002-WECC-2a Contingency Reserve”. [39]

<sup>38</sup> Respecto al factor 3,5% que se indica en la fórmula, la California Public Utilities Commission (CPUC) indica: “The 3.5 percent portion of this equation was originally established to address overlap between flexible RA provisions and contingency reserves. However, the basis for determining the quantity of contingency reserves needed has since been revised.”

Posteriormente, el año 2018, la CPUC indicó que con las modificaciones que se han introducido al estándar NERC sobre el cálculo de reservas por contingencia (WECC Standard BAL-002-WECC-2a Contingency Reserve), la forma de determinar la reserva por contingencia ha cambiado [40]. Teniendo como referencia los cambios introducidos, el Operador Independiente del Sistema Eléctrico de California (CA-ISO) está proponiendo modificar el factor 3,5% para que sea consistente con los requerimientos del nuevo estándar. Particularmente, CA-ISO propuso cambiar la fórmula considerando la siguiente expresión:

$$\text{Maximum Forecasted 3-Hour ramp} + \frac{1}{2} \text{Max} (MSSC, 6\% \text{ of the monthly expected peak load}) + \epsilon$$

CAISO indica que: “6% of the monthly expected peak load is approximately equivalent to the sum of three percent of hourly integrated load plus three percent of hourly integrated generation.”

<sup>39</sup> Appendix A: Adopted Flexible Capacity Procurement Framework.

el inicio del día (Flexibilidad Base). Esta se cuenta en el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [24].

- **Categoría 3 (Flexibilidad Super Peak):** Necesidad operacional determinada por el 5% de la máxima rampa de 3 horas continuas de la demanda neta. Esta se cuenta en el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [24].

**Desde el punto de vista de suficiencia para abastecer la demanda, el esquema de potencia de suficiencia vigente en Chile satisface la necesidad de cubrir la demanda base más la Necesidad de Capacidad Flexible (demanda máxima); no obstante, es crítico notar que en una transición hacia una mayor integración de generación renovable variable, la tasa de crecimiento de la demanda máxima será menor que la tasa de crecimiento de la Necesidad de Capacidad Flexible del sistema. Por lo tanto, de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 20 y Figura 21, es crítico contar con los mecanismos de adecuación (suficiencia) a las Necesidades de Capacidad Flexible, aspecto que se verá más adelante en este reporte (Sección 5.7.1 y 5.7.2).**

## **5.2 D.2: Desafíos relacionados a la programación de la operación de corto plazo**

### **5.2.1 D.2.1: Asimetría en riesgo de aplicación de pronóstico de ERV y definición de responsabilidad**

Los errores de predicción aumentan las partidas de unidades flexibles y reducen la generación de unidades menos flexibles, que tienen menor costo de producción. Los errores de proyección tienen diversos impactos dependiendo de si la desviación del pronóstico es hacia arriba o hacia abajo.

El análisis de vertimientos o recortes de energía renovable variable permite inferir una clara relación entre el nivel y dirección del error de pronóstico de generación renovable variable y la posibilidad de vertimiento de dicha fuente de generación. Por una parte, en el caso de **sub-estimación** de generación renovable variable, es decir, en aquellos casos en que el programa de corto plazo indica menos generación solar y/o eólica que la efectivamente disponible en el despacho real, tanto la probabilidad como la magnitud del recorte de energía renovable variable aumenta con la magnitud del error (sub-estimación) de predicción (ver Caso 1 en Sección 3.3.1). Por otra parte, en el caso de una **sobre-estimación** de la generación renovable variable, es decir, en aquellos casos en que el programa de corto plazo indica más generación solar y/o eólica que la efectivamente disponible en el despacho real, la probabilidad de vertimiento es menor y la magnitud del vertimiento disminuye con el aumento de la magnitud del error (sobre-estimación) de predicción.

La dinámica indicada anteriormente se basa en las implicancias que tiene el pronóstico de energía renovable variable en la programación de la operación de corto plazo de unidades térmicas. En el caso de una sub-estimación de generación renovable variable, más unidades térmicas pueden ser comprometidas en la programación de la operación de corto plazo. Luego, en la operación en tiempo real, dado que las

unidades térmicas generalmente sólo pueden reducir su generación a nivel de mínimo técnico (sin apagarse), y por lo tanto dejan menos espacio para el mayor nivel de generación renovable variable disponible (respecto del proyectado), se produce vertimiento de generación renovable variable. El compromiso de una mayor capacidad de generación térmica debido a una subestimación de la generación renovable variable puede llevar a un despacho sub-óptimo<sup>40</sup>.

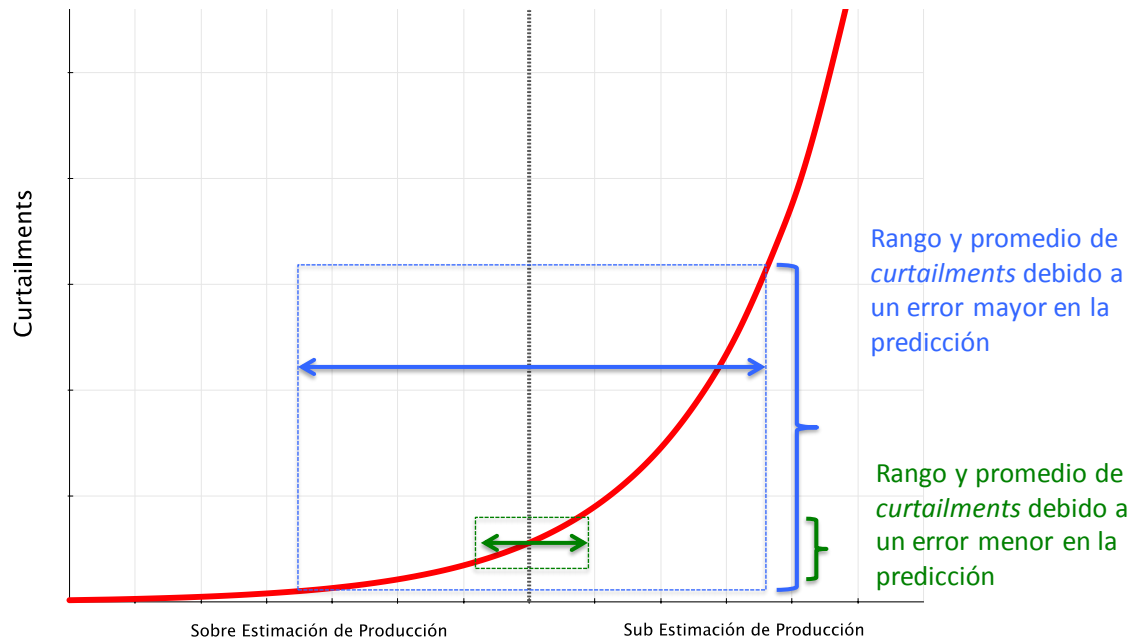
Por otra parte, en el caso de una sobre-estimación de la generación renovable variable, se podría comprometer menos unidades de generación térmica en el programa de corto plazo. Luego, en la operación en tiempo real, en ausencia de restricciones de transmisión, debiera ser posible inyectar la totalidad de la generación renovable variable, disminuyendo la probabilidad de vertimiento. No obstante, en casos extremos, una menor disponibilidad de fuentes de generación renovable variable respecto de lo indicado en el programa de corto plazo puede llevar a eventos donde la confiabilidad de la operación del sistema pueda verse comprometida [25] [26] [27].

Por lo tanto, la reducción de la magnitud de los errores de pronóstico de energía renovable variable reduce la posibilidad de vertimientos en el sistema y favorece una operación más económica y segura del sistema eléctrico en su conjunto.

La Figura 23 ilustra la relación funcional entre la magnitud y dirección del error de pronóstico de energía renovable variable y la magnitud esperada de vertimiento. De la figura se puede inferir que la mejora de los pronósticos de generación renovable variable beneficia a los generadores renovables variables disminuyendo la posibilidad y magnitud de los vertimientos.

---

<sup>40</sup> En términos generales, por diversos factores, se puede observar que durante el año 2018 el programa de operación de corto plazo tiende a hacer un compromiso mayor de unidades a carbón del realmente necesario en la operación real. Es decir, en la operación real es posible observar una menor generación a carbón de la programada.



**Figura 23: Efecto de una sobre estimación o una sub-estimación de la producción de ERV en la probabilidad de curtailment.**  
Fuente: Adaptado de CRA [27]

Del análisis realizado, también se puede inferir que **existe una asimetría en los riesgos percibidos por el Coordinador y por los generadores renovables variables**. Por una parte, para el generador renovable variable la sobre-estimación del pronóstico reduce posibilidad y magnitud de vertimiento; por otra, el Coordinador percibe un mayor riesgo en la operación que - en casos extremos - puede llevar a eventos que comprometan la operación confiable y económica del sistema.

Esta asimetría de riesgo produce la necesidad de que el Coordinador, como responsable de la operación del sistema bajo los principios establecidos en el Artículo 72-1 de la LGSE (donde en orden de prioridad se debe cumplir primero con la operación segura del sistema), sea en última instancia responsable de validar los pronósticos que utilizará en el programa de corto plazo (en línea con lo indicado en el DS 125/2017 del Ministerio de Energía, Artículos 49 y 64). La mejor práctica para ello es combinar múltiples fuentes de información para reducir sesgos de proyección y tener la opción de seleccionar el mejor pronóstico para condiciones meteorológicas específicas [28] [29]. Por otra parte, se ha observado un foco en priorizar los esfuerzos de mejora de pronósticos de corto plazo (entre 1 a 6 horas) [30].

Se debe tener en consideración que un pronóstico de viento utiliza el resultado de modelos de predicción numérica del tiempo (Numerical Weather Prediction Models) como datos de entrada para predecir velocidad del viento, dirección del viento y otros factores. Predicciones de tipo *Day-ahead* utilizan sólo datos de modelos de predicción numérica del tiempo. Para predicciones de corto plazo (hasta ocho horas) se combinan datos de mediciones *on-line* con datos de modelos de predicción numérica [31]. En algunos casos, los modelos de predicción numérica del tiempo se actualizan hasta cuatro veces al día [32]. La frecuencia de actualización y el instante de utilización de los modelos de predicción numérica afectan la precisión de las predicciones tipo *Day-ahead*. Se sugiere consultar al proveedor de modelos de predicción

de generación renovable variable la forma de actualización de los modelos de predicción tipo *Day-Ahead* de manera de alinear sus procesos con el proceso de programación de la operación y, de esa forma, utilizar los datos más actualizados posibles en el proceso de programación de la operación.

Por lo tanto, el generador renovable variable no necesariamente debiera ser responsable del pronóstico de ERV que se utiliza en la programación de la operación de corto plazo. El generador renovable variable tiene incentivos a verificar que los pronósticos que se estén utilizando sean adecuados y estén en cierta forma alineados con los valores que percibe de acuerdo a estimaciones periódicas propias que debe realizar e informar de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Técnica (Artículo 7-13).

Si se cuenta con un desarrollo de transmisión adecuado, **el diseño de una medida de gestión robusta para abordar una mejora en los pronósticos de energía renovable variable es una decisión económica**, que se puede evaluar mediante un análisis de costo beneficio entre diferentes opciones. **Si la materialización del desarrollo de un sistema de transmisión no se materializa de manera oportuna, las medidas para reducir errores de pronósticos pueden tener un retorno aún más significativo, y requerirán una evaluación detallada de dinámicas locales.** Lo anterior quiere decir que el desempeño de un sistema de pronósticos no solo debe ser evaluado con métricas de desempeño agregadas a nivel de sistema, sino que los efectos locales y temporales son relevantes. Se requiere una evaluación costo beneficio del impacto de la reducción del error de pronóstico para determinar el número apropiado de proyecciones a considerar y la forma adecuada de combinarlas.

A diferencia de lo indicado en [5]<sup>41</sup>, los agentes de generación renovable, por si solos, no están en la mejor posición para gestionar la mejora de pronósticos porque no poseen las capacidades tecnológicas para realizar las proyecciones de generación renovable variable. El servicio de pronóstico es realizado por empresas especializadas que no son empresas de generación. En este contexto, una agrupación de intereses a nivel de industria, como la que puede gestionar el Coordinador (en cumplimiento con los requerimientos establecidos en los Artículos 49 y 64 del DS 125) u otro agente agrupador de necesidades, está en mejor posición para establecer contratos y definir programas de mejora continua de pronósticos a nivel regional y consecuentemente para cada central.

Los generadores ERV, cumpliendo con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica (Artículo 7-13), informan al Coordinador de manera horaria sus pronósticos de generación; los que en la actualidad no son utilizados para ajustar el PCP<sup>42</sup>.

---

<sup>41</sup> Se indica: “Es posible afirmar que es el propio generador quien está en mejor disposición de ajustar la previsión de disponibilidad de cada medio de generación para inyectar energía en el futuro.”

<sup>42</sup> En [4] se indica: “Las reprogramaciones brindan a los agentes la posibilidad de modificar su compromiso a medida que se genera nueva información sobre su disponibilidad y eso crea un incentivo a comunicar lo antes posible cualquier tipo de indisponibilidad al operador del sistema”. Bajo el esquema regulatorio vigente en Chile, los generadores ERV deben, en función de los requerimientos definidos en la Norma Técnica, informar la actualización de sus pronósticos de manera horaria.

Finalmente, el uso de pronósticos centralizados ha sido una práctica utilizada por diferentes operadores de sistemas eléctricos en Norteamérica para verificar la programación de la operación, requerimientos de reserva y la confiabilidad del despacho [31].

En el caso de ERCOT en Texas se definen índices de desempeño trimestrales y anuales para el desempeño de los pronósticos de generación eólica. Para el caso de pronósticos eólicos se utiliza el *Mean Average Percent Error* (MAPE), el cual en el rango esperado debe ser inferior a 15% (promedio mensual de pronósticos diarios utilizados en la programación de la operación). Como objetivo ambicioso se define que sea menor a 10% (durante el año 2016 fue menor a 6,9%) [33].

La asignación del costo del sistema centralizado de pronósticos depende de cada sistema. En algunos casos lo paga el operador del sistema, en otros, el costo se asigna a los generadores renovables variables (en distintas proporciones).

### **5.2.2 D.2.2: Adaptación de la instancia de desarrollo del programa de corto plazo a los desafíos de variabilidad de recursos energéticos y necesidades de control de costos de operación**

Como se indicó anteriormente, **es crítico notar que hay dos formas de mitigar los efectos de los errores de proyección de demanda y generación renovable variable: 1.) mejorar las proyecciones y 2.) mejorar el proceso de programación de la operación y despacho.** En otras palabras, si fuera factible un proceso de despacho más flexible que pudiera sobrellevar de mejor forma errores de proyección, entonces los errores de proyección serían menos relevantes.

Con la práctica de programación de la operación de corto plazo actual es posible identificar tres desafíos que afectan la magnitud de las desviaciones observadas:

- La programación de la operación de corto plazo para el día siguiente a un día hábil se realiza con información que está disponible entre las 9:00 y 10:00 am del día antes (Sección 3.2.2, literal d). De acuerdo a lo indicado en la Figura 3, se realiza con información disponible hasta las 10:00 am, pero podría darse el caso que se realice con información disponible después de esa hora.
- La programación de la operación de corto plazo de un día hábil posterior a un día no hábil se realiza con proyecciones disponibles en el último día hábil previo al día no hábil.
- La programación de la operación de corto plazo de días no hábiles se realiza con proyecciones disponibles en el último día hábil previo al día no hábil. Esto sólo es importante cuando se tienen dos días no hábiles consecutivos.

Lo indicado anteriormente es relevante por los siguientes aspectos:

- La programación de la operación en 1 de 7 días de la semana (días domingos) se realiza con pronósticos que han sido realizados con alrededor de 38 horas de anticipación.

- La programación de la operación en 1 de 7 días de la semana (días lunes) se realiza con pronósticos que han sido realizados con alrededor de 62 horas de anticipación.
- La programación de la operación de 5 de 7 días de la semana (martes a sábado) se realiza con información que tiene al menos 12 horas de anticipación del momento en que el programa comienza a ser aplicado. Lo anterior se produce en un contexto donde la operación efectiva para enfrentar la transición del horario solar y el final del día puede cambiar las condiciones iniciales que se consideran para el programa del día siguiente.

Debido a los tres factores indicados, **actualmente la lista de mérito de costo variable de las unidades es un instrumento de gestión más efectivo que el programa de operación de corto plazo propiamente tal.** Esto puede producir una brecha gestionable entre el costo de operación efectivo del sistema para un nivel de seguridad definido, y el costo de operación “esencial” para la operación del sistema con el mismo nivel de seguridad; lo que sin lugar a dudas es una oportunidad que debe ser aprovechada.

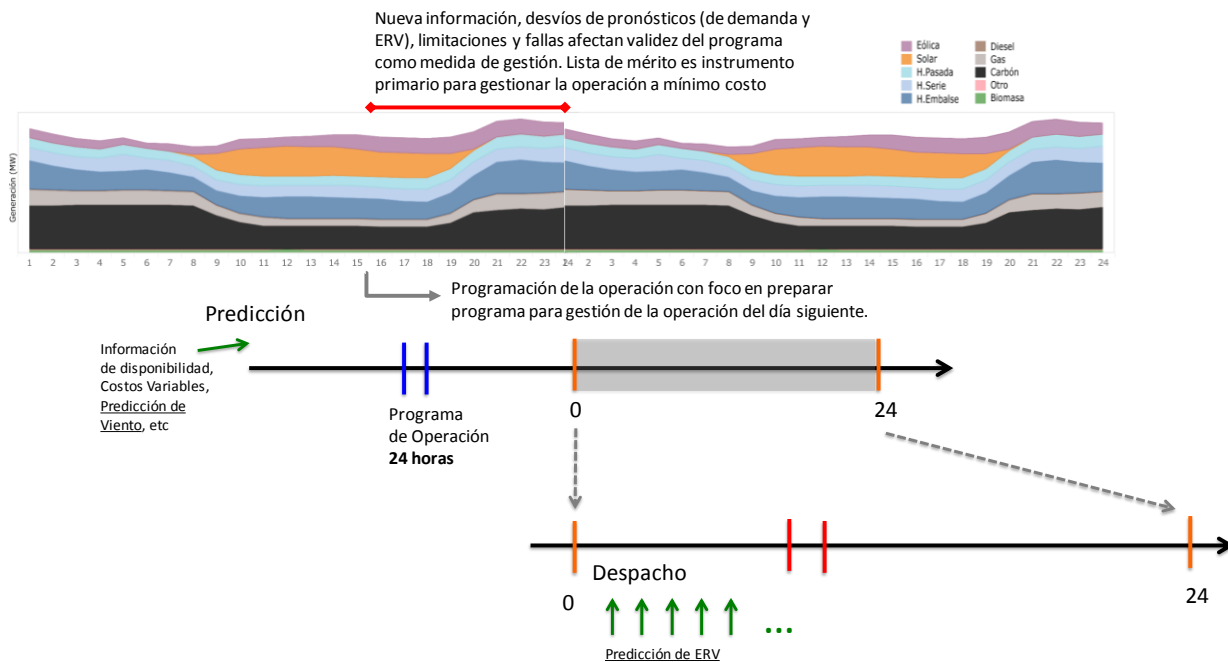


Figura 24: Práctica de desarrollo y desafío de uso de programa de operación de corto plazo con procedimientos vigentes.

La integración eficiente de fuentes de generación renovables variables requiere un sistema de programación de la operación más sofisticado. La mayor sofisticación del programa de operación de corto plazo se traduce en la necesidad de:

- Contar con una representación realista de las reservas disponibles en el sistema durante el proceso de programación de la operación.
- Co-optimizar el suministro de energía y reservas para control de frecuencia, requerimiento que actualmente se cumple en la PCP por la forma como se configura la simulación de corto plazo.



- Dado que la flexibilidad disponible en el sistema depende del estado operacional del mismo, se debe utilizar mecanismos para asegurar que la programación de la operación esté alineada tanto como sea posible a la operación real del sistema.
- Buscar alternativas para mejorar la gestión de la incertidumbre asociada a las desviaciones de pronósticos de energía renovable variable, particularmente eólica, en horizontes mayores de tiempo (por ejemplo, horizontes mayores a 4 a 8 horas)<sup>43</sup>.
- Alinear el proceso de programación de la operación de corto plazo a periodos de tiempo que permitan verificar operación a mínimo costo (por ejemplo, validar despacho a mínimo técnico de unidades térmicas durante el día) y crear mejores antecedentes de gestión para enfrentar periodos de operación más complejos del sistema (por ejemplo, durante el periodo de transición solar al final del día).
- Ajustar necesidades de reserva para regulación de frecuencia en la medida que hay cambios en las condiciones de operación del sistema que justifiquen un ajuste a los requerimientos de reserva. Para ello se debe evaluar y definir ventanas de tiempo y condiciones de operación de ERV adecuadas en términos de los requerimientos de reserva para mantener la seguridad y operación a mínimo costo del sistema.
- Alinear la entrega del Pronóstico del Día Siguiendo y Programación Semanal de generación ERV, definidos en el Artículo 7-13, a los instantes previos a que se realice una PCP. Por ejemplo, 1 hora antes que se realice la simulación.
- Alinear procesos del proveedor de pronóstico centralizado con el proceso de programación de la operación para de esa manera utilizar en éste último los datos más actualizados posibles<sup>44</sup>.

La Figura 25 ilustra una sugerencia para ajustar el desarrollo del programa de operación de corto plazo a dos instancias críticas de gestión de la operación del sistema. La primera es determinar un programa con horizonte de 24 horas al momento que se inicia la rampa solar en la mañana para verificar el número de unidades térmicas operando a mínimo técnico que es necesario en el sistema, y de esa forma determinar oportunidades para reducir costos de operación. La segunda es determinar un nuevo programa de 24

---

<sup>43</sup> La generación solar en la zona norte de Chile presenta una incertidumbre baja.

<sup>44</sup> Como se indicó en la Sección 5.2.1, un pronóstico de viento utiliza el resultado de modelos de predicción numérica del tiempo (Numerical Weather Prediction Models) como datos de entrada para predecir velocidad del viento, dirección del viento y otros factores. Predicciones de tipo Day-ahead utilizan sólo datos de modelos de predicción numérica del tiempo. Para predicciones de corto plazo (hasta ocho horas) se combinan datos de mediciones on-line con datos de modelos de predicción numérica [11]. En algunos casos, los modelos de predicción numérica del tiempo se actualizan hasta cuatro veces al día [12]. La frecuencia de actualización y el instante de utilización de los modelos de predicción numérica afectan la precisión de las predicciones tipo Day-ahead. Es importante verificar que la forma de utilización de los resultados facilite el uso de la información más actualizada posible.

horas previo a la rampa que se produce al finalizar el horario solar para generar más información que puede ser considerada como instrumento de gestión para enfrentar los desafíos de la operación. En cada caso, es crítico considerar como condición inicial información, tan actualizada como sea posible, de pronósticos y estado de operación del sistema. A juicio del consultor, estas dos instancias de programación de la operación pueden ser ejecutadas manteniendo el trabajo de los profesionales en los horarios laborales actuales.

Se sugiere avanzar también en realizar la programación de la operación los sábados, domingos y festivos. Implementar la política de desarrollar la programación de la operación durante sábados, domingos y festivos es una decisión económica. A futuro se puede evaluar la operación durante los fines de semana para evaluar brechas con su respectivo costo estimado. Dicho costo debería ser comparado con el costo de tener un sistema de turnos y el beneficio que dicho sistema podría traer para la operación económica del sistema.

Proceso con mayor adaptabilidad para facilitar garantía de minimización de costos de operación manteniendo requerimientos de seguridad.

Necesidad de optimizar proceso de verificación y carga de datos al modelo de optimización y aplicación de resultados de manera oportuna.

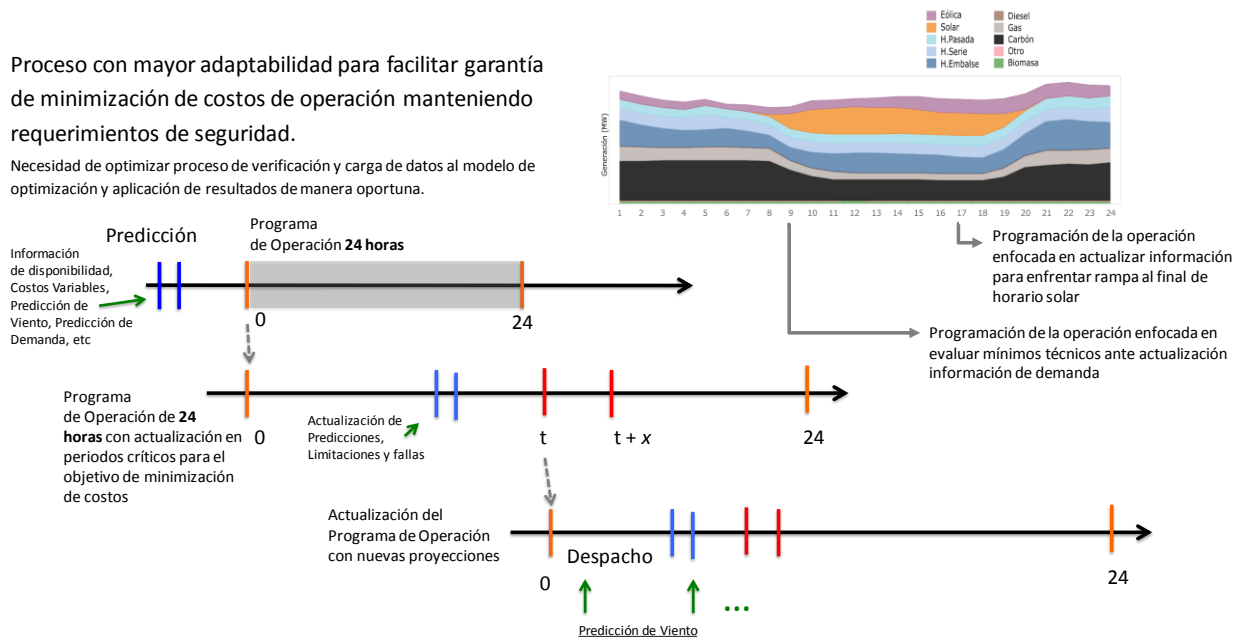


Figura 25: Sugerencia para alinear instancias de programación de operación de corto plazo a desafíos de gestión de costo operación (por operación a mínimo técnico) y necesidad de información para enfrentar rampa al final del horario solar

En la medida que la operación del sistema sea más compleja, es probable que sea necesario verificar que las condiciones de operación posterior a la rampa al final del día sean las más económicas para un nivel de seguridad definido. Para ello puede ser necesario insertar una nueva instancia de programación de la operación al final del día; lo que requeriría cambiar la estrategia de trabajo y gestión de personal a nuevos horarios.

Independiente de lo indicado en el párrafo precedente, **para garantizar la programación y operación del sistema en cumplimiento con los principios definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, es necesario que la programación de la operación se realice todos los días y se disminuya el periodo de tiempo entre: 1.) la**

recolección de información y la ejecución del PCP, y 2.) la finalización de la ejecución del PCP y su aplicación.

### 5.2.3 D.2.3: Definición de reservas ajustada a variabilidad percibida en el horizonte de programación de corto plazo

Un factor que debe ser considerado al momento de evaluar los efectos de la integración de generación eólica en el sistema, sobre todo en mayores niveles de penetración, es la curva de potencia característica de los generadores eólicos, ilustrada en la Figura 26. El error de proyección de generación puede variar en gran medida dependiendo de la velocidad del viento. Si la velocidad del viento está en el rango indicado como S2, un desvío pequeño en la velocidad del viento lleva a un desvío mayor en la generación del generador. Si la velocidad del viento está en el rango S3, el efecto de las desviaciones en la predicción de la velocidad del viento puede ser menor, a no ser que esté en el rango superior de S3 (cerca de S4), en cuyo caso un error puede llevar incluso a la desconexión del generador. Estas diferencias en el potencial impacto de los errores de pronósticos producen distintas necesidades de reservas.

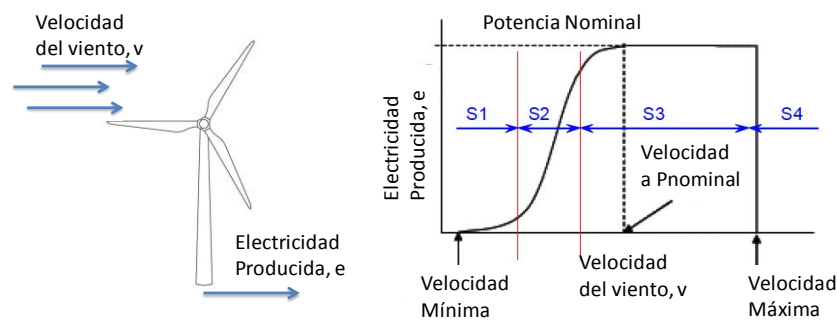


Figura 26: Curva de potencia de generadores eólicos y rangos de operación. Fuente: Adaptado de CRA [27]

El efecto de las variaciones naturales de producción de un generador eólico en periodos de 20 minutos fue ilustrado previamente en la Figura 13 (pg. 60). Las necesidades de regulación asociadas a las variaciones de generación eólica dependen del nivel de generación de la máquina (y de la flota de generadores instaladas en el sistema como un todo o una región del sistema dependiendo si se han definido subzonas de control o existen restricciones de transmisión).

Por lo tanto, las necesidades de regulación, hacia arriba y hacia abajo, no son necesariamente simétricas y varían según la zona en que están instalados los generadores, la temporada del año y el periodo del día.

Actualmente en Chile las necesidades de reserva secundaria se segmentan en dos zonas y dos periodos del día para todo el año (ver Tabla 2, Pg. 34). **Es deseable evaluar, en línea con lo indicado en el Artículo 6-43 de la Norma Técnica, si es posible obtener mejoras de eficiencia de producción en el sistema, sin sacrificar seguridad, mediante formas alternativas de cuantificar las necesidades de regulación de reserva secundaria, por ejemplo segmentando la definición por estaciones (periodos de tres meses), nivel de demanda del sistema, y nivel de producción de ERV presente en cada instante (por ejemplo: 10%, 20%, 30%, 40%, etc.) de penetración de ERV.**

#### 5.2.4 D.2.5: Necesidad de mejorar pronóstico de demanda del sistema

El pronóstico de la demanda es un insumo crítico para la programación de la operación de corto plazo. **Es deseable definir un proceso para mejorar método de proyección de demanda de corto plazo**<sup>45</sup>. Por otra parte, dado que la demanda en la zona norte del sistema eléctrico se explica en parte importante mediante consumos de mediano y gran tamaño, **es deseable mejorar la coordinación de información entre los clientes libres relevantes y el Coordinador**.

En este contexto, se debe **revisar la forma en que se aplicarán los requerimientos establecidos en el Capítulo 4 del DS 125, particularmente los aspectos definidos en el Artículo 80 y Artículo 83**. Por ejemplo, en el caso de ERCOT en Texas se definen índices de desempeño trimestrales y anuales. Para el caso de la proyección de demanda diaria se utiliza el *Mean Average Percent Error* (MAPE), el cual en el rango esperado debe ser inferior a 4,0% (promedio mensual de pronósticos diarios utilizados en la programación de la operación). Como objetivo ambicioso se define que sea menor a 3,5% (durante el año 2016 el MAPE para la proyección de demanda fue menor a 3,86%) [33].

#### 5.2.5 D.2.4: Necesidad de cuantificar incertidumbre de rampa de demanda neta en 1 y 3 horas para eventual definición de nuevos servicios

En CA-ISO, el mercado eléctrico de California, y MISO, el mercado que agrupa el medio oeste de Estados Unidos y Manitoba en Canadá, han implementado un servicio de rampas flexibles para gestionar de mejor forma la variabilidad e incertidumbre de generación renovable variable [34] [35] [36] [37]. De esta forma se logra contener la necesidad de aumento de reserva secundaria de unidades en giro mediante el apoyo de centrales de partida rápida que se encuentran detenidas. **Los servicios de rampas flexibles también están siendo evaluados en mercados de Nueva York [38] y New England [39], pero los operadores del sistema eléctrico de dichos mercados han decidido postergar su definición debido a que no se cuenta aún con suficientes antecedentes y una necesidad clara que justifique su incorporación como servicio**

---

<sup>45</sup> En la Figura 6 se presentan desviaciones horarias en proyección de demanda por zona para un día específico.

remunerado de manera independiente en el mercado eléctrico<sup>46,47</sup>. CA-ISO también ha identificado una necesidad de evaluar un cambio a la forma como determina los requerimientos de rampas flexibles [40]<sup>48</sup>.

Principalmente, hay dos factores que crean la necesidad de rampas flexibles:

- Magnitud de la rampa en 1 hora y 3 horas, al final del horario solar.
- Incertidumbre en la magnitud de la rampa en 1 hora dada la amplia distribución de probabilidad de variación en la demanda neta, situación que se ilustra en la Figura 27.

---

<sup>46</sup> En el caso de NY-ISO, en abril de 2018, se indicó:

*“Whether the NYISO should continue to work on the design of a flexible ramping product will be determined as part of the 2019 stakeholder project prioritization process...”*

*The NYISO recommends that stakeholders prioritize the Flexible Ramping Product project after 2019. The following factors support the recommendation to consider this project again in the future:*

- *Delaying market design for this concept would permit further market outcomes from the CAISO implementation to develop and demonstrate evidence of value.*
- *There does not appear to be an immediate near-term need to develop this product:*
  - *The NYISO’s look-ahead software currently considers net load variability when dispatching resources, and this has not yet been significantly impacted by intermittent renewables.*
  - *Wind generation has the ability to dispatch down for economic and reliability reasons.*
  - *10 minute locational spinning reserves are currently providing the NYISO with adequate ramp-up capability.*
- *Other projects offer more promise in the near term.*
  - *For example, Reserve Procurement for Resilience is more directly related to a number of important emerging industry issues.”*

<sup>47</sup> En el caso del NE-ISO, en una sesión técnica realizada en marzo de 2018 se indicó:

- *“System ramping challenges depend on the resource mix and could become more significant in the future*
- *It is unclear whether ramping problems (necessitating operator actions) in New England are frequent enough to undertake major changes at this time*
  - *Assessing costs and benefits would require further study”*

<sup>48</sup> En febrero de 2018 en una sesión técnica realizada en CA-ISO se indicó: *“We are currently in the process of identifying and evaluating modifications to the calculation of the flex ramp requirement”*

¿Conocemos la incertidumbre que hora a hora el despachador percibe en el pronóstico de demanda neta en 1 hora del sistema eléctrico chileno? ¿son los niveles posibles de gestionar con bajo riesgo utilizando los recursos técnicos disponibles en el sistema?

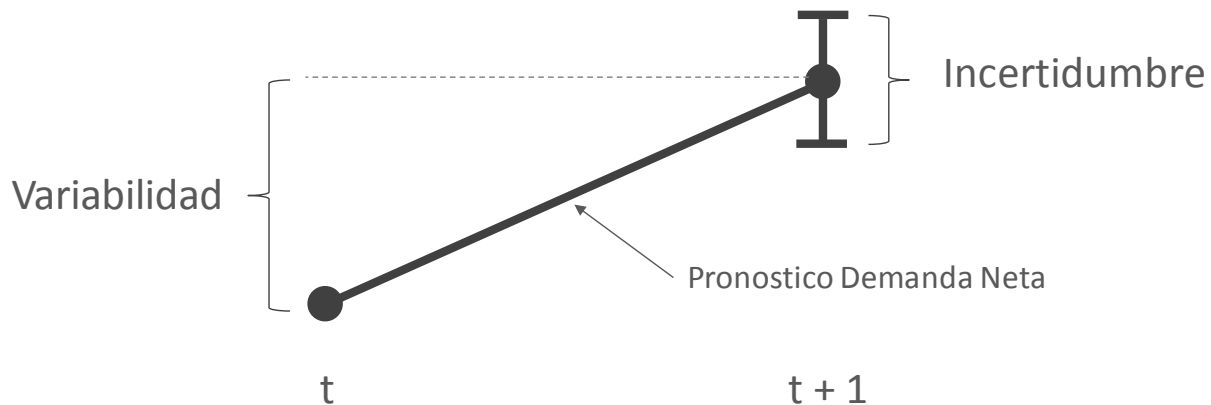


Figura 27: Incertidumbre en variabilidad de rampa de demanda neta en 1 hora (Fuente: Adaptado de ISO NY [38]).

Actualmente en el Sistema Eléctrico Chileno no se cuenta con datos públicos sobre la incertidumbre en la proyección de demanda neta (demanda menos generación renovable variable) entre 1 hora a 3 horas que percibe horariamente el despachador.

**No es claro que hoy, ni en un horizonte de 2 a 5 años, existan desafíos de incertidumbre en la magnitud de las rampas que requieran acciones particulares del operador del sistema como para realizar cambios en la introducción de un servicio de rampas flexibles.** Por lo tanto, no es posible afirmar con certeza si se requiere de un servicio particular de rampas con el objetivo de poder hacer frente a la incertidumbre en la variabilidad de la rampa proyectada hora a hora. Lo indicado anteriormente es consistente con el criterio que se ha utilizado en California entre el año 2014 y 2019, donde se define el valor del factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda neta,  $\epsilon$ , igual a cero (detalles en Sección 5.1).

**Se sugiere desarrollar un procedimiento mediante el cual se pueda generar información para evaluar la incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta que hora a hora enfrenta el despachador** para así evaluar a futuro si se requiere de un servicio cuyo objetivo sea gestionar, de manera costo eficiente, dicha incertidumbre. Cuando los datos estén disponibles se sugiere realizar una evaluación de costo beneficio.

En caso de que los requerimientos de incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta aumenten a niveles que requieren nuevas medidas de gestión, acompañada de nuevos servicios, el mecanismo de rampa flexible que eventualmente se defina debe evitar el doble pago por la misma capacidad, sobre todo en un contexto donde existe pago por potencia de suficiencia en el mercado. Adicionalmente, el Coordinador debiera determinar [38]:

- Si es necesario contar con rampa hacia arriba, rampa hacia abajo, o en ambas direcciones.
- Quiénes serán los beneficiarios, en qué zona se requiere el servicio (a nivel de subsistema o a nivel de todo el sistema).

- Cantidad de MW necesarios.
- Requerimientos de tiempo necesarios para hacer efectiva la totalidad de la rampa (60 minutos, 30 minutos, etc).
- El intervalo de tiempo necesario para el requerimiento de rampa.
- Los mecanismos apropiados de precio de escasez para el servicio.
- Si unidades que estén apagadas pueden participar para proveer el servicio.
- Forma como el servicio de rampa flexible interactúa con la resolución temporal de la programación del despacho para múltiples intervalos de tiempo [39].

### 5.2.6 D.2.6: Oportunidad de reducir brechas de interpretación en del uso de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación

En el modelo de programación de la operación generalmente se incluyen valores para el parámetro de **tiempo mínimo de apagado** de unidades termoeléctricas, los que implican activar restricciones adicionales al programa de despacho de corto plazo [41]. Este parámetro no está definido en el DS 291 de 2008, ni el DS 125 de 2017, ni en el Anexo de Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras. La siguiente figura ilustra los valores de tiempo mínimo de apagado considerados en el modelo de programación para las unidades de carbón del SEN Norte.

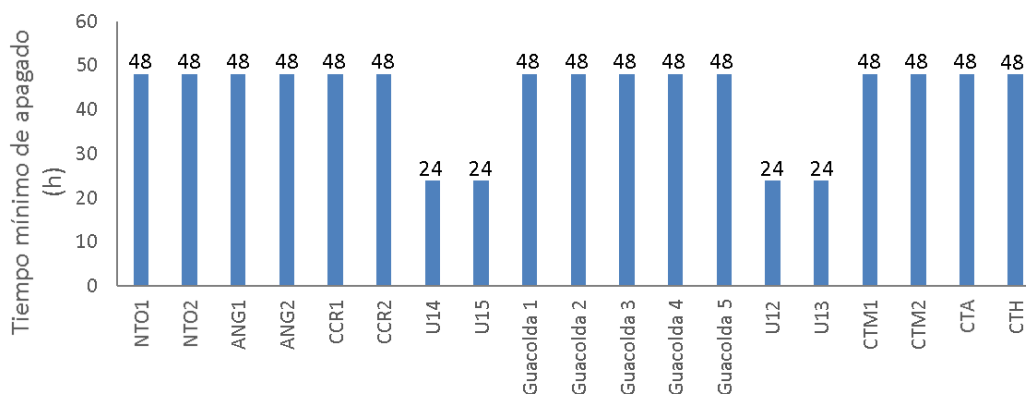
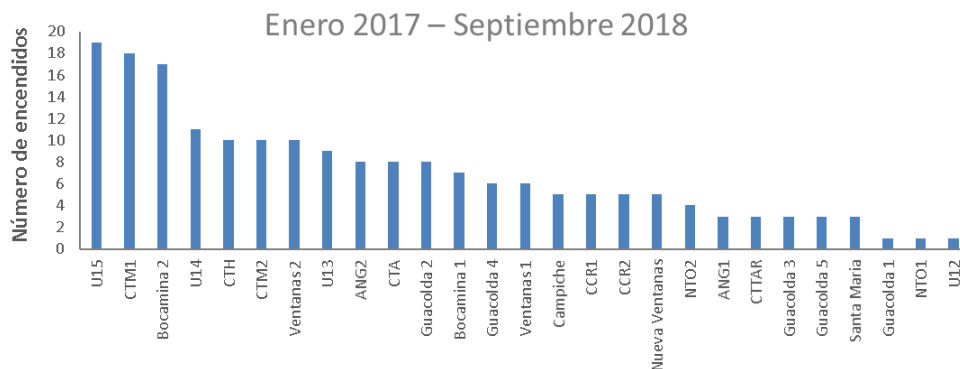


Figura 28: Definición de tiempo mínimo de apagado de unidades a carbón del SEN Norte. Fuente: Elaboración propia.

La inclusión del parámetro de tiempo mínimo de detención en las restricciones del modelo de programación de corto plazo restringe la flexibilidad del sistema, particularmente induce a que la mayoría de las unidades de carbón del SEN-Norte sean programadas con ciclos de al menos 2 días entre un encendido y otro.

Es importante notar que las centrales a carbón pueden desconectarse y resincronizarse a la red en periodos menores a 24 horas. La siguiente figura muestra la cantidad de encendidos o reconexiones que han realizado las unidades a carbón del SEN después de haber estado desconectadas 8 horas o menos entre enero de 2017 y septiembre de 2018. Lo indicado anteriormente señala que es posible partir una unidad después de una interconexión intempestiva en periodos menores a 8 horas, por lo tanto, también

debiera ser posible hacerlo ante una detención programada en intervalos de tiempo similares (partida en caliente).



Ejemplo de singularidad en operación de CTM2 el 01/10/2018:

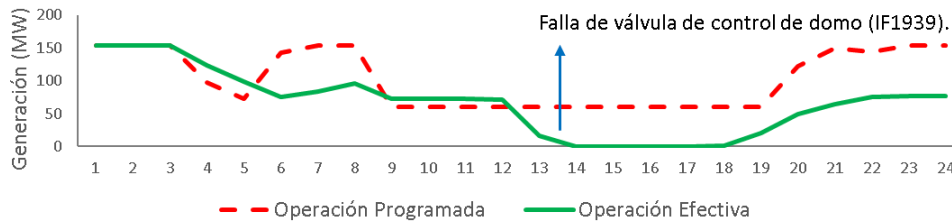


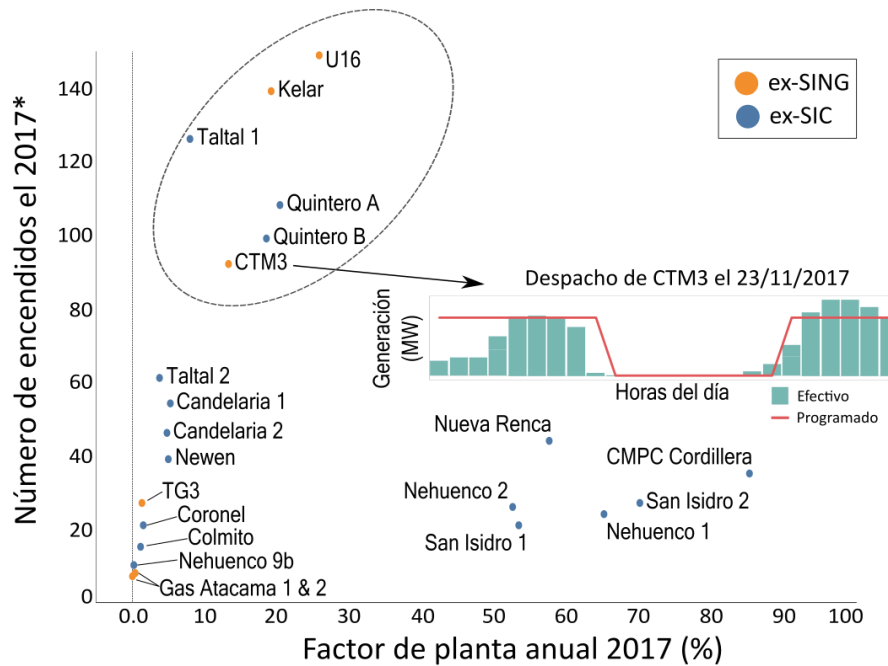
Figura 29: Número de encendidos o reconexiones de unidades a carbón después de no estar inyectando energía al sistema durante un periodo menor o igual a 8 horas. Fuente: Elaboración Propia

Un mayor número de partidas y detenciones tiene un efecto en el costo de mantenimiento de las unidades. No obstante, el desgaste que se produce por una partida en caliente es menor que el desgaste que se puede producir con una partida en frío [42] [43]. El efecto de las partidas en caliente en emisiones de NOx puede ser mitigado en las unidades que tienen sistemas SCR [44]. Se sugiere evaluar con proveedores efectos sobre daño metalúrgico acumulativo de materiales expuesto a estrés térmico, riesgo de corrosión, cumplimiento de normativa ambiental, medidas de gestión para mitigar o reducir dichos los aspectos mencionados anteriormente, entre otros.

### 5.2.7 D.2.7: Oportunidad de aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje observado y previsto de las unidades

Las unidades a gas del SEN-Norte han debido operar bajo nuevos modos de operación de ciclaje, particularmente, en algunos casos, con encendidos y apagados diarios. Para ciertas unidades a gas se han observado entre 90 y 150 partidas durante el año 2017, como se muestra en la Figura 30.





\*: En caso de ciclos combinados, se consideran solo encendidos de la turbina de vapor.

**Figura 30: Operación de unidades a gas en el SEN durante el año 2017. Fuente: Elaboración propia**

Cada vez que una planta se apaga y se vuelve a encender, la turbina a vapor y los componentes auxiliares experimentan cambios de temperatura inevitables que someten al equipo a tensiones térmicas y de presión, ocasionando daños metalúrgicos en los componentes y materiales. Estos daños son mayores en los componentes sometidos a altas temperaturas debido a la interacción de los fenómenos de fatiga y *creep* de materiales. La interacción de ambos procesos acelera el daño y provoca la falla temprana del equipo [45] [46] [47].

**Las unidades que enfrenten un alto ciclaje deben incorporar el efecto en los costos variables de mantenimiento [5]<sup>49</sup>. Para ello, el procedimiento de determinación de costos variables no combustibles vigente (en carácter de borrador), permite alternativas para su consideración. No obstante, es crítico notar que la determinación de “costos de operación intermitente,” sin contabilizar la “operación real - intermitente” de una unidad puede resultar en una sobre o sub-estimación importante de los “costos de operación intermitente” [48]. Se sugiere revisar el procedimiento de determinación de costos**

<sup>49</sup> En la referencia se indica:

“En todo caso cabe que los agentes que operan centrales térmicas declaren mayores costos de O&M por mayor desgaste cuando aumenta la frecuencia de arranques o, dentro de un mismo arranque, cuando aumentan los ciclos entre mínimo técnico y potencias superiores.”

Es importante notar, sin embargo, que el efecto de la operación en ciclaje entre mínimo técnico y potencia nominal no tiene la misma magnitud que el ciclaje entre prendido y apagado frecuente. El ciclaje de operación entre mínimo técnico y potencia nominal puede ser relevante dependiendo del estrés térmico que se imponga a la máquina durante este modo de operación. Lo anterior está altamente influenciado por la magnitud de la rampa durante la operación. Una operación con mayores exigencias de rampa implica mayor desgaste.

variables no combustibles para definir de mejor forma las consideraciones respecto de unidades que operan con ciclaje persistente.

### **5.2.8 D.2.8: Definición de nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas a carbón que contribuyen a un aumento de la flexibilidad del sistema**

Como se indicó en la Sección 4.2, el embancamiento de una unidad a carbón consiste en mantener las condiciones de la caldera sin que se genere energía eléctrica para que luego la unidad pueda volver a sincronizarse e inyectar energía de manera rápida al sistema. Este modo de operación de las unidades a carbón tiene la capacidad de contribuir a una mayor flexibilización del sistema eléctrico para un contexto con mayor penetración de energía renovable variable (particularmente solar en el norte), o un contexto como el actual, con restricciones de en el sistema de transmisión. Adicionalmente, se puede reducir el riesgo y desgaste en las unidades que operan en modo de ciclaje (prendido y apagado) si es que se utilizan procedimientos adecuados [49] [50].

**Se debe determinar la factibilidad de operación de centrales a carbón en embancamiento<sup>50</sup>. Para las unidades de generación en que este modo de operación es factible, se debe determinar los costos de embancamiento. Por otra parte, desde la perspectiva de programación de la operación, se debe determinar la forma de incorporar este modo de operación en el programa de operación de corto plazo e implementar dicha mejora.**

Por otra parte, dadas las indicaciones del Anexo de Determinación de Mínimo Técnico de Unidades Generadoras, **se debe evaluar la factibilidad de que las plantas a carbón operen con 1 pulverizador, 1 silo, y/o combustible alternativo durante operación a mínimo técnico reducido para estabilizar la llama<sup>51</sup>**. Definidas nuevas condiciones de operación para mínimos técnicos reducidos, se debe determinar la nueva curva de consumo específico, el costo variable de operación según condición de operación, y su forma de incorporar la curva de costo variable (o al menos el costo variable a mínimo técnico y el costo variable a capacidad nominal) en el programa de operación de corto plazo.

### **5.2.9 D.2.9: Aplicación de requerimientos de normativa ambiental**

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 45 del DS 125 de 2017, el Coordinador debe considerar en la coordinación de la operación aquellas limitaciones que resulten de la aplicación normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los coordinados son los responsables de informar estas limitaciones (Artículo 45). En este contexto, es posible segmentar las limitaciones en tres aspectos:

---

<sup>50</sup> El 8 de febrero de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional realizó una solicitud de información respecto al embancamiento de unidades termoeléctricas a los coordinados (Carta DE 00803-19).

<sup>51</sup> En una unidad con 5 pulverizadores, el lograr la capacidad de operar sólo con un pulverizador puede reducir en teoría el mínimo técnico a 10% de la carga nominal. Compañías como GE están desarrollando actualmente sistemas de software que permiten reducir el mínimo técnico de unidades a carbón y pueden permitir operación automática a bajas cargas [14].

- Afectación a la definición de parámetros técnicos de las unidades termoeléctricas, por ejemplo, el mínimo nivel de operación con consideraciones ambientales es mayor al mínimo técnico de una unidad (sin consideraciones ambientales),
- Afectación de la operación de una unidad termoeléctrica por condiciones particulares de operación:
  - Reducción temporal de desempeño y fallas en el sistema de abatimiento de emisiones,
  - Limitaciones por cumplimiento de límites diarios de emisión definidos en la RCA,
  - Limitaciones por cumplimiento de planes de descontaminación, y
  - Alta temperatura de agua de mar que limita descargas de agua a una temperatura superior a 30 °C u otro nivel inferior definido en la RCA.
- Limitación de generación hidroeléctrica por condiciones particulares de operación:
  - Agotamiento de recurso hídrico en embalses,
  - Control de cota

Los modos de operación más flexibles que se proyectan como necesarios para centrales a gas difieren de aquellos esperados en un contexto sin alta penetración de ERNC, como los previstos hace unos años y evaluados en el proceso de definición del DS N° 13 y en Resoluciones de Calificación Ambiental; por lo tanto, uno de los aspectos críticos que se debe verificar tiene relación con los requerimientos de los instrumentos de gestión ambiental asociados a emisiones atmosféricas de NO<sub>x</sub> (DS 13 y RCAs).

En este contexto, una operación persistente a mínimo técnico, la exigencia de mínimos técnicos más bajos (o mayor *turndown* de la central), un mayor número de encendidos y apagados, y una menor razón de ciclaje producen diversos desafíos que hacen necesaria una revisión de los límites de emisión definidos en el DS 13, particularmente en condiciones de partida y detención, y en operación a carga parcial de unidades a gas natural [12]<sup>52</sup>. A modo de ejemplo, la Figura 31 presenta las emisiones típicas de una central de gas natural tipo ciclo combinado durante su operación. Los puntos indicados en color verde representan una condición de operación en régimen; los puntos en color gris representan instantes de partida y detención. Se observa cómo, durante la condición de operación en régimen, particularmente en el rango inferior de potencia de operación hay instantes con mayores emisiones.

---

<sup>52</sup> La norma de emisiones para unidades a gas en Estados Unidos y Europa define requerimientos distintos para unidades operando a carga parcial.

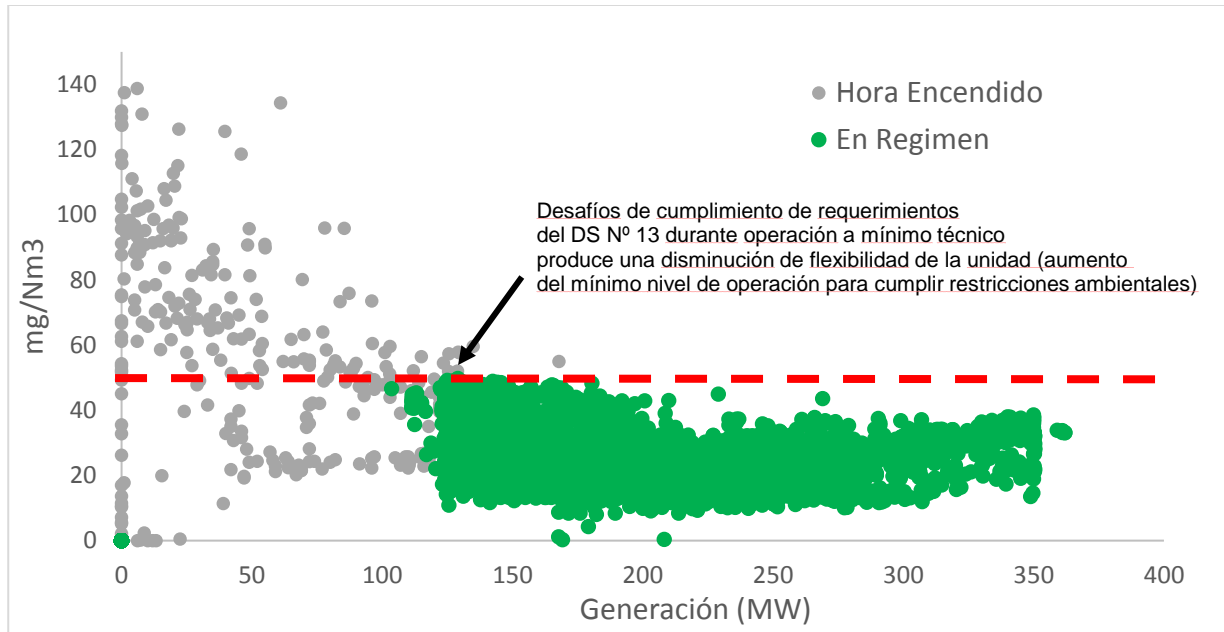
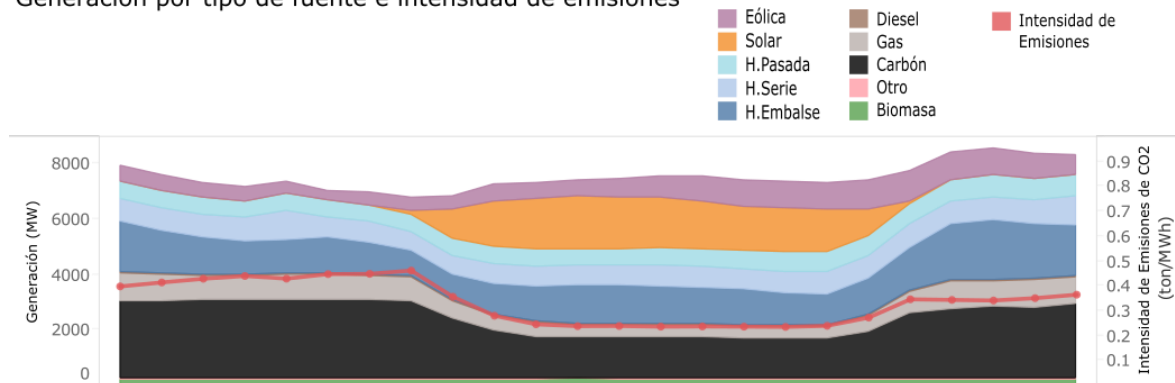


Figura 31: Emisiones de NOx de una central de ciclo combinado (Fuente: Elaboración Propia)

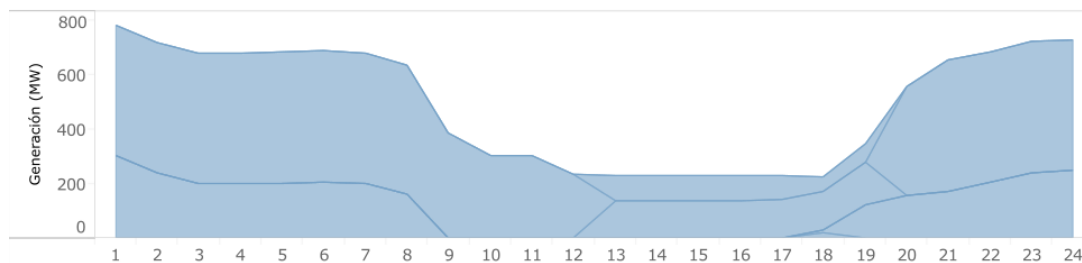
Los límites de emisiones durante operación a carga parcial y durante procesos de partida y detención son críticos para definir, apropiadamente, los requerimientos de los activos térmicos flexibles que contribuirán al proceso de transición hacia una matriz con menos emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente la restricción de mínimos técnicos de unidades a gas (por ejemplo, U16 y Kelar) ha producido, en ciertos días, vertimiento de generación ERNC en la zona norte, es decir, dificulta que toda la energía ERNC disponible en ciertos instantes pueda ser inyectada al sistema.

Para ilustrar el desafío mencionado, en la Figura 32 se presenta el caso de la operación del sistema eléctrico nacional el día 14 de octubre de 2018. Si bien, en una primera mirada la operación del día se percibe como normal (sección superior de la imagen), entre las 12 y 17 horas no se pudo inyectar toda la energía solar fotovoltaica disponible al sistema eléctrico debido, en parte, al requerimiento de mínimo nivel de operación con cumplimiento de norma de emisiones de una unidad de ciclo combinado durante el día (Kelar). Es crítico notar también que durante las horas de vertimiento el costo marginal de energía en la zona norte fue cero, lo que afecta la sostenibilidad económica de las centrales.

Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



Generación a Gas Natural en el SEN Norte



Generación Solar Fotovoltaica en el SEN Norte

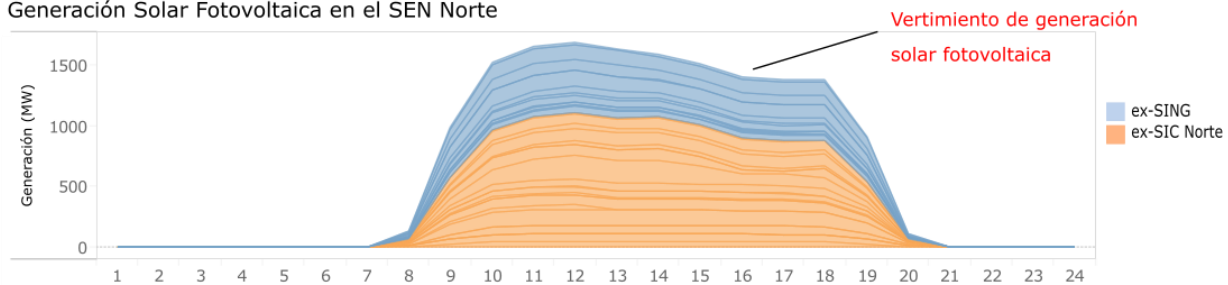


Figura 32: Caso de operación del SEN el 14 de octubre – vertimiento de energía solar (Fuente: Elaboración propia)

La definición de un estándar de emisiones para operación de centrales a gas a carga parcial es importante en un contexto donde se cuente con más gas natural en el sistema y el costo de producción de las centrales a gas sea competitivo con el costo de producción de centrales a carbón toda vez que, bajo el estándar de emisiones de NOx vigente en Chile, a operación continua el *turndown* relativo de una central de ciclo combinado es menor que el *turndown* relativo de una central a carbón.

Por el lado del cumplimiento de límites de temperatura por DS 90, se han levantado los efectos estacionales que puede tener la aplicación de esta normativa en la operación del sistema eléctrico, particularmente en periodos de alta presencia del fenómeno del Niño [51].

Finalmente, es crítico que todas las limitaciones (control de cota, agotamiento, DS 90, ruido, etc) sean consideradas apropiadamente en el control estadístico que realiza el Coordinador para la determinación de la Potencia Equivalente de una unidad generadora. Detalles en Sección 5.7.5.

### 5.3 D.3: Desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia

La Figura 33 y Figura 34 ilustran el efecto de una contingencia en Central Santa María y Central Angamos respectivamente en la frecuencia del sistema en un contexto de mayor penetración de energía renovable, como el esperado para el año 2025. El análisis fue desarrollado por el Coordinador en el contexto de la mesa de descarbonización [14]. En la Figura 33 se observa que, ante una falla en Central Santa María, la frecuencia post-contingencia se mantiene sobre 49 Hz. Por otra parte, en la Figura 34 se observa que, ante una falla en Central Angamos, la frecuencia post contingencia alcanzaría un valor mínimo de 48,89 Hz y está un periodo de 15 segundos aproximadamente bajo los 49 Hz.

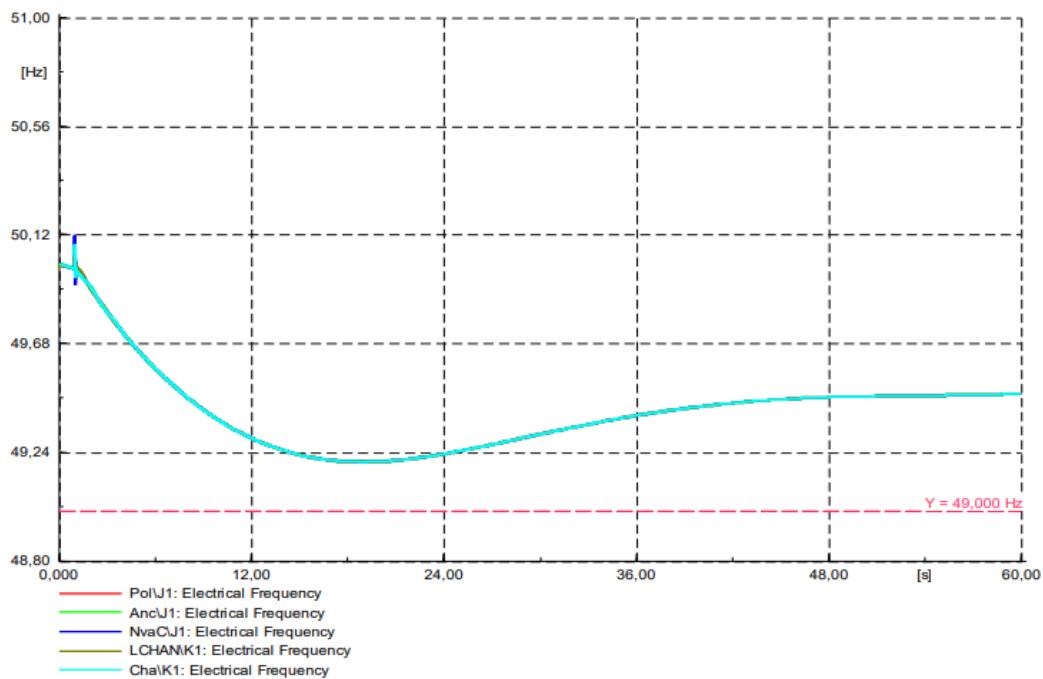


Figura 33: Evaluación de una falla de una central térmica en la zona centro - sur (Santa María) en el sistema eléctrico chileno en un contexto de alta penetración de ERV, probable para el año 2025 (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional)

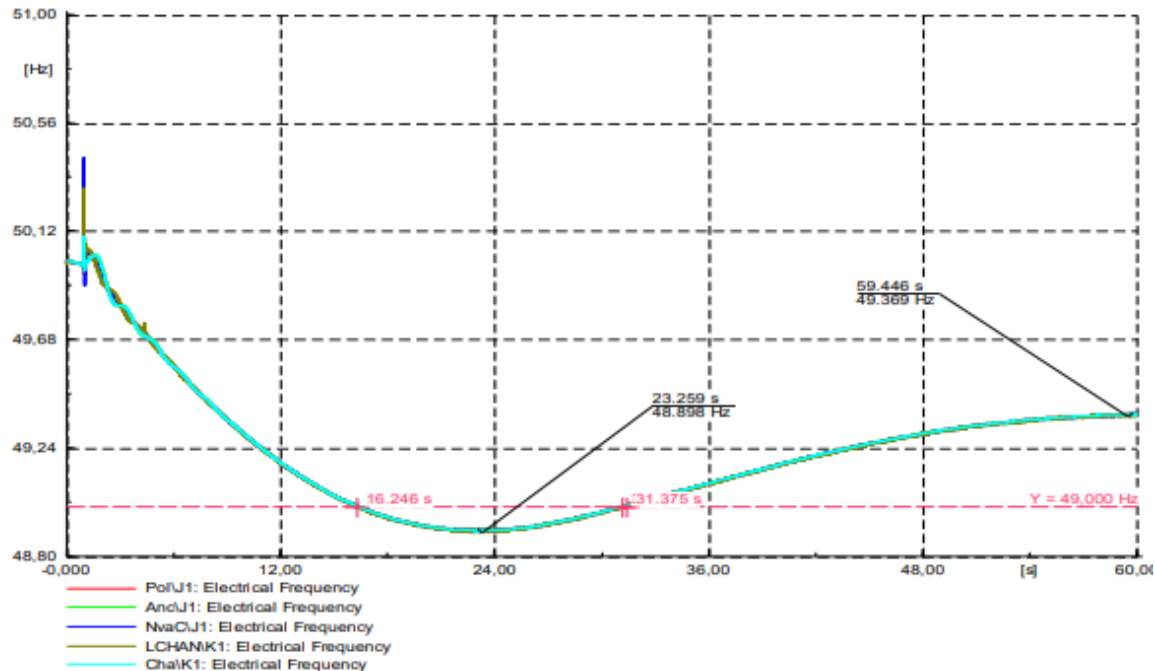


Figura 34: Evaluación de una falla de una central térmica en la zona norte (Angamos) en el sistema eléctrico chileno en un contexto de alta penetración de ERV, probable para el año 2025 (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional)

El caso analizado ilustra dos aspectos:

- En un contexto de alta penetración de ERV, la falla de una central importante en el sistema tiene efectos distintos sobre la frecuencia del sistema dependiendo de su localización. Notar que Central Angamos es de menor tamaño que Central Santa María, no obstante, el efecto de una falla en la frecuencia del sistema es mayor en el caso de Central Angamos. Por lo tanto, las necesidades de control de frecuencia en caso de contingencia son específicas en distintas zonas.
- Si bien en caso de una falla en Central Angamos la frecuencia del sistema es menor a 49 Hz sólo durante 15 segundos, se puede tener un escenario en que este periodo de tiempo es mayor. Lo anterior se puede dar por tres motivos: brechas de modelación y por lo tanto dinámicas que el modelo no captura apropiadamente (manteniendo todo lo demás constante); un contexto de mayor penetración de energía renovable; y una condición operacional distinta a la simulada (para el mismo parque de generación). **Si la frecuencia del sistema permanece bajo 49 Hz por un periodo de 90 segundos o superior, se tiene el riesgo que los PMGDs que están operando se desconecten debido al cumplimiento del requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión; comprometiendo la confiabilidad de la operación.**

Dado lo anterior, tomando como referencia lo ilustrado en la Figura 2 (Pg. 33) y Sección 3.2.1 (literal d.), **se identifica la oportunidad de revisar la definición del Control Rápido de Frecuencia.** Como se indicó, si bien se tiene la intención de que el Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia actúen en periodos de tiempo distintos, es crítico notar que en la definición realizada en la Re CNE N° 801

de 2018 tanto el Control Primario de Frecuencia como el Control Rápido de Frecuencia deben responder a desviaciones de frecuencia (sin mayores precisiones). Por lo tanto, desde el punto de vista de control, ambos servicios están acoplados y podrían actuar de manera simultánea.

En función de lo indicado anteriormente, existe la oportunidad de:

- **Desacoplar las funciones del Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Particularmente haciendo que el Control Rápido de Frecuencia actúe sólo cuando la frecuencia del sistema disminuye respecto de un umbral predefinido. En caso de un sistema con una alta penetración de energía renovable variable donde por reducción de la inercia del sistema se tenga un mayor riesgo ante condiciones de falla, incluso se puede segmentar el Control Rápido de Frecuencia en dos servicios (CRF 1 y CRF 2) con escalones diferenciados de activación y características de respuesta (recursos) distintas. Un segundo escalón de Control Rápido de Frecuencia se puede dejar para condiciones en que los efectos de la falla persisten y/o condiciones de emergencia [52].
- **Evaluar la necesidad de que el Control Rápido de Frecuencia, sobre todo si es provisto por sistemas de almacenamiento (por ejemplo: Baterías), se requiera prestar mediante una banda de regulación simétrica.** Es decir, por eficiencia económica en el uso de infraestructura, la reserva por subfrecuencia pueda ser tratada de manera distinta y desacoplada de la reserva por sobrefrecuencia.

Adicionalmente, se sugiere **revisar el requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión;** particularmente, considerar los requerimientos establecidos en la última revisión del IEEE Std 1547 – 2018 (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces) respecto de los requerimientos mandatorios de desconexión por frecuencia y los requerimientos de “ride-through” ante perturbaciones en la frecuencia.

## 5.4 D.4: Desafíos relacionados a la señal de costo en mercado spot

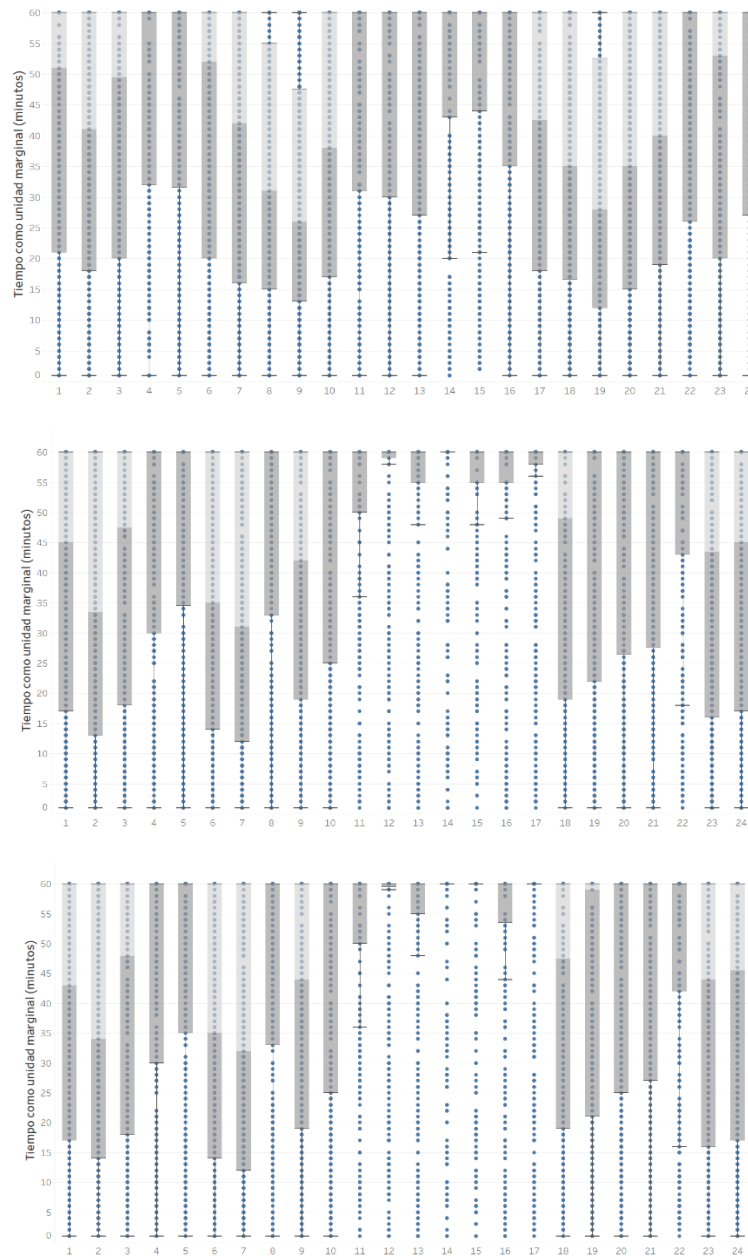
### 5.4.1 D.4.1: Mayor resolución temporal del costo marginal

**Un aspecto crítico relacionado a la señal de costo marginal es hacer que el tiempo entre la operación y la publicación de la señal de costo marginal preliminar (validada) sea tan breve como sea posible.**

Además, se debe tener en consideración que, al aplicar el procedimiento de determinación de costos marginales, es común que dentro de una hora se pueda encontrar, secuencialmente, más de una unidad marginal en las distintas zonas del sistema eléctrico. Para el periodo comprendido entre el 21 de noviembre de 2017 y el 4 de diciembre de 2018, la Figura 35 ilustra la frecuencia con que es posible encontrar más de una unidad marginal durante el día en tres zonas representativas del sistema eléctrico (Cardones, Alto Jahuel y Puerto Montt). Cada hora ha sido segmentada en cuatro segmentos que representan el 25% de los casos cada uno. En general en la zona centro – sur, en el 75% de los casos aproximadamente, entre las 12 y 17 hrs, la unidad marginal del sistema determina el costo marginal durante una hora completa. En cambio, en la zona norte, en el 50% de los casos en las horas



correspondientes a la transición solar (a las 9 y 19 hrs), el costo marginal lo determinan unidades que marginan entre 15 a 50 minutos aproximadamente. En todas las tres barras analizadas es esperable que una unidad defina el costo marginal en un periodo superior a 15 minutos.



**Figura 35: Evaluación de conformación del costo marginal horario desde el 21 de noviembre de 2017 hasta el 4 de diciembre de 2018 en Cardones (imagen superior), Alto Jahuel (imagen central) y Puerto Montt (imagen inferior)**

Evaluaciones realizadas en el mercado de MISO en Estados Unidos han indicado que cuando sistemas de almacenamiento se exponen a señales de precio con resolución de 5 minutos, pueden incrementar sus ingresos por arbitraje en alrededor de 60% comparado con una situación en el mismo mercado, pero con señal de costo marginal horario [53]. El hecho de contar con una señal de costo marginal de mayor

resolución temporal contribuye a hacer más equitativas las condiciones de mercado para sistemas de almacenamiento.

**Dada las disposiciones establecidas en la LGSE (sintetizadas en la Sección 3.1.1, letra e. y g.), el DS 125 (sintetizadas en la Sección 3.1.2, letra e.) y la Re Ex. CNE N° 669/2017 (sintetizada en la Sección 3.2.2, letra a.), se sugiere revisar la Re Ex. CNE N° 669/2017 y los aspectos que correspondan para que el costo marginal se determine en un periodo de 15 minutos.** De esta forma se alinea con los requerimientos asociados al proceso de medición y a los tiempos de actuación de servicio de control de frecuencia secundaria.

A modo de referencia, el COES en Perú define costos marginales en intervalos de 30 minutos [54].

#### **5.4.2 D.4.2: Consistencia del esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un sistema de provisión de energía basado en costos auditados**

El mercado de servicios complementarios está fuertemente condicionado al diseño del mercado de energía y a la estructura física del sistema eléctrico; por lo tanto, se debe considerar cuidadosamente aspectos de ingeniería y economía de sistemas eléctricos al momento de diseñar el mercado de servicios complementarios [9].

Es crítico notar que **las percepciones que los agentes (generadores) tienen de las desviaciones entre la operación real y la operación programada del mercado eléctrico, y su posible afectación al costo marginal, afecta la forma de realizar ofertas por subastas de servicios de regulación de frecuencia.** Esto se debe a que los agentes perciben distintos valores del costo de oportunidad de las reservas para regulación de frecuencia. El costo de oportunidad refleja el costo de comprometer y mantener capacidad en reservas (en la mayoría de las veces en una condición inframarginal), considerando la señal del costo marginal sobre todas las posibles condiciones reales de operación probables al momento de realizar la programación de corto plazo.

En este contexto, una forma de evaluar el costo de oportunidad de las reservas consiste en valorizar también la **opción perdida en la operación real** producto de proveer reservas de capacidad, considerando la volatilidad del costo marginal real en torno al valor esperado programado al momento de realizar la subasta. La valorización de la opción perdida en la operación real tiene la intención de reflejar el costo de mantener la reserva comprometida y perder la opción de cambiar la operación a medida que se materializa en la operación real una condición de operación distinta a la planificada al momento de realizar la subasta. El costo en la operación real también puede reflejar la posibilidad que los proveedores a quienes se les asignó reserva experimenten fallas y se tenga que reemplazar su capacidad con otros recursos.

La Figura 36 refleja la evaluación del valor esperado de la opción perdida (por cada MW de reserva comprometido). Para su elaboración se tomó como referencia un estudio de evaluación de mecanismos de SSCC realizado por *The Brattle Group* para ERCOT el año 2015.

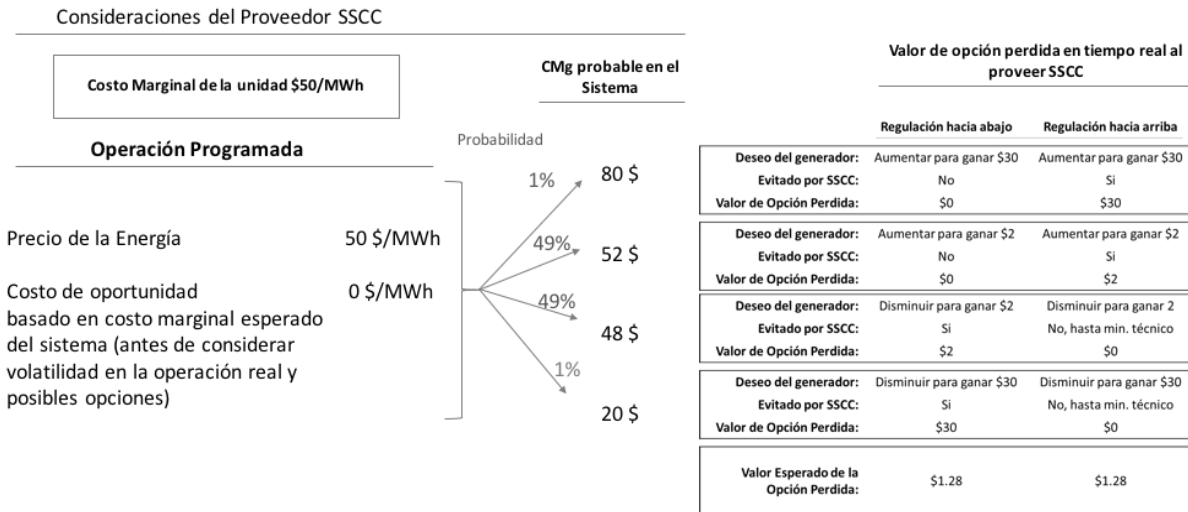


Figura 36: Valor de la opción perdida en la operación efectiva por proveer reservas para control de frecuencia [52]

En este contexto, la percepción de los agentes sobre la volatilidad esperada del costo marginal respecto del valor esperado, producto de desviaciones típicas de la operación real, se torna crítico para evaluar la robustez del resultado y de los supuestos de oferta por licitación o subastas de SSCC para control de frecuencia.

En relación al DS 113, tomando como referencia lo sintetizado en la Sección 3.1.3, **se sugiere verificar la consistencia entre los siguientes aspectos:**

- **El Coordinador debe realizar la programación de la operación del sistema eléctrico optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia en el sistema (Artículo 18).**
- **Los Servicios Complementarios deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas.** De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación en forma directa (Artículo 7). En otras palabras, siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas (Artículo 27). El Coordinador debe monitorear permanentemente las condiciones de mercado de los servicios complementarios mediante procedimientos, metodologías y/o indicadores que éste defina (Artículo 25).

Una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación. Por lo tanto, si se opta por no considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), entonces, al cumplir el requerimiento de materializar los servicios complementarios mediante los precios ofertados en las licitaciones o subastas, **podría producirse – por diseño – una brecha entre la**

**programación de la operación que realice el Coordinador y la materialización de servicios complementarios en el despacho efectivo.**

Por otra parte, si se opta por considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), podría producirse una brecha en el cumplimiento del principio de eficiencia económica mediante eficiencia de producción ya que se incorporarían a la función de costo del generador señales basadas en expectativas de costos de oportunidad por el servicio de proveer reservas, dichas expectativas no son necesariamente una entrada a la función de costo de producción del generador ya que los precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas no tienen que coincidir necesariamente con el costo efectivo de proveer dichas reservas. Como se indicó anteriormente, una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación.

Finalmente, tomando como referencia lo indicado en [55], una diferencia práctica – crítica – en la determinación de precios asociados a requerimientos de seguridad en sistemas eléctricos tiene relación con la anticipación y duración del periodo con que los agentes del mercado deben realizar su oferta para participar en el mercado de reservas para regulación de frecuencia. **La mayoría de los generadores tienen una disposición a proveer reservas que varía en el tiempo. Luego, es ineficiente forzar a los generadores a comprometerse a un nivel fijo de reservas por periodos extensos**, sobre todo en sistemas con incertidumbre en el despacho como los mercados con alta penetración de ERV o donde la demanda de algunos clientes es relevante para el tamaño del mercado y se pueden producir variaciones importantes dependiendo de las condiciones de operación de clientes industriales como es el caso del SEN Norte.

En [55] también se indica que **el mercado de reservas debe ser resuelto de manera frecuente, en una escala de tiempo aproximadamente un orden de magnitud más extensa que la duración del uso de la reserva**. Por lo tanto, para el caso de reserva en giro, el mercado de reservas debería ser re-subastado cada hora o posiblemente cada unos pocos minutos (15 a 30 minutos).

Para el caso de la remuneración de servicios complementarios de regulación de frecuencia, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de Estados Unidos definió **la Orden FERC 755, la cual indica que es razonable establecer un esquema de pago basado en dos componentes** [56].

**El primer componente tiene relación al valor de la capacidad, o la opción, por mantener una fracción de la capacidad de una central como reserva**. Para ello, la FERC establece que el pago debe ser uniforme para todos los que proveen el servicio, y debe estar basado en el costo de oportunidad de la unidad marginal (costo marginal de reserva). Dado el contexto de los mercados norteamericanos, se establece que los pagos deben estar basados en un esquema de ofertas competitivas para la provisión de reservas.

**El segundo componente debe ser un pago por desempeño que refleje la cantidad efectiva de trabajo que cada unidad de generación realiza en la operación real**. Este componente debe reflejar la precisión con la cual cada recurso responde a las señales de regulación del operador del sistema. Se deja abierto

para que cada ISO proponga los detalles que pueden variar de acuerdo al mercado y la región. Se indica que la precisión debe estar asociada al seguimiento de la señal del Control Automático de Generación.

Por ejemplo, se pueden utilizar métricas como [57]:

- Desempeño del generador en incrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente incrementados y la suma de los MW solicitados en subir, multiplicado por 100.
- Desempeño del generador en decrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente reducidos y la suma de los MW solicitados en bajar, multiplicado por 100.

Por último, es importante notar que generalmente en los mercados eléctricos de Estados Unidos los costos asociados al mercado de servicio complementarios no son asignados en función del criterio de causalidad de costo; más bien son socializados en función de los consumos (retiros de energía) [9].

## 5.5 D.5: Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación

Actualmente los costos de partida y detención no se remuneran en el mercado eléctrico chileno. Hay dos maneras de remunerar los costos de partida y detención de unidades térmicas [5]:

- Modificar la declaración de costos variables de manera que ésta incluya, en cierta forma, los costos de partida y detención de unidades térmicas. Con esta medida se afecta la remuneración (y consecuentemente los costos de retiro) de todo el mercado,
- Reconocer los costos mediante un procedimiento y remunerar dichos costos mediante un pago adicional, complementario, sin afectar la señal de costo marginal de energía.

La regulación vigente no cuenta con un mecanismo directo para incluir los costos de partida y parada.

**Una alternativa que se podría evaluar es, para el caso de centrales que utilicen carbón, considerar los costos de partida y parada dentro del ítem de mermas que se incluye para el cálculo del precio de combustible (se puede establecer un método de cálculo en función del número de partidas incurridas en un periodo determinado y el despacho proyectado en un periodo también determinado). Para el caso de centrales que utilicen combustibles líquidos y gas, si bien el ítem mermas no está definido, es algo que se podría evaluar definir para representar costos de partida y parada.**

Como se comentó anteriormente para el caso de evaluar los efectos de partida y parada en el CVNC (Sección 5.2, letra g.), es crítico notar que la determinación de *“costos de operación intermitente,”* sin contabilizar la *“operación real - intermitente”* de una unidad puede resultar en una sobre o subestimación importante de los de *“costos de operación intermitente”* [48].

## 5.6 D.6: Desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento

Es crítico que los modelos de participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado spot reconozcan sus características físicas y operacionales, que difieren de los sistemas tradicionales de generación en el sentido que los sistemas de almacenamiento son un recurso de energía limitada que pueden tanto vender como comprar energía desde el sistema [58]. Los sistemas de almacenamiento son capaces de otorgar múltiples beneficios a la red, sobre todo en un contexto de mayor penetración de energía renovable [59] [60] [61] [62]. Dado esto, **la habilitación de modelos de participación en el mercado que permitan a los sistemas de almacenamiento capturar múltiples beneficios de los servicios que estos proveen a la red contribuye a nivelar las condiciones de mercado para estas tecnologías.** Lo anterior se basa en el principio que cualquier recurso que participe en el mercado debe tener la capacidad de proveer sus atributos de capacidad, energía y servicios complementarios, en la medida que estos sean competitivos.

En Estados Unidos, la FERC no sólo ha establecido principios para clasificar los sistemas de almacenamiento como sistemas de transmisión, sino también ha sido extremadamente cautelosa en mantener la independencia de los operadores de los sistemas eléctricos cuando se trata de gestionar sistemas de almacenamiento, ha definido principios para que éstos sistemas puedan capturar múltiples fuentes de valor derivadas de los beneficios que estos sistemas producen en el sistema eléctrico, y ha requerido que cada ISO defina y/o perfeccione, según corresponda, la forma como los sistemas de almacenamiento participan en el mercado mayorista [58] [63]. El plazo definido para ello es el 3 de diciembre de 2019.

**Un aspecto crítico que se debe definir tiene relación a los parámetros técnicos y estructura de costos que se considera en los modelos de participación de mercado para los sistemas de almacenamiento.** Estos parámetros deben considerar una representación adecuada de los límites de potencia, eficiencia (o pérdidas), y degradación de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, los límites de potencia son una función del estado de carga del sistema de almacenamiento; la eficiencia del sistema y las pérdidas de energía son función tanto del estado de carga como de la potencia que se utiliza para cargar/descargar. La definición de estos parámetros de participación puede tener un efecto significativo en la utilización de estos sistemas (programación y despacho efectivo) y por consiguiente los ingresos proyectados y efectivos.

La oportunidad de reflejar costos de degradación en las estrategias de participación de mercado de sistemas de almacenamiento (baterías) para reducir el ciclaje contribuye también a aumentar la vida útil de los sistemas y la viabilidad económica de estos. Por lo tanto, **los parámetros a considerar en la programación de corto plazo de sistemas de almacenamiento mediante baterías deberían representar de cierta forma las expectativas de degradación de las baterías** (que, por ejemplo, es considerada en la definición de CVNC de una unidad termoeléctrica) [64].

En teoría, el Coordinador está en la mejor posición para gestionar la programación y participación de sistemas de almacenamiento en el mercado para minimizar los costos de operación. No obstante, dicho

objetivo es una tarea desafiante, especialmente considerando la creciente incertidumbre en la operación asociada con niveles mayores de penetración de ERV. Por lo tanto, **un desafío es el desarrollo de estrategias de despacho que hagan un uso óptimo de la flexibilidad que pueden proveer los sistemas de almacenamiento**. Se requerirá de desarrollo de innovación para crear nuevas estrategias y formulaciones de la programación de la operación y gestión del despacho para realizar un uso óptimo de los sistemas de almacenamiento.

En este contexto, el sistema de programación de la operación y gestión del despacho utilizado actualmente en Chile, y de manera previsible en el futuro, no necesariamente reflejará todos los aspectos técnicos y económicos que son de interés de los operadores de sistemas de almacenamiento. Por lo tanto, es deseable **permitir que los operadores de los sistemas de almacenamiento tengan la opción de gestionar el sistema de manera independiente, reconociendo posibles penalidades por una afectación negativa en el funcionamiento del mercado** [64]. Una materia a evaluar es si la atribución mencionada anteriormente debería ser una definición transitoria o permanente.

### 5.6.1 D.6.1: Sistemas de almacenamiento como activo de transmisión

El año 2010, la FERC indicó que **teniendo en consideración las circunstancias y características de proyectos de sistemas de almacenamiento específicos, estos podrían ser considerados como activos de transmisión**, habiendo obtenido la aprobación del Operador Independiente del Sistema Eléctrico (ISO) [65]<sup>53</sup>. El ISO no debe aprobar un proyecto de almacenamiento como activo de transmisión si se ha propuesto una alternativa mejor o el proyecto no aprueba un análisis de costo – beneficio.

El proyecto de almacenamiento de Western Grid fue considerado como parte del sistema de transmisión por la FERC porque **la empresa presentó una propuesta donde indicó que el sistema de almacenamiento emularía la función de un sistema de transmisión, y el operador independiente del sistema eléctrico sólo lo debería operar para esa función propuesta**. Particularmente, ante instrucciones del ISO, el proyecto sería utilizado para [65]:

- Proveer el servicio de control de tensión,
- Gestionar situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y de caída de líneas, y
- Apoyar funciones de transmisión mientras se realizan mantenimientos de líneas.

Western Grid indicó que las funciones indicadas anteriormente serían la única forma de operación del sistema de almacenamiento propuesto.

Las instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico al proyecto de almacenamiento de Western Grid sólo podrían ser dadas en la medida que no exista otro actor que provea dicha función

---

<sup>53</sup> Lo indicado anteriormente ocurre particularmente en el contexto de California, para el caso de Western Grid, un proyecto de almacenamiento de baterías de NaS entre 10 – 50 MW.

**por condiciones de mercado; de esta forma el proyecto de Western Grid no afectaría servicios competitivos de otros actores del mercado [65].**

En una evaluación de costo-beneficio, el ISO debe considerar costos comparativos y beneficios de alternativas viables al proyecto propuesto, considerando: 1.) otros nuevos proyectos o ampliaciones de transmisión, 2.) gestión de demanda, 3.) la aceleración o ampliación de cualquier expansión de transmisión que ya haya sido aprobada por el operador independiente del sistema eléctrico en el plan anual de transmisión, o 4.) generación. **En la evaluación de beneficios, el operador independiente del sistema eléctrico sólo debe considerar el uso propuesto del proyecto de almacenamiento, esto es proveer servicios de transmisión mediante control de tensión y gestión de situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y caída de líneas [65].**

**La FERC, el año 2010, indicó que de ninguna manera pretendía clasificar todos los sistemas de almacenamiento como parte del sistema de transmisión o viceversa [65].**

Western Grid sería responsable de energizar el sistema de almacenamiento. De esta forma, **la FERC indicó que se podía mantener la independencia del operador del sistema eléctrico, dado que este no sería responsable de comprar la energía para energizar el proyecto u operar las baterías cuando estas estuvieran siendo cargadas o descargadas.** Western Grid operaría el proyecto según las instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico, sólo como activo de transmisión [65].

De la misma forma que otros activos de transmisión, **Western Grid no obtendría ingresos fuera de los pagos por transmisión.** Los ingresos por compra / venta de electricidad serían un crédito al pago por transmisión [65].

Al año 2018, el ISO de California (CAISO) no ha considerado que el proyecto propuesto por Western Grid sea necesario bajo el plan de expansión anual de la transmisión [66]. CAISO ha aprobado recientemente dos proyectos de almacenamiento como activos avanzados de transmisión [66]<sup>54</sup>. La FERC ha rechazado la consideración de otros proyectos específicos de almacenamiento como activos de transmisión [67] [68] [69]<sup>55</sup>. La Public Utility Commission de Texas aprobó un proyecto de almacenamiento como activo de transmisión el año 2009<sup>56</sup> [70].

---

<sup>54</sup> Particularmente, CAISO indica: “the ISO has studied a number of potential electric storage projects as reliability solutions, ranging from transmission asset models to local resources participating in markets. The former has only recently resulted in energy storage assets moving forward, and the latter has resulted in a number of energy storage projects providing local capacity. In this context, the ISO’s experience reflects that electric storage has more effectively fit within the framework of market resources providing local capacity rather than as transmission assets providing transmission services. Over the past several years, the ISO has studied 27 battery storage proposals and one pumped hydro storage proposal as potential transmission assets. To date only two proposals have resulted in storage projects moving forward, both in the most recent 2017-2018 Transmission Plan”.

<sup>55</sup> Caso Nevada Hydro, Proyecto LEAPS: Sistema de almacenamiento por bombeo de 500 MW y una línea de transmisión de 30 millas que representan una inversión estimada de US\$2000 millones.

<sup>56</sup> Proyecto de baterías de NaS de 4,8 MW, 8 horas de duración (4 MW), en Presidio. El proyecto cumpliría funciones similares a las indicadas para el caso de Western Grid.



## 5.6.2 D.6.2: Respeto a la independencia del ISO como operador de activos de almacenamiento.

Los reguladores en Estados Unidos han sido cuidadosos en asegurar que los operadores independientes de sistemas eléctricos (ISO) y operadores de sistemas de transmisión (RTO) no sean propietarios o tengan control sobre la operación de sistemas de almacenamiento de energía para propósito de actividades de mercado que se desarrollan en un contexto competitivo [62] [66] [68]. Este requerimiento tiene sentido en la medida que los operadores de los sistemas eléctricos tienen que mantener independencia y asegurar un acceso no discriminatorio tanto a los sistemas de transmisión como a las decisiones de despacho. Dada la capacidad de los sistemas de almacenamiento de tener un rol de generación y demanda, y que ambos roles participan del mercado, el requisito de independencia es fundamental.

CAISO ha indicado que no debe asumir el control operacional de sistemas de almacenamiento, más allá del rol normal que tiene respecto de unidades de generación [66]<sup>57</sup> [68]<sup>58, 59</sup>. Además, estuvo en desacuerdo en tener el control operacional de un proyecto de almacenamiento llamado LEAPS<sup>55</sup> ya que las alternativas de control operacional analizadas podían comprometer su independencia. **CAISO indicó que el hecho de tomar control sobre el sistema de almacenamiento LEAPS sería un retroceso en la reestructuración eficiente y competitiva del mercado que se ha esforzado en alcanzar.**

**La FERC ha compartido la preocupación del operador independiente del sistema eléctrico de California en términos de que el control de un sistema de almacenamiento participando en el mercado eléctrico podría comprometer la independencia del ISO [66]<sup>60</sup>. La FERC concluyó que no sería apropiado requerir a CAISO asumir cualquier nivel de control operacional sobre el sistema de almacenamiento LEAPS [68]<sup>61</sup>.**

---

<sup>57</sup> CAISO indicó: “The ISO was nevertheless concerned that its independence could be comprised because it would have to decide (in all instances) when LEAPS would operate, how much energy it would produce and when it would operate the pumps to store water for future generation”.

<sup>58</sup> CAISO para el caso del proyecto de Pumped Storage LEAPS indicó: “CAISO should not assume operational control of the LEAPS facility, other than its normal role with respect to the operation of generating units”.

<sup>59</sup> “CAISO opposes taking operational control of the LEAPS facility. CAISO argues that any transfer of control analyzed in its proceedings would compromise CAISO’s independence as envisioned in Order No. 2000 (or create the perception thereof). CAISO argues that placing it in this untenable position of being both a generator operator and overseer of the transmission network is a step backwards from the restructured, efficient, competitive market that CAISO has worked hard to achieve”.

<sup>60</sup> Se indica: “In a 2008 order, FERC denied Nevada Hydro’s request. FERC found that ‘the purpose of CAISO’s transmission access charge is to recover the costs of transmission facilities under the control of CAISO, not to recover the costs of bundled services.’ FERC also shared the ISO’s concern that ISO control of a generator participating in the ISO markets would compromise the ISO’s independence. Further, FERC found that ‘allowing LEAPS to receive a guaranteed revenue stream through CAISO’s TAC would create an undue preference for LEAPS compared to these other similarly situated pumped hydro generators’”.

<sup>61</sup> La FERC indica: “The Commission concludes that it would not be appropriate to require CAISO to assume any level of operational control over the LEAPS facility. In reaching this conclusion, we examined an extensive record in this

### **5.6.3 D.6.3: Respeto de la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión)**

En enero de 2017, mediante la Orden 158 FERC ¶ 61,051, la FERC clarificó que podría haber enfoques distintos al utilizado por Western Grid<sup>62</sup>, mediante el cual un sistema de almacenamiento podría recibir un pago por transmisión y, si es técnicamente factible, proveer otros servicios de mercado [71]. La FERC indicó que la Orden 130 FERC 61,056 [65] no debía ser interpretada como un requerimiento para que los sistemas de almacenamiento establecidos como activos de transmisión renuncien a realizar servicios de mercado (venta de energía, servicios complementarios, etc.), tal como propuso Western Grid. Mediante la Orden 158 FERC ¶ 61,051, la FERC tiene la intención de proveer una guía sobre la habilidad de los sistemas de almacenamiento para proveer múltiples servicios y buscar recuperar sus costos simultáneamente a través de tarifa regulada de transmisión e ingresos por participación en mercados competitivos.

La FERC indicó que un sistema de almacenamiento participando en el mercado como activo de transmisión podría participar también prestando otros servicios. También indica que, en algunos casos, un sistema de almacenamiento sólo podría ser competitivo en costos para proveer servicios de transmisión si se consideran en la evaluación los ingresos esperados por la participación en otros mercados competitivos. Tales ingresos por participación en el mercado eléctrico suministrando otros servicios podrían ser utilizados para compensar el costo del sistema de almacenamiento como activo de transmisión. Lo indicado anteriormente también fue precisado por CAISO en marzo de 2018 [66]. No obstante, este tipo de estrategia híbrida requiere especial atención en su diseño regulatorio.

**Si se busca que un sistema de almacenamiento recupere sus costos mediante la participación en el mercado eléctrico y la provisión de servicios de transmisión, la FERC indica que los siguientes desafíos deberían ser abordados:**

- **El sistema de almacenamiento debe ser competitivo con una alternativa de transmisión,**
- **Evitar doble pago de infraestructura,**
- **Minimizar impactos negativos en el mercado mayorista, y**
- **Mantener la Independencia del Operador Independiente del Sistema Eléctrico.**

La Orden 158 FERC ¶ 61,051 no tiene la intención de resolver todos los detalles de implementación respecto de como un sistema de almacenamiento podría, simultáneamente, proveer servicios de transmisión y de mercado eléctrico; sino que tiene la intención de aclarar que, como materia de política

---

proceeding and the results of and whitepapers from CAISO's stakeholder process in which it sought comment from market participants on whether operational control of the LEAPS facility could be turned over to CAISO. Through this stakeholder process, CAISO explored six alternatives under which it could, directly or indirectly, operate the LEAPS facility. After reviewing these proposals and comments in support of and against CAISO's evaluation of these proposals, the Commission agrees with the majority of intervenors on this issue that it would be inappropriate for CAISO to assume control of the LEAPS facility".

<sup>62</sup> Detalles en Sección 5.6.1.

pública, es factible permitir a un sistema de almacenamiento proveer ambos servicios. También provee cierta guía en algunas materias y permite que los grupos de interés aborden posteriormente, mediante procesos participativos, las materias en más detalle. Los principales desafíos abordados en la Orden 158 FERC ¶ 61,051 se indican a continuación.

#### **a.) Respecto al requerimiento de evitar doble pago de infraestructura**

**El requerimiento de evitar doble pago de infraestructura puede ser abordado mediante un mecanismo apropiado de crédito (o abono) de los ingresos. La FERC indicó que podría haber estrategias distintas, a la propuesta por Western Grid<sup>63</sup>, para abordar este desafío.**

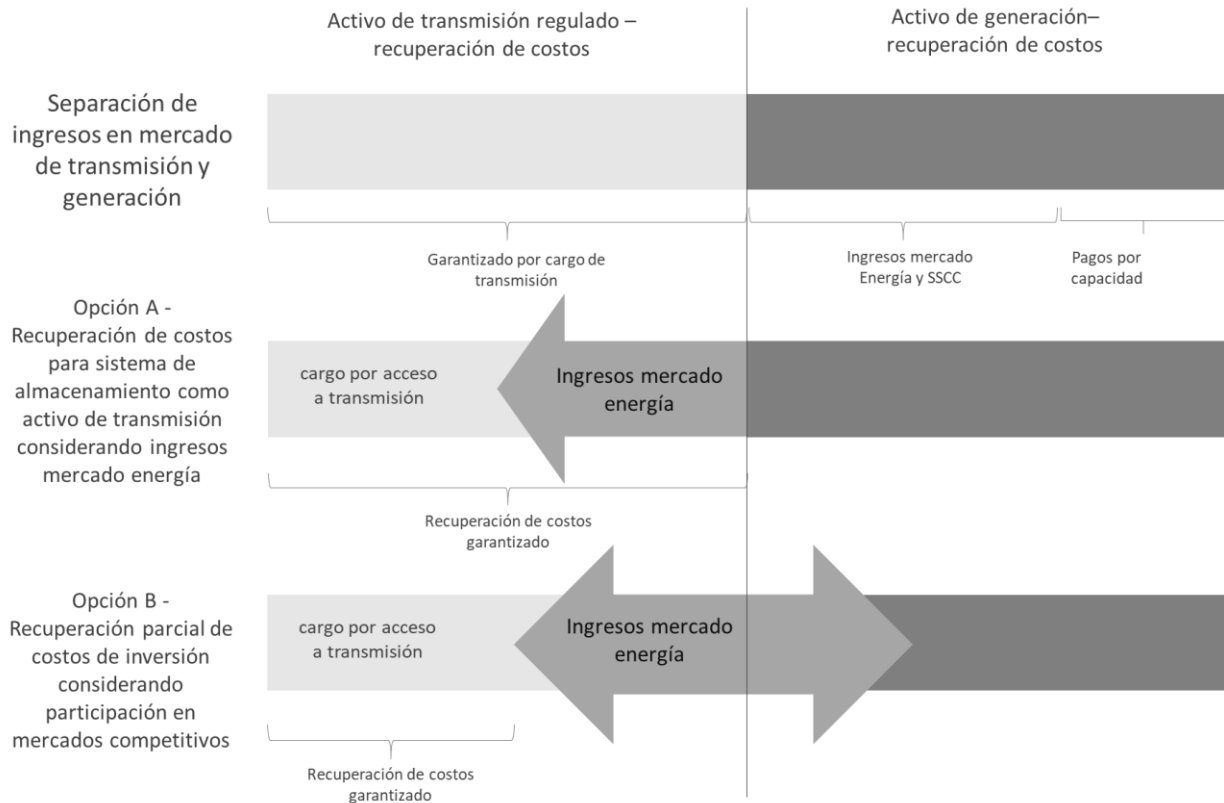
**El monto del crédito (o el abono de los ingresos de mercado) puede variar y depende de como se estructure la tarifa regulada por el servicio de transmisión.** Por ejemplo, si se indica que se pretende recuperar el costo total del sistema de almacenamiento mediante tarifa regulada de transmisión, entonces sería apropiado que el responsable de la operación del sistema de almacenamiento abone todos los ingresos que el sistema de almacenamiento capture mediante su operación en el mercado competitivo (por ejemplo, durante la vida útil del activo o el periodo que prestará servicios regulados de transmisión si es que dicho periodo difiere de la vida útil del activo).

De acuerdo a la FERC, de manera alternativa, **a discreción del dueño u operario del sistema de transmisión, los ingresos de mercado que el sistema de almacenamiento proyecte capturar pueden ser utilizados para reducir el nivel de la tarifa regulada de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento. Esta reducción anticipada de la tarifa regulada de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento podría ayudar a asegurar que la tarifa se mantenga justa y razonable, y podría proveer al dueño u operario del sistema de transmisión de incentivos para estimar los ingresos de mercado de la manera más precisa posible.** En este escenario, la necesidad de abonar los ingresos de mercado puede ser reducida proporcionalmente también.

En otras palabras, la recuperación total de los costos del sistema de almacenamiento mediante una tarifa de transmisión regulada requiere del abono total de los ingresos de mercado proyectados del sistema; la no consideración de ingresos mediante una tarifa de transmisión regulada requiere que no se abonen los ingresos de mercado proyectados del sistema de almacenamiento; finalmente una recuperación parcial de los costos del sistema de almacenamiento mediante una tarifa de transmisión regulada requiere de un abono parcial de los ingresos de mercado proyectados del sistema (Figura 37). Por ejemplo, si la tarifa de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento está basada sólo en el 25% de sus costos, luego el 25% de los ingresos de mercado deberían ser abonados a la tarifa de transmisión. La participación parcial o total del sistema de almacenamiento en mercados competitivos de energía lo hace responsables de las posibles ganancias o pérdidas.

---

<sup>63</sup> Detalles en Sección 5.6.1.



**Figura 37: Esquema de participación de mercado de sistemas de almacenamiento como activo de transmisión (Fuente: Adaptada de CAISO [66])**

Es crítico notar que, en el caso de sistemas de almacenamiento que participen de manera conjunta como activos de transmisión y proveedor de servicios competitivos en el mercado eléctrico, CAISO indicó que se deben establecer las reglas de participación necesarias para asegurar que todos los objetivos sean abordados. CAISO indicó que el coordinador independiente del sistema eléctrico deberá considerar reglas que permitan asegurar que el recurso de almacenamiento esté disponible para proveer los servicios de confiabilidad (o transmisión) que sean necesarios. El coordinador independiente del sistema eléctrico debe evaluar la necesidad de [66]:

- **Cronograma de notificaciones:** Programación especificando cuando el coordinador independiente del sistema eléctrico podría notificar a un recurso de almacenamiento de que no es necesario para mantener la confiabilidad del sistema y puede participar en otros mercados.
- **Duración de las capacidades necesarias:** Especificaciones respecto a la duración (tiempo) que un recurso de almacenamiento que presta servicios de confiabilidad puede participar en otros mercados competitivos antes que este tenga que volver al nivel de estado requerido para proveer los servicios de confiabilidad (transmisión) para el cual fue definido.

- Limitaciones de energía/ciclaje necesarias para mantener el ciclo de vida del sistema de almacenamiento: Se debe asegurar que la participación en otros mercados no reduce la vida útil del recurso, lo que podría derivar en otros costos para mantener la confiabilidad del sistema.

#### **b.) Respetto al requerimiento de minimizar impactos negativos en el mercado mayorista**

La FERC indica que cualquier preocupación de que un sistema de almacenamiento podría realizar ofertas de una forma que afecte los mercados de servicios competitivos por el simple hecho de recuperar parte de sus costos por tarifas reguladas de transmisión puede ser abordada de la forma que:

- Se aborda el mecanismo para evitar el doble pago de infraestructura, y
- Se consideran y determinan los costos en las tarifas basadas en costos.

#### **c.) Respetto al requerimiento de mantener la independencia del Operador Independiente del Sistema Eléctrico**

**La FERC indica que otro aspecto relevante es mantener la independencia del operador independiente del sistema eléctrico, lo cual se relaciona a la discreción y rol del ISO en la operación de los sistemas de almacenamiento, especialmente para propósitos de planificación y confiabilidad.**

**El sistema de almacenamiento debería ser mantenido de una manera tal que se pueda contar con el estado de carga necesario cuando sea requerido proveer el servicio regulado de transmisión. No obstante, asumiendo que dicha necesidad prioritaria es razonablemente predecible, tanto en la magnitud como en el momento del día que será requerida, se podría permitir que el sistema de almacenamiento se desvíe del estado de carga necesario en otros instantes del día para proveer otros servicios de mercado.** La FERC reconoce que esa asignación de responsabilidad se basa en que la necesidad por el servicio de transmisión es suficientemente predecible como para permitir la implementación de una estructura de gestión del estado de carga apropiada. En aquellas situaciones donde dicha premisa no se mantenga, y la necesidad del servicio de transmisión por el cual se paga una tarifa regulada no sea razonablemente predecible en magnitud ni momento del día en que ocurrirá, luego el servicio de transmisión debería ser el único servicio que el sistema de almacenamiento debería proveer.

La FERC también indica que, cuando se manifiestan las circunstancias que derivaron en la necesidad del servicio de transmisión que está siendo remunerado al sistema de almacenamiento, el despacho de dicho sistema para abastecer esta necesidad debería ser prioritario respecto a la utilización del sistema para otros servicios de mercado. Por ejemplo, se pueden definir penalidades por fallar en proveer el servicio prioritario en las circunstancias que derivan en la necesidad del servicio de transmisión.

La FERC también indica que, para asegurar la independencia del ISO, la prestación de servicios de mercado debería estar bajo el control del dueño u operador del sistema de almacenamiento, más que en el ISO. En otras palabras, mientras el ISO desarrolla la optimización de los recursos que participan en el mercado mayorista, durante los periodos en que no es necesario que el sistema de almacenamiento participe como recurso de transmisión en el mercado eléctrico, el ISO podría confiar en los parámetros ofertados por el

dueño u operador del sistema de almacenamiento para la operación, de la misma forma como el ISO lo hace para otros operadores del mercado.

Finalmente, CAISO indicó, en marzo de 2018, que es importante notar que el ISO debe evaluar las limitaciones necesarias, tanto en energía como ciclaje, para mantener la vida útil del sistema de almacenamiento. Se debe asegurar que la forma de uso del sistema no reduzca el ciclo de vida útil, lo que podría resultar en costos adicionales de reemplazo para mantener la confiabilidad del sistema [66].

#### **5.6.4 D.6.4: Modelos de participación de sistemas de almacenamiento en mercados mayoristas**

El 3 de diciembre de 2018, MISO, CAISO, ISO-NE, ISO-NY, PJM y SPP entregaron sus expedientes para cumplir con los requisitos de la Orden FERC 841 [58] [72] [73] [74] [75] [76] [77] [78], la cual se comenzará a aplicar en diciembre de 2019.

De acuerdo a la Orden FERC 841, los modelos de participación de sistemas de almacenamiento deben, entre otros requerimientos:

- Asegurar que un sistema de almacenamiento es capaz de proveer todos sus servicios de potencia (suficiencia), energía y servicios complementarios que sean técnicamente posibles para el sistema de proveer en el mercado.
- Asegurar que un sistema de almacenamiento puede ser despachado y puede definir el costo marginal del mercado, tanto cuando funciona como demanda (retirando energía desde el sistema), como cuando funciona como generador (inyectando energía al sistema), de manera consistente a la forma como un recurso define el costo marginal del mercado en el sistema eléctrico.
- Considerar las características físicas y operacionales de los sistemas de almacenamiento mediante parámetros técnicos que deben ser considerados en las ofertas que realiza al mercado.
- Establecer un requerimiento de tamaño mínimo para la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico, que no supere los 100 kW.
- Especificar que la venta de energía eléctrica desde el mercado a un sistema de almacenamiento, que posteriormente el sistema de almacenamiento utilizará para vender la energía al mercado, debe realizarse a costo marginal de energía.

Tomando como referencia las exigencias de la Orden FERC 841, MISO define el concepto de Transacción de un Sistema de Almacenamiento como parte de las actividades de mercado que realiza un sistema de almacenamiento en sus procesos de carga y descarga. MISO consideró necesaria esta definición en un contexto donde es importante delinear un tratamiento apropiado para los sistemas de almacenamiento, que lo diferencien del consumo normal que realiza un cliente final [72].

Adicionalmente, para facilitar la participación en el mercado de los sistemas de almacenamiento, MISO define el concepto de Estado de Despacho (Commitment Status). El Estado de Despacho de sistemas de almacenamiento permite indicar su disponibilidad y forma en que éste desea proveer servicios en un periodo de tiempo especificado. Los principales Estados de Despacho especificados son: Modo Continuo, Modo de Carga, Modo de Descarga, Modo Fuera de Servicio [72] [73]. La siguiente tabla ilustra los parámetros que se utilizan según el modo de participación escogido. La definición de los parámetros se presenta en el Anexo 1 de este reporte.

Operating Mode	Applicable ESR Bid Parameters							
	Minimum Charge Limit	Maximum Charge Limit	Minimum Discharge Limit	Maximum Discharge Limit	Charge Ramp Rate	Discharge Ramp Rate	Minimum State of Charge	Maximum State of Charge
Continuous Mode								
Charge Mode								
Discharge Mode								
Offline Mode								

Figura 38: Parámetros utilizados en la oferta de sistema de almacenamiento según modo de operación (Fuente: MISO [79])

Un sistema de almacenamiento que oferte simultáneamente como oferta y demanda en el mismo periodo de despacho debe escoger el Modo Continuo. Un sistema de almacenamiento solo podrá ser despachado para un objetivo de energía (MW) por intervalo dado que los sistemas de almacenamiento no pueden ser simultáneamente generación y demanda. Para un Estado de Despacho Continuo, la curva de oferta debe ser monotónicamente creciente en todo el intervalo efectivo de despacho del sistema de almacenamiento, incluyendo valores positivos y negativos [72].

Es crítico notar que para el caso chileno, donde se tiene un sistema basado en costos auditados, el precio de oferta de venta de energía debería quedar automáticamente determinado por el precio promedio de compra al momento de cargar (ponderado por energía) y la eficiencia del sistema de almacenamiento (round trip efficiency)<sup>64</sup>. Un desafío por resolver es la periodicidad de ajuste de precio de venta considerando los ciclos de programación de despacho que se definan en el sistema.

La Orden FERC 841 indica que cada ISO debe permitir a los sistemas de almacenamiento gestionar su estado de carga debido a que dicha práctica permitiría a los operadores de estos recursos optimizar su operación para proveer todos los servicios que son capaces de proveer. También requiere a los ISOs implementar todos los esquemas de medición y procedimientos de contabilidad que sean necesarios para

<sup>64</sup> Posiblemente considerando otros aspectos operacionales como afectación de la vida útil según número de ciclos de carga y descarga.

abordar las complejidades asociadas al cumplimiento del requerimiento de que las compra/venta de electricidad por parte de un sistema de almacenamiento sean valorizadas a costos marginal [58].

La FERC también indica que la modelación de la operación del sistema eléctrico está sujeta a diversas limitaciones inherentes de la complejidad del sistema eléctrico y de las herramientas disponibles para mantener una operación confiable. En este contexto, se indica que los sistemas de almacenamiento no deberían ser responsables del riesgo que se produce por un despacho no económico; luego se requiere definir un pago lateral para asegurar que los recursos comprometidos y despachados fuera del mercado sean capaces de recuperar sus costos de operación<sup>65</sup>. Es decir, cuando un recurso de almacenamiento es despachado como demanda y el costo marginal real es mayor que el ofertado y cuando el recurso de almacenamiento es despachado como generación y el costo marginal real es menor que el precio ofertado<sup>66</sup>. Los pagos laterales deberían ser consistentes con las reglas definidas para otros pagos laterales que hayan sido definidos en el mercado. Con lo indicado anteriormente se busca asegurar que los recursos de almacenamiento sean tratados como otro recurso despachable presente en el mercado. La FERC indica que el auto despacho de los sistemas de almacenamiento puede ser un medio para minimizar pagos laterales en caso de despacho no económico.

## 5.7 D.7: Desafíos asociados al mercado de potencia

### 5.7.1 D.7.1: Perfeccionamiento de la definición de suficiencia

En un contexto donde la matriz de generación de un sistema eléctrico evoluciona hacia una alta integración de Energía Renovable Variable (ERV), **la definición de Suficiencia que se utiliza en Chile<sup>67</sup> puede considerarse incompleta para crear incentivos que contribuyan a satisfacer conjuntamente las necesidades futuras de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema, consistente con asignar a los agentes aquella proporción de la cual son responsables.**

En función de la escala de tiempo en que se producen, los desafíos de suficiencia en los sistemas eléctricos pueden ser separados en tres aspectos [1]:

<b>Corto plazo</b> Segundos a minutos	<b>Corto – mediano plazo</b> Minutos a horas	<b>Largo plazo</b> Mayor a 1 año
<b>Seguridad:</b> La aptitud que tiene la capacidad de generación existente para responder, cuando es necesaria en la operación, a	<b>Firmeza:</b> La disponibilidad en el corto plazo de capacidad de generación que resulta de actividades de planificación de la	<b>Suficiencia:</b> La existencia de capacidad suficiente, instalada o

<sup>65</sup> Order FERC 841, Párrafos 171 – 177 [56].

<sup>66</sup> Que para el contexto chileno determinarse en función del precio promedio de compra, ponderado por energía, y la eficiencia del sistema de almacenamiento

<sup>67</sup> De acuerdo al DFL 4, artículo 225º, literal s, la suficiencia corresponde al atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda. El DS 62 particulariza dicha definición estableciendo que la evaluación se debe realizar en el escenario de demanda de punta (promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema).



<p>suministrar la demanda (requerimiento de corto plazo).</p> <p>La seguridad depende de la reserva que se define por el Coordinador del Sistema Eléctrico en la programación de la operación.</p>	<p>operación con la capacidad instalada disponible (desafío de corto – mediano plazo).</p> <p>La firmeza depende de la planificación de mantención de generadores, contratos y disponibilidad de suministro de combustible, gestión de embalses, programa de partidas y paradas, capacidad de partida y parada de unidades, entre otros factores.</p>	<p>por ser instalada, para abastecer la demanda (desafío de largo plazo).</p>
--	---	---

Como se ha indicado, en un contexto de alta integración de energía renovable, **las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de balance del sistema y de variabilidad de la demanda neta en periodos de 1 a 3 horas pueden ser más importantes que las necesidades de capacidad en el sistema y de variabilidad de la demanda.**

Las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de balance del sistema (seguridad del sistema) están directamente relacionadas a los servicios complementarios y su provisión se puede considerar como un servicio derivado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades [17].

Las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda y demanda neta están asociadas a la firmeza de las instalaciones del sistema y corresponden al mayor valor entre la variabilidad de la demanda y la variabilidad de la demanda neta, ambas en periodos de 1 a 3 horas<sup>68</sup>. La activación o uso de la firmeza en el sistema se remunera a costo marginal de energía.

Por lo tanto, la necesidad de abastecer la demanda anual del sistema no debería evaluarse de manera estática considerando sólo la adaptación a la demanda máxima, sino también las necesidades de firmeza del sistema que habilitan que sea capaz de transicionar entre distintos estados. Por consiguiente, **la definición de suficiencia como atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda debe ser contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable.** Se sugiere modificar la definición de suficiencia definida en el DFL 4, artículo 225º, literal s de la siguiente forma:

**Suficiencia: Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda, considerando los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.**

Energía renovable variable: Energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales que presenten variaciones de producción no gestionables importantes en periodos inferiores a 24 horas.

<sup>68</sup> Detalles en Sección 4.1, 4.2 y 5.1.

Demanda neta: Diferencia entre la demanda del sistema eléctrico y la generación de energía renovable variable.

### **5.7.2 D.7.2: Incentivos de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico**

Teniendo en consideración que la suficiencia corresponde al atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda, en un contexto de alta penetración de energía renovable variable, se identifican los siguientes objetivos para determinar la **capacidad de generación compatible con la suficiencia**:

- Garantizar la disponibilidad de un margen de reserva adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) del sistema.
- Generar un incentivo para que las unidades de generación estén disponibles cuando sean requeridas.
- Generar una señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (mayor turndown o rango operacional), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta.
- Mantener compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una señal estable para el desarrollo de largo plazo del mercado.
- Evitar doble pago de infraestructura.

El año 2013, la FERC examinó distintos elementos de diseño de mercados de capacidad [80]. Particularmente indicó que **en la medida que los sistemas eléctricos evolucionan, los mercados de capacidad podrían tener que considerar necesidades operacionales del sistema**. En este contexto, nuevas definiciones de productos podrían ser especificadas considerando parámetros como tiempos de partida, tiempo mínimo de operación, entre otros, que podrían ser relevantes para satisfacer necesidades de partida rápida o capacidad de seguimiento de la demanda. Para satisfacer necesidades emergentes del sistema, la FERC indicó que un producto relacionado a la firmeza podría estar relacionado a la capacidad de rampa y la habilidad de mantener la inyección de energía por un número mínimo de horas. También indicó que en la medida que las necesidades del sistema evolucionan, el operador del sistema podría ajustar la cantidad de cada producto asociado al mercado de capacidad.

En este contexto, **el consultor sugiere considerar que las instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda en la medida que cumplen las necesidades de la demanda máxima y las necesidades de**

**flexibilidad del sistema o subsistema.** Se considera que la definición propuesta crea incentivos apropiados para maximizar la disponibilidad de flexibilidad para enfrentar necesidades de variabilidad de la demanda. El no contar con flexibilidad impacta la producción de energía de centrales renovables variables, pudiendo hacer incluso que la valorización de ésta sea cero.

Tomando como referencia la experiencia internacional<sup>69</sup>, se definen las necesidades de demanda máxima y las necesidades de flexibilidad del sistema de la siguiente forma:

- **Demanda máxima del sistema o subsistema ( $D_{max}$ ):** Es la demanda promedio de los  $x$  mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema o subsistema.
- **Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema (NFS):** Se considera la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta. La necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema se define en función de la necesidad de capacidad flexible para satisfacer las necesidades de rampa y reserva por contingencia. Para ello se considera:
  - Rampa máxima de la demanda neta en un periodo de tres horas continuas,  $Max (Rampa_{3Hr})$ . Se deberá considerar el vertimiento de energía renovable durante el año de cálculo.
  - Reserva por contingencia (pérdida de unidad más grande), RCG.
  - Factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda ( $\epsilon$ ).
  - Demanda neta: Demanda promedio horaria menos generación renovable variable (solar y eólica).

Luego, la necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema se determinan en función de:

$$NFS_i = Max (Rampa_{3Hr}) + RCG + \epsilon$$

La norma técnica debe definir el procedimiento para determinar el factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda ( $\epsilon$ ). Inicialmente se considerará que este valor es cero<sup>70</sup>.

- **Demanda máxima genérica del sistema o subsistema ( $DG_{max}$ ):** Corresponde a la diferencia entre la demanda máxima del sistema o subsistema y la necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema<sup>71</sup>.

<sup>69</sup> Ver definición de rampas descrita en la Sección 5.1 (experiencia de California).

<sup>70</sup> En California se indicó que para el año 2014 el valor de  $\epsilon$  sería cero [19]. Al año 2019, el valor propuesto para  $\epsilon$  en California continúa siendo cero [76]. En NY-ISO y ISO-NE no se ha considerado necesario definir aún necesidades de firmeza para abordar incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta (detalles en Sección 5.2.5).

<sup>71</sup> Alternativamente se podría considerar un promedio de las  $x$  mayores rampas máxima de la demanda neta en un periodo de tres horas continuas, ajustando consistentemente la definición de “Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema” a esa definición. Se considera que la definición propuesta crea incentivos apropiados para maximizar la disponibilidad de flexibilidad para enfrentar necesidades de variabilidad de la demanda. El no contar con flexibilidad impacta la producción de energía de centrales renovables variables, pudiendo hacer incluso que la valorización de esta sea cero.

La capacidad de generación se puede caracterizar de la siguiente forma:

- **Potencia Máxima:** Se define como el máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la Dirección de Operaciones del Coordinador (ver Sección 3.1.4).
- **Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE):** La capacidad de generación flexible efectiva es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema [21]<sup>72,73</sup> [22]<sup>74</sup>.

Para determinar la capacidad flexible efectiva de una unidad de generación, respecto de su potencia máxima neta (considerando consumos propios), tomando como referencia la experiencia de California [21], se consideran los siguientes aspectos:

*Si el tiempo de partida es mayor a 90 minutos,* la capacidad de generación flexible efectiva es equivalente al rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y el mínimo técnico, considerando restricciones ambientales (Pmin), limitado por la capacidad de rampa promedio de la unidad (Rampa Promedio), es decir:

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}), (180 \text{ minutos} * \text{Rampa Promedio}) \}$$

La Rampa Promedio es la tasa MW/min promedio que puede aumentar la generación de la unidad entre el mínimo técnico de la unidad (considerando restricciones ambientales) y la potencia máxima.

*Si el tiempo de partida es menor a 90 minutos,* la capacidad de generación flexible efectiva es equivalente al rango entre la potencia máxima, considerando los consumos propios de la unidad, y cero; limitado por el tiempo de partida hasta mínimo técnico considerando restricciones ambientales (Tiempo de Partida) y la capacidad de Rampa Promedio de la unidad.

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}}), [P_{\text{min}} + (180 \text{ minutos} - \text{Tiempo de Partida}) * \text{Rampa Promedio}] \}$$

---

<sup>72</sup> La Public Utilities Commission del Estado de California adopta un criterio similar en la Decision 13-06-024 (Appendix A): “*In order to be eligible for flexible procurement, a resource must be able to ramp and sustain energy output for a minimum of three hours.*” [19]

<sup>73</sup> La norma técnica debe definir las horas de necesidad flexibilidad del sistema. Se debe distinguir en periodos de invierno y verano. En función de lo indicado en la Sección 4.2 (Figura 16, Figura 17, y Figura 18) se sugiere considerar periodos de fin de semana y festivos.

<sup>74</sup> Section IV: What qualifies as flexibility capacity?

Para el Tiempo de Partida se considera el tiempo desde el inicio del proceso de partida hasta el mínimo técnico considerando restricciones ambientales para una partida en frío.

La Comisión definirá el criterio para evaluar la capacidad de generación flexible efectiva de centrales de energía renovable variable y centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación. Mientras la Comisión no haya definido el criterio para evaluar la capacidad flexible efectiva para dichas centrales, se asumirá que no tienen capacidad de generación flexible efectiva.

La capacidad de generación flexible efectiva se considera para abastecer las necesidades de flexibilidad del sistema o subsistema.

**Con las definiciones realizadas anteriormente, se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia modularizando el requerimiento de demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes [81]:**

- Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, y
- Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone modularizar la Potencia Máxima de una unidad en dos atributos:

- Capacidad de generación flexible efectiva, y
- Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

La **Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva (CGSFE)** se define como la diferencia entre la Potencia Máxima bruta de la unidad y la Capacidad de Generación Flexible Efectiva.

La Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva se considera adecuada para abastecer las necesidades de demanda máxima genérica del sistema o subsistema; no se considera adecuada para abastecer las necesidades de flexibilidad del sistema o subsistema<sup>75</sup>.

Habiendo determinado los parámetros indicados anteriormente, para calcular la potencia de suficiencia de una unidad se propone seguir un procedimiento similar al utilizado en el DS 62 para ajustar la Capacidad de Generación Flexible Efectiva con diversos factores, según corresponda. Se deben considerar los ajustes por disponibilidad de insumo principal en el caso de unidades térmicas, factor de ajuste a potencia equivalente (en caso de contar con estados deteriorados), factor de mantenimiento mayor, factor de indisponibilidad forzada y modelo probabilístico.

Se ajusta la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva de una manera similar a la utilizada en el DS 62 para la potencia máxima. Se deben considerar los ajustes por disponibilidad de insumo principal en el

<sup>75</sup> La Public Utilities Commission del Estado de California adopta un criterio similar en la Decision 13-06-024 (Appendix A): *“Flexibility within a resource is counted by the Differentiated Counting Option. According to the “Differentiated Capacity Option”, capacity that is inflexible, such as megawatts associated with Pmin, must be sold as generic capacity, not flexible capacity. Any flexible capacity must-offer obligation only applies to the flexible portion of the capacity. A megawatt of capacity can only be sold once as either generic or flexible.”* [19]

caso de unidades térmicas, factor de ajuste a potencia equivalente (en caso de contar con estados deteriorados), factor asociado a consumos propios, factor de mantenimiento mayor, factor de indisponibilidad forzada y modelo probabilístico.

**Para el caso de unidades de generación eólicas y solares, se sugiere determinar la Potencia Inicial (o capacidad de generación sin flexibilidad efectiva inicial) de acuerdo al método sugerido en la Sección 5.7.3, letra c), y ajustar por los factores mencionados anteriormente que correspondan.**

Para aquellas unidades que cuenten con Capacidad de Generación Flexible Efectiva se propone que, semestralmente, el propietario de la central defina qué proporción ( $\alpha$ ) de dicha capacidad participará en el segmento para satisfacer las necesidades de flexibilidad del sistema o subsistema. Una vez escogida dicha proporción, se debe mantener por un periodo de cuatro años. El propietario sólo podrá, semestralmente, aumentar el factor  $\alpha$ . Una vez cumplido el plazo de cuatro años, el propietario podrá disminuir el factor. Automáticamente, la proporción  $(1 - \alpha)$  de la capacidad de generación flexible efectiva participará en el segmento de mercado de demanda máxima genérica del sistema o subsistema<sup>76</sup>.

Finalmente, se sugiere determinar:

- La **Capacidad de Generación Flexible Efectiva Definitiva (CGFED)** ajustando el valor determinado inicialmente para cada unidad por la necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, según corresponda, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CGFED_i = CGFE_i \times \frac{NFS \pm X}{\sum_i CGFE_i}$$

En la ecuación,  $X$  corresponde a la flexibilidad compartida entre subsistemas, en caso que estos hayan sido definidos. La norma técnica definirá los criterios para cuantificar la flexibilidad compartida entre subsistemas<sup>77</sup>.

<sup>76</sup> Otra opción es que el factor  $\alpha$  lo defina anualmente el Coordinador y sea observable por el propietario de la central. Se considera que el mecanismo propuesto genera los incentivos para que los propietarios definan apropiada y oportunamente el factor y sus ajustes conforme cambian los requerimientos el sistema.

<sup>77</sup> Es posible adoptar distintas políticas: 1.) Asumir que la señal de desarrollo de transmisión de largo plazo es suficiente para no considerar subsistemas de potencia; 2.) Se puede compartir suficiencia entre subsistemas definiendo sistemas exportadores y, consecuentemente, sistemas importadores; 3.) Cada subsistema debe estar adaptado y contar con suficiencia para abastecer su demanda, sin considerar transferencias.

Es importante notar que la definición de sistema exportador o importador que se realiza en el artículo 58 del DS 62 favorece la consideración de condiciones históricas de instalación de unidades con potencia de suficiencia, más que considerar necesidades locales presentes y futuras de capacidad de generación con suficiencia. Particularmente se indica:

*“Se considera como subsistema exportador al subsistema que posea el mayor Margen de Potencia. El subsistema que presente el menor Margen de Potencia se considerará importador. La potencia transmitida entre subsistemas es igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema.”*

- La **Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva Definitiva (CGSFED)** ajustando el valor determinado inicialmente para cada unidad por demanda máxima genérica del sistema o subsistema, según corresponda, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CGSFED_i = CGSFE_i \times \frac{DG_{max} \pm Y}{\sum_i CGSFE_i}$$

En la ecuación, Y corresponde a la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva que se puede compartir entre subsistemas considerando que por las instalaciones de transmisión ya se comparte capacidad de generación con flexibilidad efectiva. La norma técnica definirá los criterios para cuantificar la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva que se puede compartir entre subsistemas.

Respecto a la capacidad (con y sin flexibilidad efectiva) que se puede compartir entre los subsistemas, **de acuerdo al North American Electric Reliability Corporation (NERC), los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto importante en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación de energía renovable variable [82]<sup>78</sup>.**

- La **Potencia de Suficiencia Definitiva** de una unidad corresponde a la suma de la Capacidad de Generación Flexible Efectiva Definitiva (CGFED) y la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva Definitiva (CGSFED).

La estructura de mecanismo de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico se ilustra a continuación. En la Figura 39 se presenta el mecanismo asociado al DS 62 vigente. En la Figura 40 se presenta el mecanismo propuesto como parte de este estudio.

---

<sup>78</sup> Particularmente indica: “*There appears to be variations in the way that imports, exports, and emergency measures are handled in reliability calculations. Some of this is to be expected, based on differing approaches and rules in different power pools, and the differing nature of the capacity and energy delivery options between regions. In addition, different assumptions regarding interconnected resources would be expected to vary, based on the problem that is under evaluation. However, a suite of consistent and common approaches would be desirable and aid in comparisons among systems, and full transparency of these issues is critical.*”

*Recommendation: Alternative approaches and assumptions regarding the treatment of interconnected systems should be transparent to the analysis, and the development one or more common approaches for handling the impact of interconnected systems in the reliability assessments will be useful. Existing committees such as the Generation and Transmission Reliability Planning Models Task Force, or other groups may develop improved methods for modeling or reporting these results. These reliability considerations will have an impact on the relevant footprint that is used to calculate the contribution that variable generation makes towards resource adequacy (capacity value). The assumptions regarding the appropriate electrical footprint used in the reliability analysis will have a profound impact on resource adequacy in general, and variable generation capacity value in particular.”*

## Esquema Actual

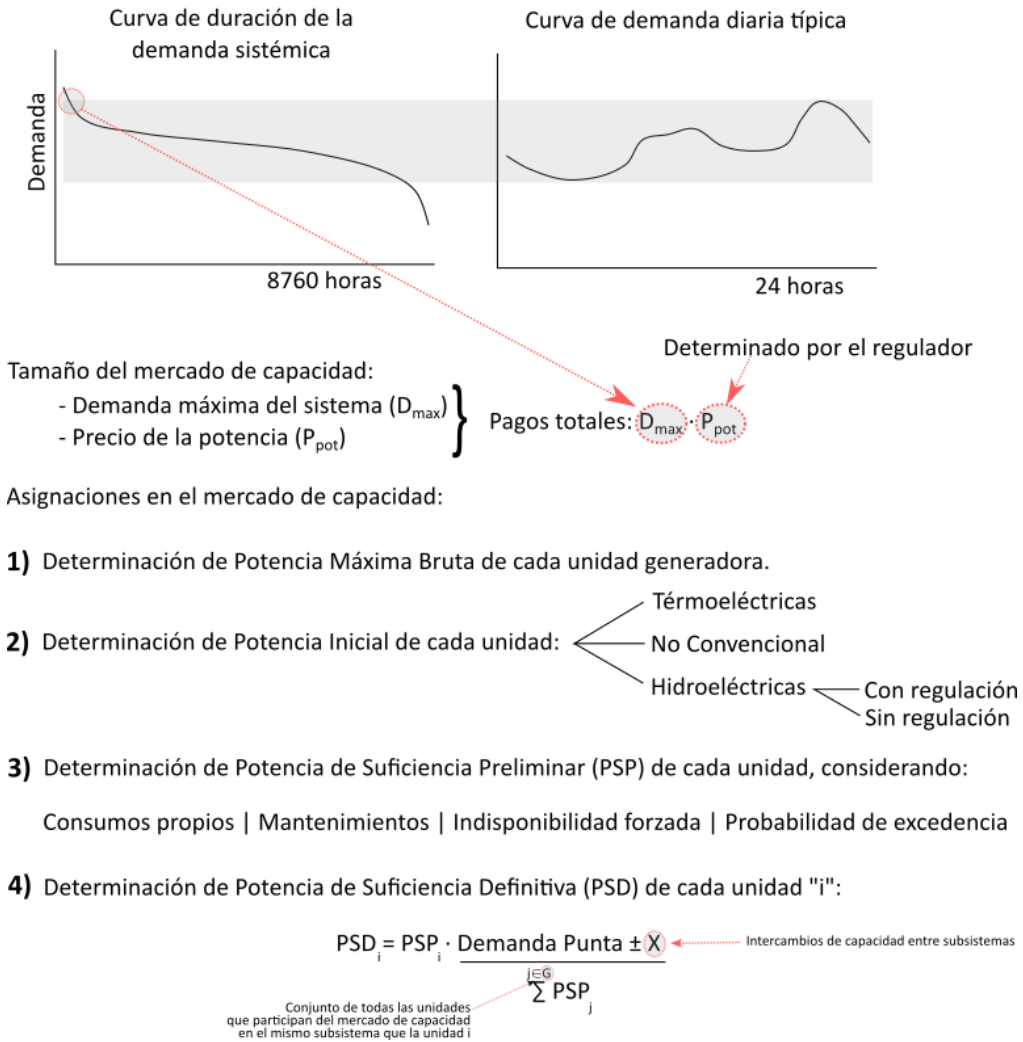
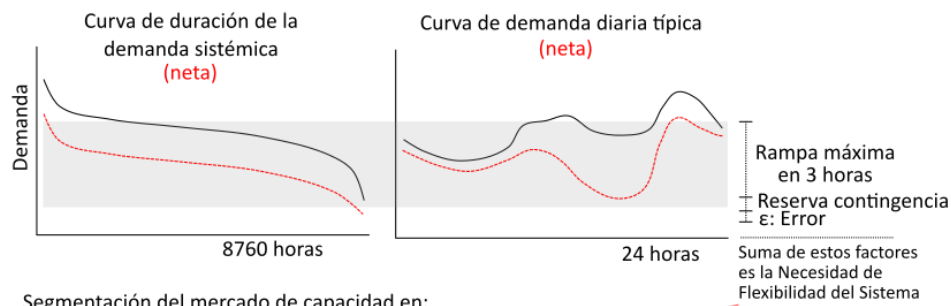


Figura 39: Mecanismo de potencia de suficiencia vigente



### Esquema Propuesto



Segmentación del mercado de capacidad en:

#### Mercado de capacidad flexible

- Necesidad de Flexibilidad del Sistema (NFS)
  - Precio de la capacidad flexible ( $P_{cf}$ )
- Pagos totales:  $NFS \cdot P_{cf}$

#### Mercado de capacidad genérica

- Demanda Genérica Máxima ( $DG_{max}$ )
  - Precio de la capacidad genérica ( $P_{cg}$ )
- Pagos totales:  $DG_{max} \cdot P_{cg}$

Calculada como la diferencia entre la demanda máxima del sistema y la Necesidad de Flexibilidad del Sistema:  
 $DG_{max} = D_{max} - NFS$

**Obs:** Si es que  $P_{cf} = P_{cg} = P_{cap}$ , entonces el nuevo esquema no modifica el tamaño del mercado de capacidad existente.

Asignación de productos de capacidad:

- 1) Determinación de Potencia Máxima Bruta, Potencia Mínima, Capacidad de Rampa Promedio y Tiempo de Partida de cada unidad generadora.

Se calcula la Capacidad de Generación con Flexibilidad Efectiva (CGFE) de cada unidad:

$$\text{Tiempo partida} \geq 90 \text{ minutos: } CGFE = \min \{ P_{max} - P_{min}; \text{Rampa Promedio} \cdot 180 \text{ min} \}$$

$$\text{Tiempo partida} < 90 \text{ minutos: } CGFE = \min \{ P_{max}; P_{min} + \text{Rampa Promedio} \cdot (180 \text{ min} - \text{Tiempo Partida}) \}$$

**La CGFE de una unidad corresponde a su oferta en el mercado de capacidad flexible.**

Se calcula la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva (CGSFE) de cada unidad:

$$CGSFE = P_{max} - CGFE$$

**La CGSFE de una unidad corresponde a su oferta en el mercado de capacidad genérica.**

- 2) Determinación de CGFE Inicial de cada unidad:
  - Almacenamiento
  - Térmoeléctricas
  - Hidroeléctricas con regulación > 3 horas.

- Determinación de CGSFE Inicial de cada unidad:
- Almacenamiento
  - Térmoeléctricas
  - No Convencional
  - Hidroeléctricas
    - Con regulación
    - Sin regulación

- 3) Determinación de CGFE Preliminar (CGFEP) y CGSFE Preliminar (CGSFEP) de cada unidad considerando:

Consumos propios | Mantenimientos | Indisponibilidad forzada | Probabilidad de excedencia

- 4) Determinación de CGFE Definitiva (CGFED) y CGSFE Definitiva (CGSFED) de cada unidad "i":

$$CGFED_i = \alpha_i \cdot CGFEP_i \cdot NSF \pm X$$

Intercambios de capacidad flexible entre subsistemas

Fración de la CGFEP que el propietario de la unidad determina que participará en el mercado de capacidad flexible.

$$CGSFED_i = (CGSFEP_i + (1-\alpha_i) \cdot CGFEP_i) \cdot \frac{DG_{max} \pm X}{\sum_{j \in G} CGSFEP_j + (1-\alpha_j) \cdot CGFEP_j}$$

Conjunto de todas las unidades que participan del mercado de capacidad en el mismo subsistema que la unidad i

La fracción restante de la CGFEP participa en el mercado de capacidad genérica junto a la CGSFE.

Figura 40: Mecanismo de potencia de suficiencia propuesta

De manera complementaria, se han definido otro tipo de mejoras al DS 62, las cuales se indican a continuación. Se considera que estas mejoras son modulares y no afectan la estructura de la propuesta de incorporar atributos de flexibilidad que se ha desarrollado.

### 5.7.3 D.7.3: Determinación de Potencia Inicial (o capacidad de generación sin flexibilidad efectiva) de centrales de energía renovable variable<sup>79</sup>

En distintos mercados se han definido diversas formas para estimar el aporte a la firmeza y suficiencia de los sistemas de generación y almacenamiento, y por consiguiente también de sistemas de energía renovable variable.

La IEEE y la NERC recomiendan utilizar un método probabilístico basado en objetivos de confiabilidad, particularmente el Effective Load-Carrying Capability (ELCC) [83] [82] [84]. Existen otros métodos, menos utilizados, tales como el Equivalent Conventional Power (ECP), Equivalent Firm Power (EFP), y Secured Capacity; no obstante, por ejemplo, se ha indicado que el método ELCC entrega estimaciones más realistas, comprensibles, estables y correctas que el método Secured Capacity [85].

El ELCC se determina como la demanda incremental que puede ser suministrada por un recurso de generación adicional en el sistema, mientras se mantiene un nivel de confiabilidad constante (Loss of Load Expectation, LOLE) [86]. La NERC sugiere un LOLE de 1 día cada 10 años o 0,1 días por año (para cálculos anuales). Cuando se agrega un nuevo recurso de generación, la curva original de confiabilidad se desplaza hacia la derecha; lo que significa que un mayor nivel de demanda máxima puede ser suministrado con el mismo nivel de confiabilidad inicial. La Figura 41 ilustra el concepto detrás de la metodología ELCC.

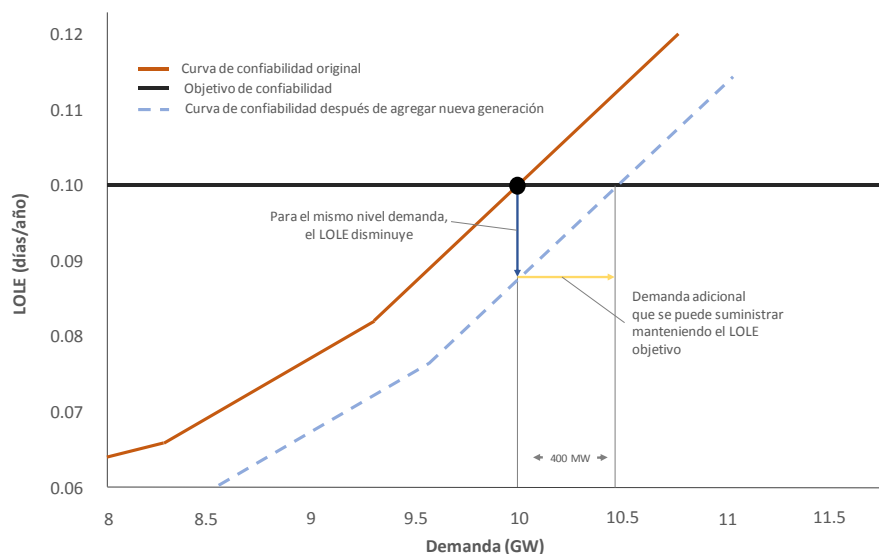


Figura 41: Ejemplo de aplicación de ELCC (Fuente: Imagen de [87])

<sup>79</sup> Considerando el esquema de potencia de suficiencia vigente en Chile, el método ilustrado en esta sección se puede utilizar para determinar la potencia inicial de centrales eólicas y solares. En función de lo indicado en la Sección 5.7.2, también se puede utilizar para determinar la capacidad de generación sin flexibilidad efectiva de dichas centrales.

El concepto de ELCC también puede ser aplicado al sistema como un todo. Utilizando el caso de la Figura 41, la matriz de generación originalmente tiene un ELCC de 10.000 MW; una vez que un nuevo recurso de generación se agrega, el ELCC para la matriz de generación aumenta a 10.400 MW. Cuando se evalúa el ELCC a nivel del sistema es importante distinguir entre el ELCC que resulta para un nivel particular de LOLE y el ELCC estimado del sistema, según éste está definido.

**Es posible identificar distintas variaciones en la aplicación de la metodología ELCC. Factores como la correlación de la generación eólica entre distintas zonas, la correlación de la generación eólica y solar con la demanda, la forma de utilizar los recursos hidroeléctricos gestionables, el calendario de mantenimiento de las unidades, la consideración de interconexiones (o definición de subsistemas) y el nivel de confiabilidad objetivo para el sistema pueden tener importantes implicancias en la estimación del ELCC [83] [87].**

Es crítico notar los siguientes aspectos:

- El LOLE diario está basado en la demanda máxima diaria del sistema. **La NERC sugiere utilizar métricas alternativas de confiabilidad como el Loss of Load Hour (LOLH<sup>80</sup>) o el Expected Unserved Energy (EUE) en reemplazo de la métrica tradicional LOLE diario debido a que la naturaleza variable de la energía eólica y solar** podría hacer que el enfoque diario no capture apropiadamente eventos donde la confiabilidad del sistema esté comprometida [82]. Generalmente se utiliza un LOLE diario de 0,1 días por año, pero no se han realizado desarrollos para definir objetivos de LOLH o caracterizar la relación entre distintas métricas de confiabilidad en sistemas con alta penetración de energía renovable variable. Un LOLH de 2,4 horas por año no es equivalente a un LOLE diario de 0,1 días por año [82] [24]<sup>81</sup>.
- **El aporte de capacidad de un recurso de generación depende del nivel de confiabilidad inicial del sistema [88].**
- **Si un sistema es extremadamente confiable, con LOLE prácticamente igual a cero, la evaluación del ELCC por generador tendrá poco significado.** Esto se debe a que esencialmente no hay LOLE, por lo tanto, no hay forma que un nuevo generador pueda contribuir de manera representativa a disminuir el LOLE. Generalmente, LOLH es cero para la mayoría de las horas del año y es significativamente mayor a cero sólo un número reducido de horas. Los días u horas en que potencialmente haya una brecha de confiabilidad dependerán el nivel de confiabilidad objetivo escogido [87] [24].
- La interconexión de dos o más sistemas tiene un impacto en la suficiencia del sistema. La interconexión de dos sistemas distintos tiene un impacto en la confiabilidad (disminuye el LOLP) en ambos sistemas. En esta línea **cuando se definen subsistemas (dentro de un sistema) es crítico realizar las consideraciones adecuadas cuando se realizan análisis probabilísticos porque se deben**

---

<sup>80</sup> También conocido como LOLE horario.

<sup>81</sup> Appendix A: Background on modeling processes used to create monthly ELCC values.

realizar supuestos respecto a la posibilidad de realizar transferencias entre subsistemas como solución a desafíos de confiabilidad de un subsistema específico. Lo indicado anteriormente dependerá del nivel de demanda del sistema y la existencia de restricciones de transmisión [89]. De acuerdo a la NERC, los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto profundo en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación con energía renovable variable [82].

- Tanto en California como en MISO, se realiza una aplicación del ELCC en etapas. En una primera etapa se aplica la metodología a un portafolio de generación (eólico, solar, y a ambos en el caso de California) [18] [24]. Posteriormente se asigna el resultado del ELCC del portafolio a cada central mediante una prorrata.
- Generalmente se tienen variaciones interanuales en varias entradas que se utilizan para determinar el ELCC. En algunos casos, se ha demostrado que **para determinar un ELCC estable como señal de largo plazo en sistemas de generación eólica, se requieren entre 8 a 10 años de datos**. Por ejemplo, utilizando datos de 8 años consecutivos (de un conjunto de 10), el rango de potencia de suficiencia para un sistema de generación eólica podría estar dentro de un 2% del valor que se podría obtener al utilizar los 10 años de datos. En contraste, si se utiliza sólo un año de información, el ELCC puede tener una dispersión importante, que puede subestimar o sobre estimar la potencia de suficiencia en un 10 - 20% respecto del valor que se tendría al considerar los 10 años de información (Figura 42) [90].

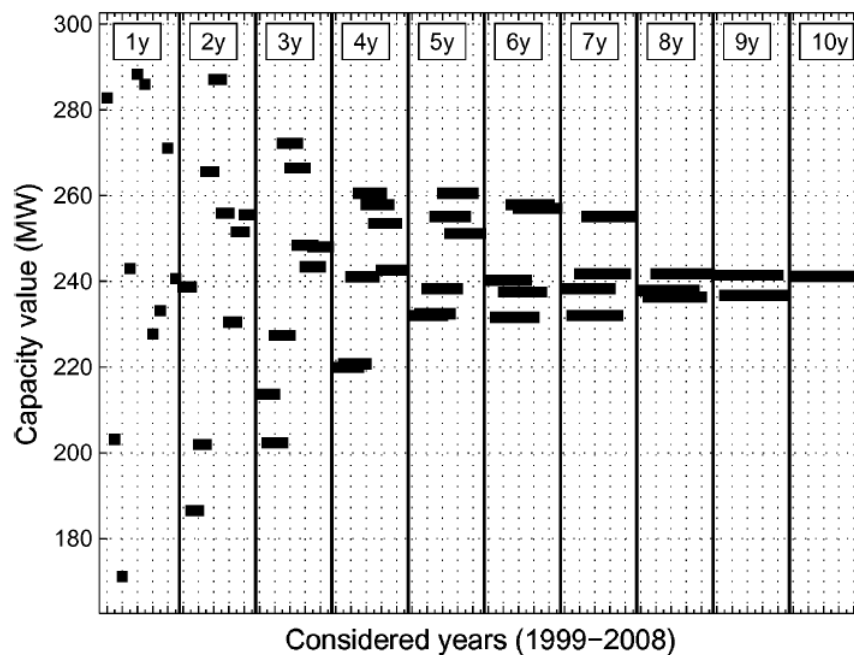


Figura 42: Análisis de ELCC multianual para una central de generación eólica de 1000 MW en Irlanda (Fuente: Imagen de [90])

Actualmente el DS 62, en el Artículo 28, indica:

*“A cada unidad generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.*

*En caso que un Insumo Principal de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, la Potencia Inicial de cada unidad generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dicho insumo”.*

Como se ha indicado anteriormente, **cuando se utilizan métodos probabilísticos, como el ELCC, el nivel de restricción observada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación puede no ser el factor más determinante en la determinación del aporte a la suficiencia del sistema.** Para el caso de uso de métodos probabilísticos aplicado a centrales de energía renovable variable, particularmente eólica, **se sugiere considerar la estadística de recurso disponible durante un periodo de 8 años; particularmente si se utiliza el criterio descrito en la Sección 5.7.2 respecto de la modularización del atributo de suficiencia y asignación de Capacidad de Generación Flexible Efectiva a generadores renovables variables.**

Respecto de la implementación de la metodología ELCC en Estados Unidos, se puede indicar lo siguiente:

#### **a.) California**

- En febrero del año 2011, se estableció que la California Public Utilities Commission (CPUC) debe determinar el ELCC de los recursos de generación eólica y solar en el sistema de California. La CPUC debe utilizar el valor del ELCC para establecer la contribución de los recursos de generación eólica y solar al cumplimiento de los requerimientos de suficiencia del sistema [91]<sup>82</sup>.
- El año 2014, diversos stakeholders<sup>83</sup> indicaron que la implementación de la metodología ELCC debía postergarse un año para permitir a las partes analizar los resultados de la modelación, iterar con la CPUC en aspectos asociados a la modelación, y considerar las implicancias de dichos aspectos en la adopción de una metodología de cálculo de ELCC [22]. Se observaron diferencias en la forma de implementación de la metodología y se indicó que el proceso era complejo. La CPUC estuvo de acuerdo e indicó que se debía resolver algunos aspectos antes de la implementación de la metodología ELCC. Se decidió postergar la aplicación de la metodología.
- El año 2017, la CPUC indicó que la implementación de la metodología ELCC ha sido compleja y ha requerido un periodo extenso. A través del tiempo las partes han analizado y refinado las propuestas para implementar la metodología ELCC. Aún cuando se han realizado mejoras, la CPUC indica que la metodología ELCC no debería ser implementada el año 2017 [24] y que la adopción de la metodología ELCC, en su estado de definición, puede resultar en un cambio abrupto y significativo en la determinación de la suficiencia de las centrales, que puede ser innecesariamente disruptivo. El

<sup>82</sup> Senate Bill (SB) 2 (1X).

<sup>83</sup> CA-ISO, ORA, PG&E, SCE, TURN, NRG y Calpine.

proceso de estimación de ELCC continuará sujeto a cambios, mejoras y refinamientos en la medida que sea necesario [24]<sup>84</sup>.

- Se propone calcular el ELCC conjunto para el portafolio de generación eólica y solar, el ELCC para el portafolio de generación eólica, y el ELCC para el portafolio de generación solar. Se determinará un Factor de Diversidad del ELCC, que corresponde a la diferencia entre la suma de los ELCC individuales para cada tecnología y el ELCC del portafolio de ambas tecnologías. Si la suma de los ELCC individuales para cada tecnología es mayor que el ELCC determinado para el portafolio, el Factor de Diversidad es negativo. Posteriormente, se ajusta el ELCC de cada tecnología en función del factor de diversidad estimado, a prorrata de los ELCC individuales de cada tecnología. Una vez conocido el ELCC de cada tecnología, se divide por los MW instalados de cada tecnología. Finalmente, para estimar la potencia de suficiencia de cada planta, el factor resultante se multiplica por la potencia máxima de la unidad de la tecnología correspondiente.
- La metodología ELCC se comenzaría a aplicar el año 2018 [92].

#### b.) MISO

- MISO, en conjunto con sus stakeholders, **desarrolló un método de evaluación basado en la metodología ELCC, que consta de dos etapas** [18]<sup>85</sup>.
  - En la **primera etapa** se determina el ELCC sistémico para el conjunto de todos los recursos de energía renovable variable (eólicos). Para estimar el ELCC de un recurso específico. Se aíslan los efectos que un recurso específico tiene sobre la confiabilidad del sistema determinando el LOLE en dos escenarios (con y sin el recurso de interés). El caso con el recurso será más confiable y tendrá un LOLE menor.

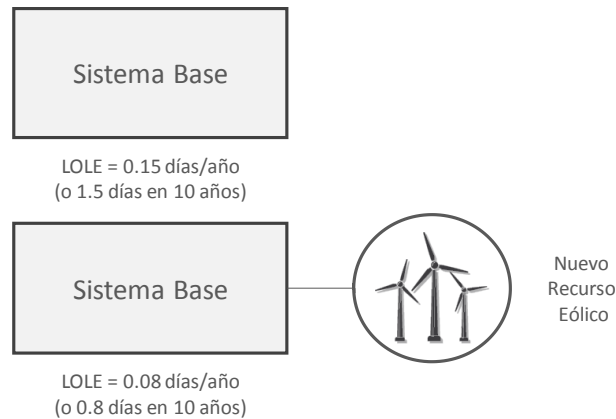
A modo de ejemplo, en la Figura 43, el nuevo recurso eólico hace que el sistema sea 0,07 días por año más confiable.

---

<sup>84</sup> Decision 17-06-027: “We agree with PG&E and other parties that moving to an ELCC approach such as Calpine’s proposal or Energy Division’s first proposal could result in an overly abrupt and significant change in RA values, particularly of solar resources, and would be unnecessarily disruptive... Going forward, the process used to calculate monthly ELCC values will be subject to changes, improvements and refinements as needed.”

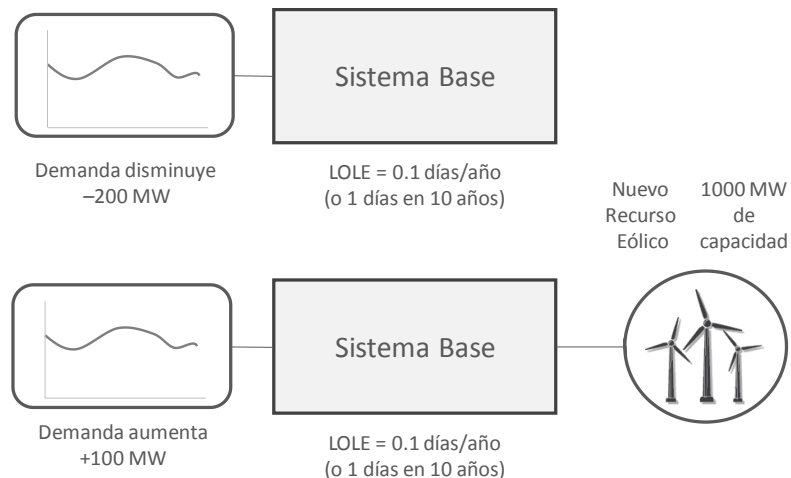
En el caso de Chile se debe verificar si sería efectivamente así, dado que, por ejemplo, las centrales solares del ex – SING no tienen un reconocimiento de potencia de suficiencia significativo.

<sup>85</sup> Appendix A – Wind capacity credit.



**Figura 43: Caso de estimación del LOLE del sistema con y sin un nuevo recurso eólico (Fuente: [36])**

No obstante, se puede establecer otra forma de expresar la contribución del recurso eólico a la confiabilidad del sistema. Esta forma requiere establecer una base común de nivel de confiabilidad y luego ajustar la demanda en cada caso (con y sin el nuevo recurso) a este nuevo nivel de confiabilidad. Se utiliza el nivel de confiabilidad de 0,1 días por año. Estando cada caso en el mismo nivel de confiabilidad, la única diferencia entre ambos casos es la demanda que se ha ajustado. Esta diferencia es el nivel de ELCC de la central, que es 300 MW para el caso del ejemplo (Figura 44). El ELCC determinado se divide por la potencia máxima de la unidad para expresarlo en porcentaje.



**Figura 44: Caso de determinación del ELCC del sistema, a LOLE equivalente (Fuente: [36])**

El esquema descrito es aplicado por MISO para determinar el ELCC de la capacidad eólica instalada [93].

- En la **segunda etapa** se utiliza un método determinístico basado en información específica sobre la localización y producción de cada central de energía renovable variable para asignar el valor de ELCC sistémico a cada una de las plantas<sup>86</sup>.

MISO indica que es importante asignar la potencia de suficiencia de la generación eólica por zona porque la localización se relaciona a la posibilidad de inyección debido a posibles congestiones de transmisión. Específicamente **MISO indica que se debe desarrollar una señal de localización para guiar el desarrollo a zonas donde el recurso eólico sea relativamente más efectivo**. Además, indica que la localización y el desempeño relativo de las unidades de generación eólica es una señal valiosa para determinar el balance entre construir centrales eólicas en emplazamientos con mayor reconocimiento de potencia de suficiencia, que típicamente requieren más inversión en transmisión, y localidades menos efectivas desde el punto de vista de aporte a la suficiencia, pero que requieren menos desarrollo de transmisión.

MISO hace seguimiento a la generación eólica horaria, a nivel agregado e individual, para las 8 horas de demanda máxima diaria. Los valores agregados y por planta se utilizan para asignar el valor de ELCC sistémico, determinado para la generación eólica, a cada una de las plantas. MISO hace seguimiento a los MW horarios vertidos por planta y considera los MW vertidos (curtailment) en la evaluación. Al año 2019 se ha mantenido un registro de las 8 horas de demanda máxima, y la inyección de generación eólica coincidente, desde el año 2005 al año 2018. Se determina el factor de planta promedio de cada central durante las 112 horas con información disponible de generación en horas de demanda máxima (8 horas \* 14 años), este factor se llama  $Pk_{metric}$ . Si una central ha entrado en operación después del año 2005, se utiliza la información disponible para los años en que se disponga información.

MISO considera que considerar las 8 horas de demanda máxima diaria en un año es suficiente para capturar los periodos de demanda máxima que contribuyen a un LOLE anual de 0,1 días por año. Se indica que la selección de 8 días se considera suficiente para capturar la correlación entre la generación eólica y los periodos de demanda máxima.

En síntesis, MISO utiliza la siguiente expresión para asignar el ELCC sistémico a cada una de las plantas:

$$Potencia\ de\ Suficiencia_i = \frac{Pmax_i * Pk_{metric_i}}{\sum Pmax_i * Pk_{metric_i}} * ELCC$$

**c.) En función de lo observado en California y MISO, y las necesidades del sistema, se sugiere:**

- Establecer un nivel de confiabilidad objetivo LOLE diario o LOLH.

<sup>86</sup> Específicamente lo realizan para cada nodo dado que indican que en una zona cercana la producción de las centrales eólicas está altamente correlacionada



- Determinar el ELCC para:
  - El portafolio de generación eólica y solar, en conjunto, del sistema ( $ELCC_{ERV}$ ),
  - El portafolio de generación eólica del sistema ( $ELCC_{eolico}$ ). Para el caso de la generación eólica, considerar la estadística de generación de los últimos 8 años que estén disponibles.
  - El portafolio de generación solar fotovoltaica del sistema ( $ELCC_{solar}$ ).

- Determinar el factor de diversidad asociado al ELCC del portafolio de energía renovable variable:

$$Fd_{ELCC} = ELCC_{ERV} - (ELCC_{solar} + ELCC_{eolico})$$

- Determinar el ELCC definitivo para cada tecnología:

$$ELCC_{solar\_def} = ELCC_{solar} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{solar}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

$$ELCC_{eolico\_def} = ELCC_{eolico} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{eolico}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

- Asignar el  $ELCC_{solar\_def}$  determinado para el portafolio de generación solar fotovoltaica a cada central solar fotovoltaica a prorrata del factor de planta de la unidad.<sup>87</sup>
- Asignar el  $ELCC_{eolico\_def}$  determinado para el portafolio de generación eólica a cada unidad eólica en función de la contribución histórica de cada central a las 8 horas de demanda neta máxima diaria durante los últimos 8 años<sup>87</sup>. En este caso, se considera la diferencia entre la demanda y la generación solar fotovoltaica. De esta forma se genera una señal para reconocer el aporte a la suficiencia del sistema de aquellas centrales eólicas que se complementan de mejor forma con la generación solar fotovoltaica.

#### 5.7.4 D.7.4: Tratamiento de sistemas de almacenamiento

El Artículo 149 del DFL 4 indica que todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia. Las transferencias de potencia se deben realizar en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia, conforme lo determine el reglamento.

**Los sistemas de almacenamiento, dependiendo de su capacidad de almacenamiento, proveen firmeza y suficiencia al sistema. Se sugiere modificar el Artículo 149 para habilitar que los sistemas de almacenamiento también puedan vender sus excedentes de potencia a precio de nudo de potencia y participar en las transferencias de potencia.** Las transferencias de potencia de sistemas de

<sup>87</sup> Si una planta ha sido afectada por vertimiento, se debe considerar su energía disponible, es decir, no considerar el vertimiento de la unidad

almacenamiento deben realizarse en función de la capacidad de inyección compatible con la suficiencia. En este contexto, tomando como referencia lo indicado en la Sección 5.7.2, un sistema de almacenamiento debería contar con Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE).

**CAISO ha indicado que no considerará los sistemas de almacenamiento definidos como activos de transmisión (o la proporción de ellos que corresponda) como parte de los recursos que aportan suficiencia al sistema** debido a que los sistemas de almacenamiento definidos como parte del proceso de transmisión ya han sido considerados cuando se determinan las necesidades locales del sistema [66]<sup>88</sup>.

En Estados Unidos, la FERC estableció que cada ISO debe definir y/o perfeccionar la forma como los sistemas de almacenamiento participan en el mercado [58]. El plazo para ello es el 3 de diciembre de 2019.

Para calificar como sistema de almacenamiento con suficiencia en MISO se establece que se debe disponer de, al menos, 4 horas de almacenamiento [18]<sup>89</sup>. En California se ha definido un requerimiento similar, con la diferencia que además se requiere que el sistema sea capaz de operar durante 3 días consecutivos [22]<sup>90</sup>. En California también se indica que a futuro se explorará la posibilidad de que recursos de almacenamiento distribuidos en una zona de demanda, que por si solos no cumplen con el requerimiento mencionado anteriormente, puedan de manera agregada satisfacer dicho requerimiento<sup>91</sup>.

En MISO se están evaluando los siguientes aspectos para definir el aporte de suficiencia de los sistemas de almacenamiento [94] [95]:

- Realizar pruebas para verificar la capacidad máxima del sistema de almacenamiento. Se está evaluando una duración entre 1 y 4 horas consecutivas. Teniendo en consideración los resultados de la prueba realizada al sistema de almacenamiento, la capacidad del sistema de almacenamiento será la energía inyectada durante la prueba (de 4 horas) dividido por 4 horas.

---

<sup>88</sup> Específicamente indica: “The ISO will not consider cost-of-service based storage resources procured through the TPP to count as resource adequacy resources as these resources are already taken into account when determining local capacity area needs.”

<sup>89</sup> Referencia [16], Sección 4.2.11.

<sup>90</sup> Appendix B: Qualifying capacity and effective capacity calculation methodologies for energy storage and supply-side demand response resources.

<sup>91</sup> Para ello se debe mostrar su desempeño en el punto de agregación de los recursos.

<sup>92</sup> Al 3 de diciembre de 2018, más de 200 MW de proyectos de almacenamiento (greenfield) se han conectado al sistema de transmisión de CAISO, e incluso más almacenamiento se ha conectado a la red de distribución [71].

- Definir la capacidad de descarga horaria equivalente del sistema de almacenamiento de acuerdo a los datos de placa (o documentación) como la razón entre la capacidad de almacenamiento informada y el tiempo mínimo de operación (que se define como 4 horas para recursos de energía limitada).
- Definir la capacidad instalada (ICAP) para el sistema de almacenamiento como el menor valor entre la capacidad definida mediante la prueba y la Capacidad de Descarga Horaria Equivalente.
- Definir una tasa de salida forzada dependiendo de los años de operación del sistema de almacenamiento.
  - Para sistemas con más de un año de operación se utiliza información operacional.
  - Para sistemas con menos de un año de operación se utiliza un valor por defecto de 5%.
- Requerir, desde el punto de vista operacional y de participación en el mercado, que los sistemas de almacenamiento realicen una oferta al ISO en la programación diaria de la operación para operar al menos 4 horas continuas en el periodo de demanda máxima proyectado por el ISO.

Por otra parte, basado en la definición de Capacidad de Generación Flexible Efectiva para activos de generación, en California se han indicado los siguientes aspectos para definir la Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE) de un sistema de almacenamiento [22]<sup>93</sup>.

- Sistemas de almacenamiento que sólo disponen de generación positiva y tiempo de partida menor a 90 minutos. Se define la Capacidad de Generación Flexible Efectiva como el rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y cero, limitado por el tiempo de partida hasta mínimo técnico (Tiempo de Partida) y la capacidad de Rampa Promedio de la unidad.

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}}), [P_{\text{min}} + (180 \text{ minutos} - \text{Tiempo de Partida}) * \text{Rampa Promedio}] \}$$

Sistemas de almacenamiento que sólo disponen de generación positiva y tiempo de partida mayor a 90 minutos. Se define la Capacidad de Generación Flexible Efectiva como el rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y el mínimo técnico (Pmin), limitado por la capacidad de rampa promedio de la unidad (Rampa Promedio), es decir:

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}), (180 \text{ minutos} * \text{Rampa Promedio}) \}$$

- Sistemas de almacenamiento con generación generación positiva y negativa: Se define la Capacidad de Generación Flexible Efectiva como la suma entre 1.) el rango entre la potencia máxima (Pmax), considerando los consumos propios de la unidad, y cero, limitado por la capacidad de rampa promedio de inyección de la unidad (Rampa Promedio<sub>pos</sub>) en 90 minutos, considerando la potencia mínima de descarga (Pg<sub>min</sub>); y 2.) el rango entre la potencia máxima de carga (Pmin<sub>RA</sub>), considerando los

<sup>93</sup> Se definen también consideraciones para sistemas de almacenamiento que tienen sólo capacidad de carga. También se definen consideraciones para sistemas de respuesta de demanda.

consumos propios de la unidad, y cero, limitado por la capacidad de rampa promedio de carga de la unidad (Rampa Promedio<sub>neg</sub>) en 90 minutos, considerando la potencia mínima de carga (Pd<sub>min</sub>). Es decir

$$CGFE = \text{Min} \{ (P_{\text{max}}), (P_{g_{\text{min}}} + 90 \text{ min} * \text{Rampa Promedio}_{\text{pos}}) \} + \text{Min} \{ P_{\text{minRA}}, (P_{d_{\text{min}}} + 90 \text{ min} * \text{Rampa Promedio}_{\text{neg}}) \}$$

Las indicaciones mencionadas anteriormente se consideran válidas para el caso de Chile, no obstante, por consistencia con las definiciones realizadas para Potencia Máxima en medios de generación, **se sugiere establecer que la capacidad de los sistemas de almacenamiento será evaluada en un período mínimo de 5 horas continuas**. La CNE debe verificar las condiciones de verificación de la potencia máxima en el Anexo de la Norma Técnica.

### 5.7.5 D.7.6: Consideración de limitaciones ambientales en control estadístico para la determinación de la Potencia Equivalente

La Potencia de Suficiencia Preliminar de unidades que hayan presentado Estados Deteriorados considerará el valor mínimo entre la Potencia de Inicial y la **Potencia Equivalente** obtenida a partir del promedio ponderado (por la duración del estado correspondiente) de los Estados Deteriorados<sup>94</sup> y Estado Disponible que corresponda (Artículo 49). Para ello, se debe considerar la Potencia disponible de la unidad generadora durante la vigencia de cada Estado Operativo.

De acuerdo al Artículo 25 del DS 62, el Coordinador debe llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las unidades.

En este contexto, el coordinador debe considerar todas las limitaciones que presenta la oferta de potencia, y por consiguiente la firmeza, de las unidades, entre ellas:

- Las limitaciones de carácter ambiental que pueden afectar la oferta de potencia de unidades térmicas (cumplimiento de DS 90, DS 13 y limitaciones de ruido).
- Limitaciones de control de cota que afecten la oferta de potencia de unidades hidroeléctricas.

Cada vez que ocurra una limitación de las características señaladas, se debe documentar no sólo el inicio de la limitación, sino también la potencia disponible mientras la limitación está activa, y la duración de la limitación (considerando el momento que se informa el término de ella).

### 5.7.6 D.7.5: Otros factores

Se han realizado otras propuestas de ajuste del mecanismo de potencia en Chile que incluyen incorporación de factores como: determinación de potencia inicial de unidades, señales de eficiencia en

<sup>94</sup> Particularmente se consideran los Estados Deteriorados que no hayan sido declarados en Presencia Efectiva.

el ajuste entre la potencia de suficiencia preliminar y la potencia de suficiencia definitiva, metodología de cálculo de indisponibilidad forzada (particularmente para unidades de bajo factor de planta), criterios de selección de barra de referencia, criterios de definición de subsistemas, selección del tamaño de la unidad de punta y metodología de cálculo de potencia de suficiencia entre subsistemas [96] [97] [98].

## 6 COMENTARIOS FINALES

Teniendo en consideración la necesidad de transición hacia un sistema con mayor integración de energía renovable, los desafíos de descarbonización de la matriz de generación de energía eléctrica, y los objetivos del estudio; la definición de una alternativa de modificación del diseño del mercado para incorporar atributos de flexibilidad está directamente relacionada a la forma de introducir ajustes, necesarios al diseño de mercado vigente, de manera que las imperfecciones identificadas sean reducidas y cualquier medida regulatoria necesaria interfiera lo menos posible con el funcionamiento del mercado, asegurando la sostenibilidad de largo plazo de este.

En este informe se han identificado algunas imperfecciones de funcionamiento de mercado. El trabajo se segmenta en aquellas medidas que se pueden tomar para corregir dichas imperfecciones haciendo uso de los instrumentos regulatorios vigentes, es decir, sin necesidad de una modificación regulatoria relevante, y aquellas imperfecciones que se podrían mejorar realizando modificaciones regulatorias.

En este contexto, como se ha indicado en la Sección 3, durante el desarrollo del estudio se han considerado los siguientes principios: sostenibilidad económica, eficiencia económica mediante una producción eficiente, eficiencia económica mediante una asignación adecuada, equidad o política no discriminatoria, simplicidad, y transparencia.

A continuación, se sintetizan los aspectos principales del estudio.

### 1. Flexibilidad operacional para requerimientos de balance del sistema y necesidades de variabilidad asociada al seguimiento de la demanda neta

La regulación vigente no cuenta con una definición clara del concepto Flexibilidad Operacional o Requerimiento de Flexibilidad Operacional (DS 113, Artículo 10°). El concepto de flexibilidad operacional es una propiedad “no tradicional” del sistema eléctrico, cuya definición tiene diversas dimensiones. Una definición de flexibilidad operacional a nivel de sistema eléctrico es la capacidad del sistema para modificar su producción en X MW, en un tiempo Y, a costo Z. La definición indicada anteriormente también puede ser evaluada a nivel de una central específica, un sistema de almacenamiento, o un sistema de gestión de demanda.

La flexibilidad del sistema eléctrico (en su conjunto) en un momento determinado depende del estado operacional de los componentes del sistema, es decir, depende de qué centrales están presentes en un determinado instante, el nivel de producción de dichas centrales y la existencia de limitaciones que puedan afectar la producción (o capacidad de cambio de producción) de las centrales, como por ejemplo la activación de restricciones de capacidad de transferencia de líneas de transmisión.

Es posible distinguir dos tipos de flexibilidad operacional en los sistemas eléctricos.

- Flexibilidad operacional asociada a los requerimientos de balance del sistema eléctrico. Los requerimientos de balance se producen por:

- Variaciones instantáneas en periodos menores a 15 minutos de:
  - La demanda, y
  - Generación renovable variable.
- Falla de centrales y desconexión de demanda,
- Desviación en el pronóstico de cambio, en periodos de una hora, de:
  - La demanda, y
  - La generación renovable variable.
- **Flexibilidad operacional asociada a los requerimientos de variabilidad** para el seguimiento de la demanda neta. Este tipo de flexibilidad tiene relación a la **necesidad de enfrentar cambios de la demanda neta en periodos de una a varias horas, es decir, adecuar el suministro provisto** por unidades de generación gestionables a las necesidades de la demanda neta del sistema eléctrico. Para ello un conjunto de unidades de generación gestionables requieren ciclar, ya sea en modo prendido / apagado, o entre mínimo técnico y potencia nominal; por lo tanto, se requiere capacidad de generación flexible – efectiva – para los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

Actualmente **el factor que explica en mayor proporción los requerimientos de balance es la necesidad de soportar la falla de la unidad de mayor tamaño del sistema.** En la medida que la penetración de recursos renovables variables aumenta en los sistemas eléctricos o es altamente impredecible, las variaciones **instantáneas y las desviaciones en pronóstico de cambio en 1 hora tendrán mayor preponderancia en la necesidad de requerimientos de balance.** No obstante, el aumento de la reserva en giro puede ser contenido **mediante el uso de unidades de partida rápida** (que están detenidas).

## 2. Consideración de desvíos de la operación como una herramienta eficiente para asignación de costos

Se identificaron dos formas de gestionar los errores de proyección de demanda y generación:

- Mejorar las proyecciones, y
- Mejorar el proceso de programación de la operación y despacho.

En otras palabras, si fuera factible un proceso de programación de la operación más adaptable y un despacho más flexible, que pudieran sobrellevar errores de proyección, entonces los errores de pronóstico de generación renovable variable y demanda serían menos relevantes.

Tras un análisis de casos específicos de la programación de la operación y la operación real del sistema es posible observar que durante el día ocurren simultáneamente múltiples desvíos, de distinta naturaleza. El análisis de los desvíos reviste de una alta complejidad por los siguientes factores:

- El efecto de los desvíos es local, depende de restricciones de transmisión, objetivos de cumplimiento de restricciones de regulación de frecuencia por subsistema, entre otros factores.

- El número de unidades que presentan desvíos (tanto gestionables como no gestionables).
- La resolución temporal del análisis requerido; se debe observar desvíos, al menos, con resolución horaria; desvíos netos diarios no son explicativos de efectos de interés en el sistema.
- Desvíos de demanda son coincidentes con desvíos de generación ERV y gestionable.
- Condiciones iniciales del Programa de Corto Plazo que realiza el Coordinador generalmente están desviadas respecto de la operación real al momento de ser efectivo el programa.
- Múltiples causas de limitaciones sobre unidades de generación<sup>95</sup>, con distintos efectos.
- Los efectos de los desvíos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la temporalidad del desvío, es posible observar efectos acumulativos de múltiples factores.
- Efectos sobre el sistema no necesariamente están asociados a la magnitud del desvío. Se debe observar con especial atención falla o limitación de unidades en periodos críticos (inicio y fin del horario solar); falla o limitación de unidades que proveen servicios de regulación de frecuencia; desvíos de generación eólica en periodos críticos (inicio y fin del horario solar); limitación de control de cota o agotamiento de embalses; etc.
- Necesidad de definir qué es un “desvío esencial” de pronóstico (modelo), es decir, aquel que no se puede reducir con mejor desarrollo de modelación; y qué es un desvío de pronóstico (modelación) que se puede reducir (gestionar) mediante una mejora del modelo o del proceso de modelación.
- Necesidad de definir cuando los desvíos respecto de la programación se deben a desafíos de convergencia de la simulación o desafíos de la configuración de la herramienta que se utiliza para realizar la Programación de Corto Plazo. En algunos casos es relevante en definición de uso de agua de embalses.
- Necesidad de definir cuando los desvíos respecto de la programación se deben a error humano producto del proceso de ejecución de la Programación de Corto Plazo.

Tras el análisis desarrollado en este estudio, se considera que el instrumento de despacho vinculante como incentivo para reducir brechas entre la programación de la operación y la operación en tiempo real es una opción de alta complejidad de implementación que por sí sola no contribuye a reducir brechas entre la programación de la operación y la operación en tiempo real en un mercado.

Para un nivel de esfuerzo definido, el análisis sistemático y periódico de los desvíos debería estar acompañado de un análisis de causa raíz para determinar el efecto de los desvíos y la definición de responsabilidades para realizar una mejor asignación de costos. Dado que en muchos casos se trata de

---

<sup>95</sup> Limitaciones asociadas al cumplimiento de la normativa ambiental (DS 13, DS 90, ruido), aspectos operativos de unidades, control de cota, activación de restricción de agotamiento, entre otras.



efectos sistémicos, es crítico evaluar si la “mejor asignación” sería real o es simplemente una percepción de mejor asignación.

Por lo tanto, en función de lo indicado en la Sección 2, respecto de los desvíos de la operación y la intención de aplicar el principio de causalidad a la asignación de costos de servicios complementarios se tiene:

- El comportamiento de un agente, por sí solo, no tiene un claro efecto en el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal). El costo del servicio emerge por la interacción de todos los agentes del sistema.
- Un agente por sí solo no es capaz de controlar el costo del servicio (costo de reservas para regulación de frecuencia o costo marginal).

En definitiva, teniendo en consideración que quienes retiran energía del sistema se benefician de la operación segura del sistema, se sugiere **mantener la asignación de costos de servicios complementarios de regulación de frecuencia a prorrata de los retiros.**

Lo indicado anteriormente está en línea con prácticas de asignación de costos que se utilizan generalmente en los mercados eléctricos de Estados Unidos, donde los costos asociados al mercado de servicio complementarios no son asignados en función del criterio de causalidad de costo; más bien son socializados en función de los consumos (retiros de energía).

### 3. Desafíos relacionados a la adecuación eficiente del sistema para abastecer a la demanda neta

Tras el análisis realizado en la Sección 5.1, se concluye que la provisión de flexibilidad asociada a necesidades de balance del sistema se puede considerar como un servicio derivado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades. Se debe tener en cuenta que uno de los factores que motiva inversión en los sistemas eléctricos es la necesidad de proveer capacidad para dar suficiencia al sistema para abastecer la demanda, para ello se define un esquema de pagos por capacidad<sup>96</sup>.

La provisión de flexibilidad asociada a necesidades de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema también se puede considerar un resultado de la adaptación costo eficiente de la matriz de generación a la reducción esperada del número de horas de operación a potencia máxima de las unidades.

Lo anterior se debiera cumplir en la medida que los pagos por la restricción activa de seguridad en la operación (costo extra asociado al costo marginal de la reserva) sea equivalente al costo de las reservas en la operación real.

Desde el punto de vista de suficiencia para abastecer la demanda, el **esquema de potencia de suficiencia vigente en Chile satisface la necesidad de cubrir la demanda máxima del sistema;** no obstante, es

<sup>96</sup> La capacidad de respuesta de la demanda también tiene un rol como una fuente de flexibilidad y suficiencia del sistema, aunque en mercados como MISO se reconoce su aporte a la suficiencia del sistema cuando la demanda tiene capacidad de generación gestionable instalada detrás del medidor.

importante notar que en una transición hacia una mayor integración de generación renovable variable, la tasa de crecimiento de la demanda máxima será menor que la tasa de crecimiento de la Necesidad de Capacidad Flexible del sistema, por lo que se debe contar con los mecanismos de adecuación (suficiencia) a las Necesidades de Capacidad Flexible.

#### 4. Mercado de potencia

La definición de Suficiencia que se utiliza en Chile puede considerarse incompleta para crear incentivos que contribuyan a satisfacer conjuntamente las necesidades futuras de firmeza y suficiencia en el abastecimiento de la demanda del sistema, consistente con asignar a los agentes aquella proporción de la cual son responsables.

En un contexto de alta penetración de energía renovable variable, las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda neta en periodos de 1 a 3 horas pueden ser más importantes que las necesidades de capacidad en el sistema y de variabilidad de la demanda.

La definición de suficiencia como atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda debe ser contextualizada para un escenario de penetración de energía renovable variable. Se sugiere modificar la definición de suficiencia definida en el DFL 4, artículo 225º, literal s de la siguiente forma:

**Suficiencia:** Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda, considerando los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

**Demanda neta:** Diferencia entre la demanda del sistema eléctrico y la generación de energía renovable variable.

**Energía renovable variable:** Energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales que presenten variaciones de producción no gestionables importantes en periodos inferiores a 24 horas.

Se identificaron los siguientes objetivos para determinar la capacidad de generación compatible con la suficiencia:

- Garantizar la disponibilidad de un margen de reserva adecuado para abastecer la demanda.
- Proveer señales de mercado para el cumplimiento de un objetivo de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP) del sistema.
- Generar un incentivo para que las unidades de generación estén disponibles cuando sean requeridas.
- Generar una señal de largo plazo para capacidad de generación flexible efectiva en el sistema, es decir, para unidades con menor mínimo técnico (o mayor turndown), mayor capacidad de rampa y menor tiempo de partida que contribuyan a las necesidades de flexibilidad asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta.

- Mantener compatibilidad entre esquema de precios de energía, potencia y servicios complementarios requeridos en el sistema para que todas las definiciones sean coherentes y armónicas entre sí.
- Proveer una señal estable para el desarrollo de largo plazo del mercado.
- Evitar doble pago de infraestructura.

En este contexto, se sugiere considerar que las instalaciones son adecuadas para abastecer la demanda en la medida que pueden satisfacer las necesidades de la demanda máxima y las necesidades de flexibilidad asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema o subsistema.

De acuerdo a las definiciones realizadas en la Sección 5.7.2, se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia modularizando el mercado demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes:

- Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema<sup>97</sup>, y
- Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone modularizar la Potencia Máxima de una unidad en dos atributos:

- Capacidad de generación flexible efectiva, y
- Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

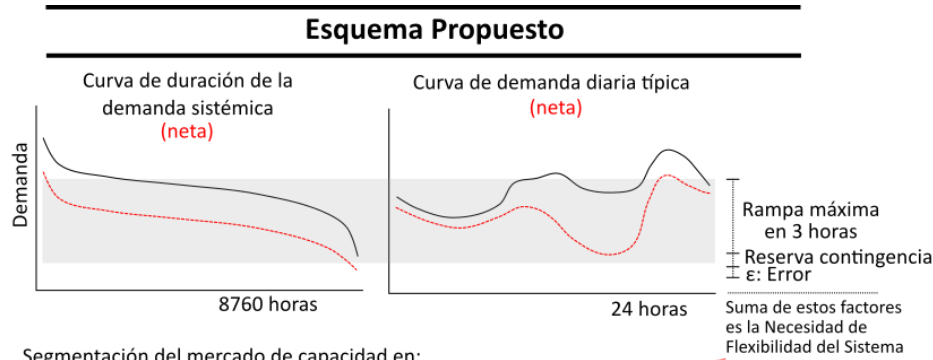
La capacidad de generación flexible efectiva es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema. La Comisión debe definir el criterio para evaluar la capacidad de generación flexible efectiva de centrales de energía renovable variable y centrales hidroeléctricas sin capacidad de regulación. Mientras la Comisión no haya definido el criterio para evaluar la capacidad flexible efectiva para dichas centrales, se asumirá que no tienen capacidad de generación flexible efectiva.

Respecto a la capacidad (con y sin flexibilidad efectiva) que se puede compartir entre los subsistemas, de acuerdo a la NERC, los supuestos que se consideren respecto de la capacidad de transferencia entre subsistemas tienen un impacto importante en la adaptación del sistema en general, y particularmente sobre la potencia de suficiencia de sistemas generación de energía renovable variable.

La estructura de mecanismo de adecuación a la demanda máxima y a las necesidades de capacidad flexible del sistema eléctrico se resume a continuación (detalles en Sección 5.7.2).

---

<sup>97</sup> Asociada a los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema o subsistema.



Segmentación del mercado de capacidad en:

**Mercado de capacidad flexible**

- Necesidad de Flexibilidad del Sistema (NFS)
  - Precio de la capacidad flexible ( $P_{cf}$ )
- } Pagos totales:  $NFS \cdot P_{cf}$

Calculada como la diferencia entre la demanda máxima del sistema y la Necesidad de Flexibilidad del Sistema:  
 $DG_{max} = D_{max} - NFS$

**Mercado de capacidad genérica**

- Demanda Genérica Máxima ( $DG_{max}$ )
  - Precio de la capacidad genérica ( $P_{cg}$ )
- } Pagos totales:  $DG_{max} \cdot P_{cg}$

**Obs:** Si es que  $P_{cf} = P_{cg} = P_{cap}$ , entonces el nuevo esquema no modifica el tamaño del mercado de capacidad existente.

Asignación de productos de capacidad:

- 1) Determinación de Potencia Máxima Bruta, Potencia Mínima, Capacidad de Rampa Promedio y Tiempo de Partida de cada unidad generadora.

Se calcula la Capacidad de Generación con Flexibilidad Efectiva (CGFE) de cada unidad:

Tiempo partida  $\geq 90$  minutos:  $CGFE = \min \{ P_{max} - P_{min}; Rampa \text{ Promedio} \cdot 180 \text{ min} \}$

Tiempo partida  $< 90$  minutos:  $CGFE = \min \{ P_{max}; P_{min} + Rampa \text{ Promedio} \cdot (180 \text{ min} - \text{Tiempo Partida}) \}$

**La CGFE de una unidad corresponde a su oferta en el mercado de capacidad flexible.**

Se calcula la Capacidad de Generación sin Flexibilidad Efectiva (CGSFE) de cada unidad:

$$CGSFE = P_{max} - CGFE$$

**La CGSFE de una unidad corresponde a su oferta en el mercado de capacidad genérica.**

- 2) Determinación de CGFE Inicial de cada unidad:
  - Almacenamiento
  - Térmoeléctricas
  - Hidroeléctricas con regulación  $> 3$  horas.

- Determinación de CGSFE Inicial de cada unidad:
- Almacenamiento
  - Térmoeléctricas
  - No Convencional
  - Hidroeléctricas
    - Con regulación
    - Sin regulación

- 3) Determinación de CGFE Preliminar (CGFEP) y CGSFE Preliminar (CGSFEP) de cada unidad considerando:

Consumos propios | Mantenimientos | Indisponibilidad forzada | Probabilidad de excedencia

- 4) Determinación de CGFE Definitiva (CGFED) y CGSFE Definitiva (CGSFED) de cada unidad "i":

$$CGFED_i = \alpha_i \cdot CGFEP_i \cdot \frac{NSF \pm X}{\sum_{j \in G} CGFEP_j}$$

Intercambios de capacidad flexible entre subsistemas

Conjunto de todas las unidades que participan del mercado de capacidad en el mismo subsistema que la unidad i

Fracción de la CGFEP que el propietario de la unidad determina que participará en el mercado de capacidad flexible.

$$CGSFED_i = (CGSFEP_i + (1 - \alpha_i) \cdot CGFEP_i) \cdot \frac{DG_{max} \pm X}{\sum_{j \in G} CGSFEP_j + (1 - \alpha_j) \cdot CGFEP_j}$$

La fracción restante de la CGFEP participa en el mercado de capacidad genérica junto a la CGSFEP.

**Figura 45: Mecanismo de potencia de suficiencia propuesta**

Respecto a la determinación de capacidad de generación sin flexibilidad efectiva inicial de las centrales de energía renovable variable, en la Sección 5.7.3 se presentaron los antecedentes de aplicación de la metodología Effective load Carrying Capability (ELCC) en Estados Unidos. En función de lo observado en California, MISO, y las necesidades del sistema eléctrico en Chile, se sugiere:

- Establecer un nivel de confiabilidad objetivo Loss of Load Expectation (LOLE) diario o Loss of Load Hour (LOLH).
- Determinar el ELCC para:
  - El portafolio de generación eólica y solar, en conjunto, del sistema ( $ELCC_{ERV}$ ),
  - El portafolio de generación eólica del sistema ( $ELCC_{eolico}$ ). Para el caso de la generación eólica, considerar la estadística de generación de los últimos 8 años que estén disponibles.
  - El portafolio de generación solar fotovoltaica del sistema ( $ELCC_{solar}$ ).

- Determinar el factor de diversidad asociado al ELCC del portafolio de energía renovable variable:

$$Fd_{ELCC} = ELCC_{ERV} - (ELCC_{solar} + ELCC_{eolico})$$

- Determinar el ELCC definitivo para cada tecnología:

$$ELCC_{solar\_def} = ELCC_{solar} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{solar}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

$$ELCC_{eolico\_def} = ELCC_{eolico} + Fd_{ELCC} * \frac{ELCC_{eolico}}{ELCC_{solar} + ELCC_{eolico}}$$

- Asignar el  $ELCC_{solar\_def}$  determinado para el portafolio de generación solar fotovoltaica a cada central solar fotovoltaica a prorrata del factor de planta de la unidad<sup>97</sup>.
- Asignar el  $ELCC_{eolico\_def}$  determinado para el portafolio de generación eólica a cada unidad eólica en función de la contribución histórica de cada central a las 8 horas de demanda neta máxima diaria durante los últimos 8 años<sup>98</sup>. En este caso, se considera la diferencia entre la demanda y la generación solar fotovoltaica. De esta forma se genera una señal para reconocer el aporte a la suficiencia del sistema de aquellas centrales eólicas que se complementan de mejor forma con la generación solar fotovoltaica.

Los sistemas de almacenamiento, dependiendo de su capacidad de almacenamiento, proveen firmeza y suficiencia al sistema. Se sugiere modificar el Artículo 149 para habilitar que los sistemas de almacenamiento también puedan vender sus excedentes de potencia a precio de nudo de potencia y participar en las transferencias de potencia. Las transferencias de potencia de sistemas de almacenamiento deben realizarse en función de la capacidad de inyección compatible con la suficiencia.

<sup>98</sup> Si una planta ha sido afectada por vertimiento, se debe considerar su energía disponible, es decir, no considerar el vertimiento de la unidad

En este contexto, tomando como referencia lo indicado en la Sección 5.7.2, un sistema de almacenamiento debería contar con Capacidad de Generación Flexible Efectiva (CGFE).

En la Sección 5.7.4, considerando la experiencia de MISO y CAISO, se presentan las indicaciones para determinar la potencia de suficiencia de sistemas de almacenamiento. Por consistencia con las definiciones realizadas para Potencia Máxima en medios de generación, se sugiere establecer que la capacidad de los sistemas de almacenamiento será evaluada en un período mínimo de 5 horas continuas.

Es crítico notar que CAISO ha indicado que no considerará los sistemas de almacenamiento definidos como activos de transmisión (o la proporción de ellos que corresponda) como parte de los recursos que aportan suficiencia al sistema.

**Finalmente, respecto a la Potencia Equivalente que se determina a partir de los antecedentes disponibles en el control estadístico que realiza el Coordinador, se sugiere considerar todas las limitaciones que presenta la oferta de potencia, y por consiguiente la firmeza, de las unidades, entre ellas:**

- **Las limitaciones de carácter ambiental que pueden afectar la oferta de potencia de unidades térmicas (cumplimiento de DS 90, DS 13 y limitaciones de ruido).**
- **Limitaciones de control de cota que afecten la oferta de potencia de unidades hidroeléctricas.**

Cada vez que ocurra una limitación de las características señaladas, se debe documentar no sólo el inicio de la limitación, sino también la potencia disponible mientras la limitación está activa, y la duración de la limitación (considerando el momento que se informa el término de ella).

##### **5. Respecto a la consistencia del esquema de ofertas para provisión de servicios complementarios de regulación de frecuencia con un sistema de provisión de energía basado en costos auditados**

El mercado de servicios complementarios está fuertemente condicionado al diseño del mercado de energía y a la estructura física del sistema eléctrico; por lo tanto, se debe considerar cuidadosamente aspectos de ingeniería y economía de sistemas eléctricos al momento de diseñar el mercado de servicios complementarios.

Es crítico notar que las percepciones que los agentes (generadores) tienen de las desviaciones entre la operación real y la operación programada del mercado eléctrico, y su posible afectación al costo marginal, afecta la forma de realizar ofertas por subastas de servicios de regulación de frecuencia. Esto se debe a que los agentes perciben distintos valores del costo de oportunidad de las reservas para regulación de frecuencia. El costo de oportunidad refleja el costo de comprometer y mantener capacidad en reservas (en la mayoría de las veces en una condición inframarginal), considerando la señal del costo marginal sobre todas las posibles condiciones reales de operación probables al momento de realizar la programación de corto plazo.

En relación al DS 113, tomando como referencia lo sintetizado en la Sección 3.1.3, se sugiere verificar la consistencia entre los siguientes aspectos:

- El Coordinador debe realizar la programación de la **operación del sistema eléctrico optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia en el sistema (Artículo 18).**
- Los Servicios Complementarios deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador podrá instruir la prestación en forma directa (Artículo 7). En otras palabras, siempre que existan condiciones de competencia para la prestación de un determinado Servicio Complementario, el Coordinador deberá materializar su prestación a través de licitaciones o subastas (Artículo 27).

Una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación. Por lo tanto, si se opta por no considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), entonces, **al cumplir el requerimiento de materializar los servicios complementarios mediante los precios ofertados en las licitaciones o subastas, podría producirse – por diseño – una brecha entre la programación de la operación que realice el Coordinador y la materialización de servicios complementarios en el despacho efectivo.**

Por otra parte, si se opta por considerar en la programación de la operación de un sistema basado en costos auditados expectativas de costos de oportunidad en la provisión de reservas (precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas), podría producirse una brecha en el cumplimiento del principio de eficiencia económica mediante eficiencia de producción ya que se incorporarían a la función de costo del generador señales basadas en **expectativas de costos de oportunidad por el servicio de proveer reservas, dichas expectativas no son necesariamente una entrada a la función de costo de producción del generador ya que los precios de las reservas ofertados en licitaciones o subastas no tienen que coincidir necesariamente con el costo efectivo de proveer dichas reservas.** Como se indicó anteriormente, una vez que un generador está operando, no se requiere de nuevos insumos para que este pueda contribuir con MWs disponibles al sistema; es decir, el costo de oportunidad de venta a costo marginal no es una entrada a la función de costo del generador durante la operación.

Una diferencia práctica – crítica – en la determinación de precios asociados a requerimientos de seguridad en sistemas eléctricos tiene relación con:

- La anticipación y duración del periodo con que los agentes del mercado deben realizar su oferta para participar en el mercado de reservas para regulación de frecuencia. La mayoría de los generadores tienen una disposición a proveer reservas que varía en el tiempo. Luego, es ineficiente forzar a los generadores a comprometerse a un nivel fijo de reservas por periodos extensos, sobre todo en sistemas con incertidumbre en el despacho como los mercados con alta penetración de ERV o donde la demanda de algunos clientes es relevante para el tamaño del mercado y se pueden producir

variaciones importantes dependiendo de las condiciones de operación de clientes industriales como es el caso del SEN Norte.

- La frecuencia a la que se debe resolver o asignar el mercado de reservas. El mercado de reservas debe ser resuelto de manera frecuente, en una escala de tiempo aproximadamente un orden de magnitud más extensa que la duración del uso de la reserva. Por lo tanto, para el caso de reserva en giro, el mercado de reservas debería ser re-subastado cada hora o posiblemente cada unos pocos minutos (15 a 30 minutos).

Para el caso de la remuneración de servicios complementarios de regulación de frecuencia, la Orden FERC 755 indica que es razonable establecer un esquema de pago basado en dos componentes.

El primer componente tiene relación al valor de la capacidad, o la opción, por mantener una fracción de la capacidad de una central como reserva. Para ello, la FERC establece que el pago debe ser uniforme para todos los que proveen el servicio, y debe estar basado en el costo de oportunidad de la unidad marginal (costo marginal de reserva). Dado el contexto de los mercados norteamericanos, se establece que los pagos deben estar basados en un esquema de ofertas competitivas para la provisión de reservas.

El segundo componente debe ser un pago por desempeño que refleje la cantidad efectiva de trabajo que cada unidad de generación realiza en la operación real. Este componente debe reflejar la precisión con la cual cada recurso responde a las señales de regulación del operador del sistema. Se deja abierto para que cada ISO proponga los detalles que pueden variar de acuerdo al mercado y la región. Se indica que la precisión debe estar asociada al seguimiento de la señal del Control Automático de Generación. Por ejemplo, se pueden utilizar métricas como:

- Desempeño del generador en incrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente incrementados y la suma de los MW solicitados en subir, multiplicado por 100.
- Desempeño del generador en decrementos en porcentaje, calculado como la razón entre la suma de los MW efectivamente reducidos y la suma de los MW solicitados en bajar, multiplicado por 100.

## 6. Desafíos relacionados a la determinación del costo marginal

Existen diferencias estructurales en la forma de determinar el costo marginal programado (mediante un modelo) y el costo marginal real. Entre otros factores, el primero se realiza con resolución horaria; mientras el segundo, para una hora, se determina como el promedio ponderado por minuto del costo variable de la unidad marginal (pudiendo haber más de una unidad marginal durante una hora).

Un aspecto crítico relacionado a la señal de costo marginal es hacer que el tiempo entre la operación y la publicación de la señal de costo marginal preliminar (validada) sea tan breve como sea posible.

Dada las disposiciones establecidas en la LGSE (sintetizadas en la Sección 3.1.1, letra e. y g.), el DS 125 (sintetizadas en la Sección 3.1.2, letra e.) y la Re Ex. CNE N° 669/2017 (sintetizada en la Sección 3.2.2, letra a.), se sugiere revisar la Re Ex. CNE N° 669/2017 y los aspectos que correspondan para que el costo



marginal se determine en un periodo de 15 minutos. De esta forma se alinea con los requerimientos asociados al proceso de medición y a los tiempos de actuación de servicio de control de frecuencia secundaria.

Adicionalmente, el hecho de contar con una señal de costo marginal de mayor resolución temporal contribuye a hacer más equitativas las condiciones de mercado para sistemas de almacenamiento.

## **7. Desafíos relacionados al perfeccionamiento de la definición de modelos de participación de mercado para sistemas de almacenamiento**

Es crítico que los modelos de participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado spot reconozcan sus características físicas y operacionales. Dado esto, la habilitación de modelos de participación en el mercado que permitan a los sistemas de almacenamiento capturar múltiples beneficios de los servicios que estos proveen a la red contribuye a nivelar las condiciones de mercado para estas tecnologías.

Un aspecto que se debe definir tiene relación a los parámetros técnicos y estructura de costos que se considera en los modelos de participación de mercado para los sistemas de almacenamiento. Estos parámetros deben considerar una representación adecuada de los límites de potencia, eficiencia (o pérdidas), y degradación de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, los límites de potencia son una función del estado de carga del sistema de almacenamiento; la eficiencia del sistema y las pérdidas de energía son función tanto del estado de carga como de la potencia que se utiliza para cargar/descargar. La definición de estos parámetros de participación puede tener un efecto significativo en la utilización de estos sistemas (programación y despacho efectivo) y por consiguiente los ingresos proyectados y efectivos.

Un desafío es el desarrollo de estrategias de despacho que hagan un uso óptimo de la flexibilidad que pueden proveer los sistemas de almacenamiento. Se requerirá de innovación para desarrollar nuevas estrategias y formulaciones de la programación de la operación y gestión del despacho para realizar un uso óptimo de los sistemas de almacenamiento.

Es deseable permitir que los operadores de los sistemas de almacenamiento tengan la opción de gestionar el sistema de manera independiente, reconociendo posibles penalidades por una afectación negativa en el funcionamiento del mercado. Una materia a evaluar es si la atribución mencionada anteriormente debería ser una definición transitoria o permanente.

Es deseable que los parámetros a considerar en la programación de corto plazo de sistemas de almacenamiento mediante baterías representen de cierta forma las expectativas de degradación de las baterías.

### **7.1 Sistemas de almacenamiento como activo de transmisión**

El año 2010, la FERC indicó que de ninguna manera pretendía clasificar todos los sistemas de almacenamiento como parte del sistema de transmisión o viceversa. Más bien, teniendo en consideración

las circunstancias y características de proyectos de sistemas de almacenamiento específicos, estos podrían ser considerados como activos de transmisión.

En la Sección 5.6.1 se describió en detalle los requerimientos asociados al reconocimiento de un sistema de almacenamiento como activo de transmisión aceptada por la FERC el año 2010. Para que un sistema de almacenamiento sea considerado como sistema de transmisión, la FERC ha indicado que se debe emular la función de un sistema de transmisión, y el operador independiente del sistema eléctrico sólo lo debe operar el sistema de almacenamiento para esa función propuesta. Particularmente, ante instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico, un sistema de almacenamiento que emula un sistema de transmisión podría ser utilizado para:

- Proveer el servicio de control de tensión,
- Gestionar situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y de caída de líneas, y
- Apoyar funciones de transmisión mientras se realizan mantenimientos de líneas.

En este caso, las instrucciones del operador independiente del sistema eléctrico al proyecto de almacenamiento sólo podrían ser dadas en la medida que no exista otro actor que provea dicha función por condiciones de mercado; de esta forma el proyecto no debería afectar servicios competitivos de otros actores del mercado.

En la evaluación de beneficios, el operador independiente del sistema eléctrico sólo debe considerar el uso propuesto del proyecto de almacenamiento, esto es proveer servicios de transmisión mediante control de tensión y gestión de situaciones de sobrecarga térmica del sistema de transmisión y caída de líneas.

## **7.2 Respeto a la independencia del ISO como operador de activos de almacenamiento**

Los reguladores en Estados Unidos han sido cuidadosos en asegurar que los operadores independientes de sistemas eléctricos (ISO) y operadores de sistemas de transmisión (RTO) no sean propietarios o tengan control sobre la operación de sistemas de almacenamiento de energía para propósito de actividades de mercado que se desarrollan en un contexto competitivo.

CAISO indicó que el hecho de tomar control sobre el sistema de almacenamiento LEAPS sería un retroceso en la reestructuración eficiente y competitiva del mercado que CAISO se ha esforzado en alcanzar. La FERC ha compartido la preocupación de CAISO en términos de que el control de un sistema de almacenamiento participando en el mercado eléctrico podría comprometer la independencia del ISO.

## **7.3 Respeto de la utilización de sistemas de almacenamiento para múltiples servicios cuando reciben un pago regulado para recuperar costos de inversión (pago de transmisión)**

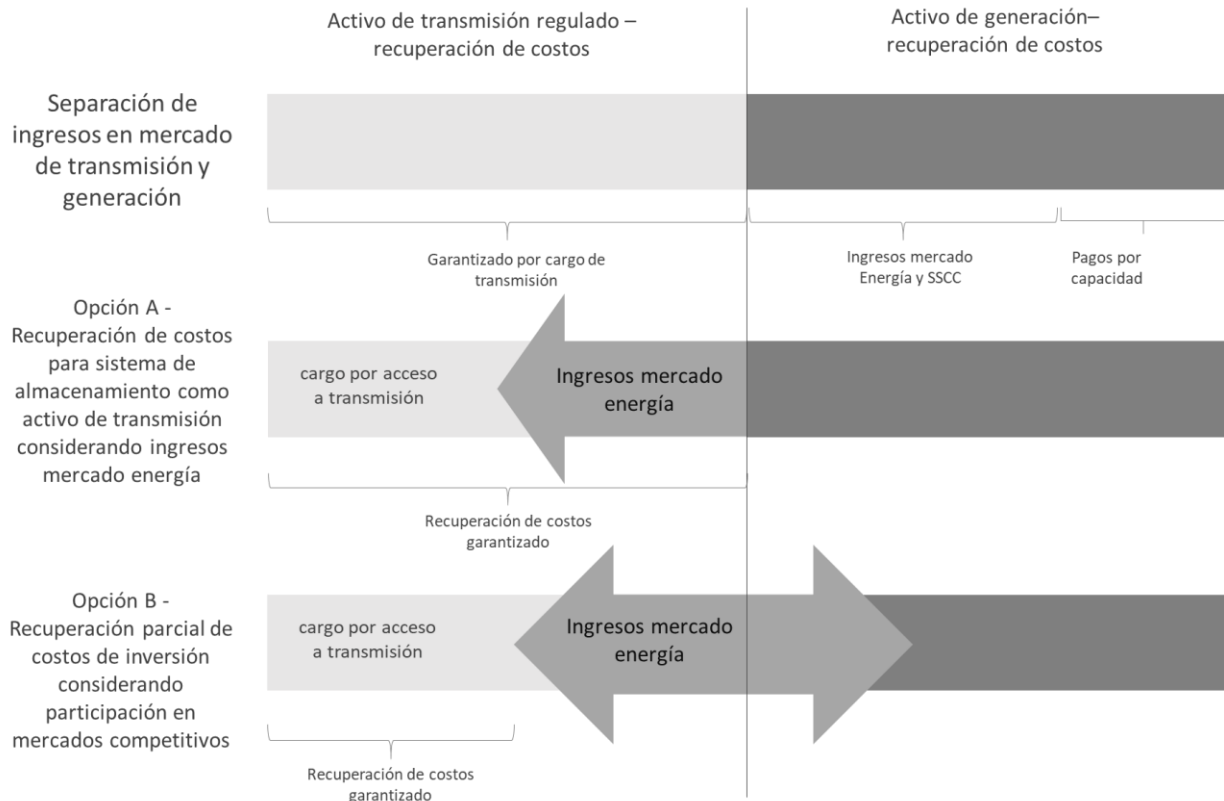
En enero de 2017, mediante la Orden 158 FERC ¶ 61,051, la FERC clarificó que podría haber enfoques distintos al utilizado por Western Grid, mediante el cual un sistema de almacenamiento podría recibir un pago por transmisión y, si es técnicamente factible, proveer otros servicios de mercado.

Si se busca que un sistema de almacenamiento recupere sus costos mediante la participación en el mercado eléctrico y la provisión de servicios de transmisión, la FERC indica que los siguientes desafíos deberían ser abordados:

- El sistema de almacenamiento debe ser competitivo con una alternativa de transmisión.
- Evitar doble pago de infraestructura.
- Minimizar impactos negativos en el mercado mayorista.
- Mantener la Independencia del Operador Independiente del Sistema Eléctrico.

El requerimiento de evitar doble pago de infraestructura puede ser abordado mediante un mecanismo apropiado de crédito (o abono) de los ingresos. El monto del crédito (o el abono de los ingresos de mercado) puede variar y depende de cómo se estructure la tarifa regulada por el servicio de transmisión.

De acuerdo a la FERC, de manera alternativa, a discreción del dueño u operario del sistema de transmisión, los ingresos de mercado que el sistema de almacenamiento proyecte capturar pueden ser utilizados para reducir el nivel de la tarifa regulada de transmisión asociada al proyecto de almacenamiento. Esta reducción anticipada de la tarifa regulada asociada al proyecto de almacenamiento podría ayudar a asegurar que la tarifa se mantenga justa y razonable, y podría proveer al dueño u operario del sistema de transmisión de incentivos para estimar los ingresos de mercado de la manera más precisa posible. En este escenario, la necesidad de abonar los ingresos de mercado puede ser reducida proporcionalmente también (Figura 37).



**Figura 46: Esquema de participación de mercado de sistemas de almacenamiento como activo de transmisión (Fuente: Adaptada de CAISO [66])**

Es crítico notar que, en el caso de sistemas de almacenamiento que participen de manera conjunta como activos de transmisión y proveedor de servicios competitivos en el mercado eléctrico, el coordinador independiente del sistema eléctrico debe evaluar la necesidad de [66]:

- **Cronograma de notificaciones:** Programación especificando cuando el coordinador independiente del sistema eléctrico podría notificar a un recurso de almacenamiento de que no es necesario para mantener la confiabilidad del sistema y puede participar en otros mercados.
- **Duración de las capacidades necesarias:** Especificaciones respecto a la duración (tiempo) que un recurso de almacenamiento que presta servicios de confiabilidad puede participar en otros mercados competitivos antes que este tenga que volver al nivel de estado requerido para proveer los servicios de confiabilidad (transmisión) para el cual fue definido.
- **Limitaciones de energía / ciclaje necesarias para mantener el ciclo de vida del sistema de almacenamiento:** Se debe asegurar que la participación en otros mercados no reduce la vida útil del recurso, lo que podría derivar en otros costos para mantener la confiabilidad del sistema.

La FERC indica que cualquier preocupación de que un sistema de almacenamiento podría realizar ofertas de una forma que afecte los mercados de servicios competitivos por el simple hecho de recuperar parte de sus costos por tarifas reguladas de transmisión puede ser abordado de la forma que:

- Se aborda el mecanismo para evitar el doble pago de infraestructura, y
- Se consideran y determinan los costos en las tarifas basadas en costos.

La FERC indica que otro aspecto relevante es mantener la independencia del operador independiente del sistema eléctrico, lo cual se relaciona a la discreción y rol del ISO en la operación de los sistemas de almacenamiento, especialmente para propósitos de planificación y confiabilidad.

Un sistema de almacenamiento con función de activo de transmisión y uso compartido para otros servicios debería ser mantenido de una manera tal que se pueda contar con el estado de carga necesario cuando sea requerido proveer el servicio regulado de transmisión. No obstante, asumiendo que dicha necesidad prioritaria es razonablemente predecible, tanto en la magnitud como en el momento del día que será requerida, se podría permitir que el sistema de almacenamiento se desvíe del estado de carga necesario en otros instantes del día para proveer otros servicios de mercado. En aquellas situaciones donde dicha premisa no se mantenga, y la necesidad del servicio de transmisión por el cual se paga una tarifa regulada no sea razonablemente predecible en magnitud ni momento del día en que ocurrirá, luego el servicio de transmisión debería ser el único servicio que el sistema de almacenamiento debería proveer.

#### 7.4 Respetto de los modelos de participación en mercados mayoristas

De acuerdo a la Orden FERC 841, los modelos de participación de sistemas de almacenamiento deben, entre otros requerimientos:

- Asegurar que un sistema de almacenamiento es capaz de proveer todos sus servicios de potencia (suficiencia), energía y servicios complementarios que es técnicamente posible para el sistema de proveer en el mercado.
- Asegurar que un sistema de almacenamiento puede ser despachado y puede definir el costo marginal del mercado, tanto cuando funciona como demanda (retirando energía desde el sistema), como cuando funciona como generador (inyectando energía al sistema), de manera consistente a la forma como un recurso define el costo marginal del mercado en el sistema eléctrico.
- Considerar las características físicas y operacionales de los sistemas de almacenamiento mediante parámetros técnicos que deben ser considerados en las ofertas que realiza al mercado.
- Establecer un requerimiento de tamaño mínimo para la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico, que no supere los 100 kW.
- Especificar que la venta de energía eléctrica desde el mercado a un sistema de almacenamiento, que posteriormente el sistema de almacenamiento utilizará para vender la energía al mercado, debe realizarse a costo marginal de energía.

Es crítico notar que para **el caso chileno, donde se tiene un sistema basado en costos auditados, el precio de oferta de venta de energía debería quedar automáticamente determinado por el precio promedio de compra (ponderado por energía) y la eficiencia del sistema de almacenamiento (round trip efficiency)**. Un desafío por resolver es la periodicidad de ajuste de precio de venta considerando los ciclos de programación de despacho que se definan en el sistema.

La Orden FERC 841 indica que cada ISO debe permitir a los sistemas de almacenamiento gestionar su estado de carga debido a que dicha práctica permitiría a los operadores de estos recursos optimizar su operación para proveer todos los servicios que son capaces de proveer. También requiere a los ISOs implementar todos los esquemas de medición y procedimientos de contabilidad que sean necesarios para abordar las complejidades asociadas al cumplimiento del requerimiento de que la compra / venta de electricidad por parte de un sistema de almacenamiento sean valorizadas a costos marginal.

La FERC también indica que la modelación de la operación del sistema eléctrico está sujeta a diversas limitaciones inherentes de la complejidad del sistema eléctrico y de las herramientas disponibles para mantener una operación confiable. En este contexto, se indica que los sistemas de almacenamiento no deberían ser responsables del riesgo que se produce por un despacho no económico; luego se requiere definir un pago lateral para asegurar que los recursos comprometidos y despachados fuera del mercado sean capaces de recuperar sus costos de operación. Es decir, cuando un recurso de almacenamiento es despachado como demanda y el costo marginal real es mayor que el ofertado y cuando el recurso de almacenamiento es despachado como generación y el costo marginal real es menor que el precio ofertado. Los pagos laterales deberían ser consistentes con las reglas definidas para otros pagos laterales que se hayan sido definidos en el mercado. Con lo indicado anteriormente se busca asegurar que los recursos de almacenamiento sean tratados como otro recurso despachable presente en el mercado. La FERC indica que el auto despacho de los sistemas de almacenamiento puede ser un medio para minimizar pagos laterales en caso de despacho no económico.

## **8. Desafíos asociados a la programación de la operación**

### **8.1 Asimetría de riesgo en la aplicación de pronóstico ERV y definición de responsabilidad**

**Del análisis realizado en la Sección 5.2.1, se puede inferir que existe una asimetría en los riesgos percibidos por el Coordinador y por los generadores renovables variables en la elaboración de pronósticos de ERV. Por una parte, para el generador renovable variable la sobre estimación del pronóstico reduce posibilidad y magnitud de vertimiento; por otra, el Coordinador percibe un mayor riesgo en la operación que - en casos extremos - puede llevar a eventos que comprometan la operación confiable y económica del sistema.**

Esta asimetría de riesgo produce la necesidad de que el Coordinador, como responsable de la operación del sistema bajo los principios establecidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, donde en orden de prioridad se debe cumplir primero con la operación segura del sistema, **sea en última instancia responsable de validar los pronósticos que utilizará en el programa de corto plazo (en línea con lo indicado en el DS 125/2017 del Ministerio de Energía, Artículos 49 y 64)**. La mejor práctica para ello es combinar múltiples fuentes de

información para reducir sesgos de proyección y tener la opción de seleccionar el mejor pronóstico para condiciones meteorológicas específicas.

Si se cuenta con un desarrollo de transmisión adecuado, el diseño de una medida de gestión robusta para abordar una mejora en los pronósticos de energía renovable variable es una decisión económica, que se puede evaluar mediante un análisis de costo beneficio entre diferentes opciones. Si la materialización del desarrollo de un sistema de transmisión no se materializa de manera oportuna, las medidas para reducir errores de pronósticos pueden tener un retorno aún más significativo, y requerirán una evaluación detallada de dinámicas locales.

Como se indicó en la Sección 5.2.1, si bien un operador de un generador renovable variable no necesariamente debiera ser responsable del pronóstico de ERV que se utiliza en la programación de la operación de corto plazo, éste sí tiene incentivos a verificar que los pronósticos que se estén utilizando sean adecuados y estén en cierta forma alineados con los valores que percibe de acuerdo a estimaciones periódicas propias que debe realizar e informar de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Técnica (Artículo 7-13). Esto se debe a que en el caso de una sub-estimación de generación renovable variable, es decir, en aquellos casos en que el programa de corto plazo indica menos generación solar y/o eólica que la efectivamente disponible en el despacho real, tanto la probabilidad como la magnitud del recorte de energía renovable variable aumenta con la magnitud del error (sub-estimación) de predicción (ver Caso 1 en Sección 3.3.1).

No obstante, los agentes de generación renovable, por si solos, no están en la mejor posición para gestionar la mejora de pronósticos porque no poseen las capacidades tecnológicas para realizar las proyecciones de generación renovable variable. El servicio de pronóstico es realizado por empresas especializadas que no son empresas de generación. En este contexto, una agrupación de intereses a nivel de industria, como la que puede gestionar el Coordinador (en cumplimiento con los requerimientos establecidos en los Artículos 49 y 64 del DS 125) u otro agente agrupador de necesidades, está en mejor posición para establecer contratos y definir programas de mejora continua de pronósticos a nivel regional y consecuentemente para cada central.

El uso de pronósticos centralizados ha sido una práctica utilizada por diferentes operadores de sistemas eléctricos en Norteamérica para verificar la programación de la operación, requerimientos de reserva y la confiabilidad del despacho. La asignación de costo del sistema centralizado de pronósticos depende de cada sistema. En algunos casos lo paga el operador del sistema, en otros, el costo se asigna a los generadores renovables variables (en distintas proporciones).

**Finalmente, el uso de herramientas centralizadas de pronóstico de generación renovable variable no es compatible con la intención de aplicar el principio de causalidad en la asignación del costo de servicios complementarios de regulación de frecuencia dado que los operadores de sistemas de generación renovable variable no son responsables de su programación en el programa de corto plazo.**

## 8.2 Adaptación de la instancia de desarrollo del programa de corto plazo

De acuerdo al análisis realizado en la Sección 5.2.2, se sugiere adaptar la instancia de desarrollo del programa de corto plazo a los desafíos de variabilidad de recursos energéticos y necesidades de control de costos de operación.

Como se indicó anteriormente, es crítico **notar que hay dos formas de mitigar los efectos de los errores de proyección de demanda y generación renovable variable: 1.) mejorar las proyecciones y 2.) mejorar el proceso de programación de la operación y despacho. En otras palabras, si fuera factible un proceso de despacho más flexible que pudiera sobrellevar de mejor forma errores de proyección, entonces los errores de proyección serían menos relevantes.**

Actualmente para el despachador la lista de mérito de costo variable de las unidades es un instrumento de gestión más efectivo que el programa de operación de corto plazo propiamente tal. Para garantizar la programación y operación del sistema en cumplimiento con los principios definidos en el Artículo 72-1 de la LGSE, es necesario que la programación de la operación se realice todos los días y se disminuya el periodo de tiempo entre: 1.) la recolección de información y la ejecución del PCP, y 2.) la finalización de la ejecución del PCP y su aplicación.

La integración eficiente de fuentes de generación renovables variables requiere un sistema de programación de la operación más sofisticado. La mayor sofisticación del programa de operación de corto plazo se traduce en la necesidad de:

- **Contar con una representación realista de las reservas disponibles en el sistema durante el proceso de programación de la operación.**
- Co-optimizar el suministro de energía y reservas para control de frecuencia, requerimiento que actualmente se cumple en la PCP por la forma como se configura la simulación de corto plazo.
- **Dado que la flexibilidad disponible en el sistema depende del estado operacional del sistema, se debe utilizar mecanismos para asegurar que la programación de la operación esté alineada tanto como sea posible a la operación real del sistema.**
- Buscar alternativas para mejorar la gestión de la incertidumbre asociada a las desviaciones de pronósticos de energía renovable variable, particularmente eólica, en horizontes mayores de tiempo (por ejemplo, horizontes mayores a 4 a 8 horas)<sup>99</sup>.
- Alinear el proceso de programación de la operación de corto plazo a periodos de tiempo que permitan verificar operación a mínimo costo (por ejemplo, validar despacho a mínimo técnico de unidades térmicas durante el día) y crear mejores antecedentes de gestión para enfrentar periodos de

---

<sup>99</sup> La generación solar en la zona norte de Chile presenta una incertidumbre baja.



operación más complejos del sistema (por ejemplo, durante el periodo de transición solar al final del día).

- Ajustar necesidades de reserva para regulación de frecuencia en la medida que hay cambios en las condiciones de operación del sistema que justifiquen un ajuste a los requerimientos de reserva. Para ello se debe evaluar y definir ventanas de tiempo y condiciones de operación de ERV adecuadas en términos de los requerimientos de reserva para mantener la seguridad y operación a mínimo costo del sistema.
- Alinear la entrega del Pronóstico del Día Siguiendo y Programación Semanal de generación ERV, definidos en el Artículo 7-13, a los instantes previos a que se realice una PCP. Por ejemplo, 1 hora antes que se realice la simulación.
- Alinear procesos del proveedor de pronóstico centralizado con el proceso de programación de la operación para de esa manera utilizar en el proceso de programación de la operación los datos más actualizados posibles.
- Se sugiere avanzar también en realizar la programación de la operación los sábados, domingos y festivos. Implementar la política de desarrollar la programación de la operación durante sábados, domingos y festivos es una decisión económica. A futuro se puede evaluar la operación durante los fines de semana para evaluar brechas con su respectivo costo estimado. Dicho costo debería ser comparado con el costo de tener un sistema de turnos y el beneficio que dicho sistema podría traer para la operación económica del sistema.

### 8.3 Definición de reservas ajustada a la variabilidad percibida en el horizonte de programación

Actualmente en Chile las necesidades de reserva secundaria se segmentan en dos zonas y dos periodos del día para todo el año. Es deseable evaluar, en línea con lo indicado en el Artículo 6-43 de la Norma Técnica, si es posible obtener mejoras de eficiencia de producción en el sistema, sin sacrificar seguridad, mediante formas alternativas de cuantificar las necesidades de regulación de reserva secundaria, por ejemplo segmentando la definición por estaciones (periodos de tres meses), nivel de demanda del sistema, y nivel de producción de ERV presente en cada instante (por ejemplo: 10%, 20%, 30%, 40%, etc.) de penetración de ERV.

### 8.4 Necesidad de mejorar pronóstico de demanda del sistema

El pronóstico de la demanda es un insumo crítico para la programación de la operación de corto plazo. Es deseable definir un proceso para mejorar método de proyección de demanda de corto plazo. Por otra parte, dado que la demanda en la zona norte del sistema eléctrico se explica en parte importante mediante consumos de mediano y gran tamaño, es deseable mejorar la coordinación de información entre los clientes libres relevantes y el Coordinador.

En este contexto, se debe revisar la forma en que se aplicarán los requerimientos establecidos en el Capítulo 4 del DS 125, particularmente los aspectos definidos en el Artículo 80 y Artículo 83.

### **8.5 Necesidad de cuantificar incertidumbre de rampa de demanda neta en 1 y 3 horas para definición de nuevos servicios**

Hay dos factores que crean la necesidad de rampas flexibles: La magnitud de la rampa en 1 hora y 3 horas, al final del horario solar; y la incertidumbre en la magnitud de la rampa en 1 hora, particularmente si se tiene una amplia distribución de probabilidad de variación de la demanda neta.

No es claro que hoy, ni en un horizonte de 2 a 5 años, existan desafíos de incertidumbre en la magnitud de las rampas que requieran acciones particulares del operador del sistema como para realizar cambios en la introducción de un servicio de rampas flexibles. Lo indicado anteriormente es consistente con el criterio que se ha utilizado en California entre el año 2014 y 2019, donde se define el valor del factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda neta,  $\epsilon$ , igual a cero (detalles en Sección 5.1). También es consistente con la propuesta de modificación del mecanismo de potencia de suficiencia indicado en la Sección 5.7.2, donde se ha adoptado un criterio similar.

Se sugiere desarrollar un procedimiento mediante el cual se pueda generar información para evaluar la incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta que hora a hora enfrenta el despachador para así evaluar a futuro si se requiere de un servicio cuyo objetivo sea gestionar, de manera costo eficiente, dicha incertidumbre. Cuando los datos estén disponibles se sugiere realizar una evaluación de costo beneficio.

En caso de que los requerimientos de incertidumbre en la variabilidad de la demanda neta aumenten a niveles que requieren nuevas medidas de gestión, acompañada de nuevos servicios, el mecanismo de rampa flexible que eventualmente se defina debe evitar el doble pago por la misma capacidad, sobre todo en un contexto donde existe pago por potencia de suficiencia en el mercado. La propuesta de modificación del mecanismo de potencia de suficiencia indicada en la Sección 5.7.2 tiene incorporado un factor de error ajustable para reflejar incertidumbre en el seguimiento de la demanda neta ( $\epsilon$ ), que se incorpora a la definición de Necesidades de Flexibilidad del Sistema. Este factor permite la adaptación del sistema de potencia de suficiencia a nuevos requerimientos de incertidumbre de rampa evitando el doble pago por la misma capacidad.

Adicionalmente, el Coordinador debiera determinar:

- Si es necesario contar con rampa hacia arriba, rampa hacia abajo, o en ambas direcciones.
- En qué zona se requiere el servicio (a nivel de subsistema o a nivel de todo el sistema).
- Cantidad de MW necesarios.
- Requerimientos de tiempo necesarios para hacer efectiva la totalidad de la rampa (90, 60 ó 30 min.).
- El intervalo de tiempo necesario para el requerimiento de rampa.
- Los mecanismos apropiados de precio de escasez para el servicio, en caso de ser necesarios.
- Si unidades que estén apagadas pueden participar para proveer el servicio.
- Forma como el servicio de rampa flexible interactúa con la resolución temporal de la programación del despacho para múltiples intervalos de tiempo.

## 8.6 Reducir brechas de interpretación en del uso de parámetros técnicos que tienen impacto en la programación de la operación

La inclusión del parámetro de tiempo mínimo de detención en las restricciones del modelo de programación de corto plazo restringe la flexibilidad del sistema. Es importante notar que las centrales a carbón pueden desconectarse y resincronizarse a la red en periodos menores a 24 horas.

Un mayor número de partidas y detenciones tiene un efecto en el costo de mantenimiento de las unidades. No obstante, el desgaste que se produce por una partida en caliente es menor que el desgaste que se puede producir con una partida en frío. El efecto de las partidas en caliente en emisiones de NOx puede ser mitigado en las unidades que tienen sistemas SCR.

Se sugiere evaluar con proveedores efectos sobre daño metalúrgico acumulativo de materiales expuesto a estrés térmico, riesgo de corrosión, cumplimiento de normativa ambiental, medidas de gestión para mitigar o reducir dichos los aspectos mencionados anteriormente, entre otros.

## 8.7 Definición de nuevos estados operativos de unidades termoeléctricas a carbón que contribuyen a un aumento de la flexibilidad del sistema

Se debe determinar la factibilidad de operación de centrales a carbón en embancamiento. Para las unidades de generación en que este modo de operación es factible, se debe determinar los costos de embancamiento. Por otra parte, desde la perspectiva de programación de la operación, se debe determinar la forma de incorporar este modo de operación en el programa de operación de corto plazo e implementar dicha mejora.

Por otra parte, dadas las indicaciones del Anexo de Determinación de Mínimo Técnico de Unidades Generadoras, se debe evaluar la factibilidad de que las plantas a carbón operen con 1 pulverizador, 1 silo, y/o combustible alternativo durante operación a mínimo técnico reducido para estabilizar la llama. Definidas nuevas condiciones de operación para mínimos técnicos reducidos, se debe determinar la nueva curva de consumo específico, el costo variable de operación según condición de operación, y su forma de incorporar la curva de costo variable (o al menos el costo variable a mínimo técnico y el costo variable a capacidad nominal) en el programa de operación de corto plazo.

## 8.8. Aplicar procedimiento de cálculo de CVNC de manera consistente con el ciclaje observado y previsto de las unidades

Las unidades que enfrenten un alto ciclaje deben incorporar el efecto en los costos variables de mantenimiento. Para ello, el procedimiento de determinación de costos variables no combustibles vigente (en carácter de borrador), permite alternativas para su consideración.

No obstante, es crítico notar que la determinación de “costos de operación intermitente,” sin contabilizar la “operación real - intermitente” de una unidad puede resultar en una sobre o sub-estimación importante de los “costos de operación intermitente”.

Se sugiere revisar el procedimiento de determinación de costos variables no combustibles para dar mayor definición a consideraciones respecto de unidades que operan con ciclaje persistente.

### **8.9. Revisión de requerimientos de normativa ambiental (DS 13) aplicable a centrales a gas**

La definición de un estándar de emisiones **para operación de centrales a gas a carga parcial es importante en un contexto donde se cuente con más gas natural en el sistema y el costo de producción de las centrales a gas sea competitivo con el costo de producción de centrales a carbón toda vez que, bajo el estándar de emisiones de NOx vigente en Chile, a operación continua el turndown relativo de una central de ciclo combinado es menor que el turndown relativo de una central a carbón.**

Respecto de opciones para la definición de un límite de emisión diferenciado para unidades a gas operando con carga parcial, se sugiere revisar el estudio “Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes” [12].

### **9. Desafíos relacionados a la respuesta del sistema ante contingencias y su relación a la definición de necesidades zonales de control rápido de frecuencia**

Tomando como referencia lo ilustrado en la Figura 2 (Pg. 33) y Sección 3.2.1 (literal d.), se identifica la oportunidad de revisar la definición del Control Rápido de Frecuencia. Si bien se tiene la intención de que el Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia actúen en periodos de tiempo distintos, es crítico notar que en la definición realizada en la Re CNE N° 801 de 2018 tanto el Control Primario de Frecuencia como el Control Rápido de Frecuencia deben responder a desviaciones de frecuencia (sin mayores precisiones). Por lo tanto, desde el punto de vista de control, ambos servicios están acoplados y podrían actuar de manera simultánea.

En función de lo indicado anteriormente, existe la oportunidad de:

- Desacoplar las funciones del Control Primario de Frecuencia y el Control Rápido de Frecuencia (CRF): Particularmente haciendo que el Control Rápido de Frecuencia actúe sólo cuando la frecuencia del sistema disminuye respecto de un umbral predefinido. En caso de un sistema con una alta penetración de energía renovable variable donde por reducción de la inercia del sistema se tenga un mayor riesgo ante condiciones de falla, incluso se puede segmentar el Control Rápido de Frecuencia en dos servicios (CRF 1 y CRF 2) con escalones diferenciados de activación y características de respuesta (recursos) distintas. Un segundo escalón de Control Rápido de Frecuencia se puede dejar para condiciones en que los efectos de la falla persisten y/o condiciones de emergencia.
- Evaluar la necesidad de que el Control Rápido de Frecuencia, sobre todo si es provisto por sistemas de almacenamiento (por ejemplo: Baterías), se requiera prestar mediante una banda de regulación simétrica. Es decir, por eficiencia económica en el uso de infraestructura, la reserva por subfrecuencia pueda ser tratada de manera distinta y desacoplada de la reserva por sobrefrecuencia.

## 10. Desafíos relacionados a exigencias de diseño de las instalaciones de PMGDs

Los Pequeños Medios de Generación Distribuidos deben operar en forma estable, conectados al Sistema Interconectado, ante variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación de sobre y subfrecuencia al menos durante los tiempos que se indican en el Artículo 4-37 de la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión.

Como se indicó en la Sección 5.3, si la frecuencia del sistema permanece bajo 49 Hz por un periodo de 90 segundos o superior, se tiene el riesgo que los PMGDs que están operando se desconecten debido al cumplimiento del requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión; comprometiendo la confiabilidad de la operación.

Se sugiere revisar el requerimiento establecido en el Artículo 4-37 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión; particularmente, considerar los requerimientos establecidos en la última revisión del IEEE Std 1547 – 2018 (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces) respecto de los requerimientos mandatorios de desconexión por frecuencia y los requerimientos de “ride-through” ante perturbaciones en la frecuencia.

## 11. Desafíos relacionados a la asignación de costos fijos de operación

Actualmente los costos de partida y detención no se remuneran en el mercado eléctrico chileno. Hay dos maneras de remunerar los costos de partida y detención de unidades térmicas:

- Modificar la declaración de costos variables de manera que ésta incluya, en cierta forma, los costos de partida y detención de unidades térmicas. Con esta medida se afecta la remuneración (y consecuentemente los costos de retiro) de todo el mercado,
- Reconocer los costos mediante un procedimiento y remunerar dichos costos mediante un pago adicional complementario, sin afectar la señal de costo marginal de energía.

La regulación vigente no cuenta con un mecanismo directo para incluir los costos de partida y parada.

Una alternativa que se podría evaluar es, para el caso de centrales que utilicen carbón, considerar los costos de partida y parada dentro del ítem de mermas que se incluye para el cálculo del precio de combustible (se puede establecer un método de cálculo en función del número de partidas incurridas en un periodo determinado y el despacho proyectado en un periodo también determinado). Para el caso de centrales que utilicen combustibles líquidos y gas, si bien el ítem mermas no está definido, es algo que se podría evaluar definir para representar costos de partida y parada.

Es crítico notar que la determinación de “costos de operación intermitente,” sin contabilizar la “operación real - intermitente” de una unidad puede resultar en una sobre o sub-estimación importante de los de “costos de operación intermitente”.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier y I. Pérez-Arriaga, «Enhancing power supply adequacy in Spain: Migrating from capacity payments to reliability options,» *Energy Policy*, vol. 35, nº 9, pp. 4545-4554, 2007.
- [2] Astrape Consulting, «Flexibility Metrics and Standards Project — California Energy Systems for the 21st Century Project».
- [3] I. Pérez-Arriaga, *Regulation of the Power Sector*, Springer, 2013.
- [4] A. Kahn, *The economics of regulation*, MIT Press, 1988.
- [5] Synex, Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas, y Estudios Energéticos Consultores, «Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile,» Desarrollado para Generadoras AG, 2018.
- [6] A. Ross, J. Beesemyer y D. Rhodes, *A Prescriptive Semantic Basis for System Lifecycle Properties*, Cambridge, Massachusetts: SEAr Working Paper Series. Massachusetts Institute of Technology, 2012.
- [7] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, nº 1, pp. 57 - 66, 2015.
- [8] K. A.-R. e. al., «Enhanced system reliability using flexible ramp constraint in CAISO market,» *in Proc. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012.
- [9] NREL, *Effective Ancillary Services Market Designs on High Wind Power Penetration Systems*, 2012.
- [10] B. Maluenda, J. Moreno, D. Holaschutz y E. Gil, «New Market Interactions in the Chilean Electricity System with High Integration of Variable Renewable Energy,» de *41st IAEE International Conference*, Groningen, 2018.
- [11] M. -. PSR, «Análisis de largo plazo para el sistema eléctrico nacional de Chile considerando fuentes de energía variables e intermitentes,» 2019.
- [12] Inodú, «Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes,» Ministerio de Energía, Santiago, 2017.
- [13] inodú, «Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades a carbón en Chile,» Preparado para GIZ, 2018b.

- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, *Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón*, 2018.
- [15] Inodú, «Renewable Energy Integration Opportunities in Chile,» MIT, May 2018. [En línea]. Available: <http://sdm.mit.edu/renewable-energy-integration-opportunities-in-chile/>. [Último acceso: October 2018].
- [16] C. Bozzuto, «Potential for two shift operation for pulverized coal power plants,» October 1, 2018.
- [17] J. Bertsch, C. Growitsch, S. Lorenczik y S. Nagl, «Do we need an additional flexibility market in the electricity system? - A system-economic analysis for Europe».
- [18] MISO, *Resource Adequacy Business Practices Manual (Manual N° 011)*, 2018.
- [19] I. Pérez-Arriaga y C. Meseguer, «Wholesale marginal prices in competitive generation markets,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 12, nº 2, 1997.
- [20] J. Perez-Arriaga, «Principios Económicos Marginalistas en los Sistemas de Energía Eléctrica,» Informe Técnico IIT-93-044, 1994.
- [21] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 13-06-024: Decision adopting local procurement obligations for 2014, a flexible capacity framework, and further refining the resource adequacy program*, 2013.
- [22] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 14-06-050: Decision Adopting Local Procurement and Flexible Capacity Obligations for 2015, and Further Refining the Resource Adequacy Program*, 2014.
- [23] California ISO, *Decision on flexible resource adequacy criteria and must-offer obligation*, 2014.
- [24] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 17-06-027: Decision adopting local and flexible capacity obligations for 2018 and refining the resource adequacy program*, 2017.
- [25] CPUC Workshop, *Flexibility metrics and standards project - a California Energy System for the 21st Century (CES-21) Project*, January 6, 2016.
- [26] Astrape Consulting, *Study of 2012 LTPP Base Scenario for CAISO System in 2022 (Prepared for PG&E)*, 2014.
- [27] Charles River Associates, *Southwest Power Pool (SPP) WITF Wind Integration Study*, 2010.
- [28] S. Makridakis, E. Spiliotis y V. Assimakopoulos, «The M4 Competition: Results, findings, conclusion and way,» *International Journal of Forecasting*, vol. 34, p. 802–808, 2018.

- [29] W. Mahoney y et al., «A wind power forecasting system to optimize grid integration,» *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, vol. 3, nº 4, pp. 670 - 682, 2012.
- [30] P. Du, *ISO experiences with stochastic wind forecasting - ERCOT*.
- [31] GE Energy Consulting, «PJM Renewable Integration Study. Task Report: Review of Industry Practice and Experience in the Integration of Wind and Solar Integration. Appendix B: Information on Selected Variable Generation Forecasting Factors in North America,» 2012.
- [32] National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), «Global Ensemble Forecast System (GEFS)».
- [33] ERCOT, «2016 Key Performance Indicator (KPI) Review,» 2016.
- [34] L. Xu y D. Tretheway, *Flexible Ramping Products: Incorporating FMM and EIM. Draft Final Proposal*, California ISO, 2014.
- [35] R. Kalaskar, *Flexible ramping product performance discussion*, Market Surveillance Committee Meeting, California ISO, 2018.
- [36] MISO Market Subcommittee, *Ramp Capability Product Performance Update*, 2016.
- [37] MISO Market Renewal Working Group, *MISO Market Overview*, 2018.
- [38] E. Avallone, *Market Design Concepts to Prepare for Significant Renewable Generation. Flexible Ramping Product: Market Design Concept Proposal*, Rensselaer: Market Issues Working Group. ISO New York Independent System Operator, 2018.
- [39] D. Schiro, *Procurement and Pricing of Ramping Capability, Technical Session 3*, Marlborough, MA: ISO New England, 2018.
- [40] California ISO, *Flexible Resource Adequacy Criteria and Must Offer Obligation - Phase 2*, 2018.
- [41] inodú, *Mejora continua de programación de la operación - Contexto de retraso de la línea Cardones - Polpaico*, Estudio desarrollado por inodú para El Pelicano Solar Company., 2018c.
- [42] C. Henderson, «Increasing the flexibility of coal-fired power plants,» IEA Clean Coal Centre, 2014.
- [43] E. Danneman y S. Beuning, «Wind integration - System and generation issues,» de *Proceedings of the ASME 2010 Power Conference*, July 13-15, 2010, Chicago, Illinois, USA, 2010.



- [44] J. Haywood, «Combined Cycle Gas Turbine Startup Emissions - Quantification Methodology and Permitting Strategies,» de *Presented at the Power Plant Pollutant and Effluent Control MEGA Symposium: Best Practices and Future Trends*, Baltimore, MD, August 20 - 23, 2018.
- [45] N. Kumar, S. Besuner, S. Lefton y D. Agan, *Power Plant Cycling Costs*, Intertek APTECH. NREL, 2012.
- [46] EPRI, *Damage to Power Plants Due to Cycling*, 2001.
- [47] EPRI, *Proceedings: 1994 EPRI Fossil Plant Cycling Conference*, 1994.
- [48] inodú, *Flexibilizar la Operación de Centrales Convencionales en Chile*, Santiago: Latam - Flexibility Conference. Engie Laborelec, 2016.
- [49] Scott Paul P.E., «Asset Preservation - Mothballing and lay-up,» de *Proceedings of ASME Power 2004 (Power2004-52053)*, Baltimore, MD, March 30 - April 1, 2004.
- [50] NFPA 850, «Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Converter Stations,» 2010.
- [51] inodú, *The interactions between effluent temperature limits for thermoelectric facilities and the operations of power systems with high levels of renewable energy integration*, Chattanooga, TN: Fifth Thermal Ecology and Regulation Workshop, 2018b.
- [52] S. Newell, R. Carroll, P. Ruiz y W. Gorman, *Cost-Benefit Analysis of ERCOT's Future Ancillary Services (FAS) Proposal*, The Brattle Group, 2015.
- [53] A. e. a. Sakti, «Enhanced representations of lithium-ion batteries in power systems models and their effect on the valuation of energy arbitrage applications,» *Journal of Power Sources*, vol. 342, p. 279e291, 2017.
- [54] COES, *Resolución N° 179-2017-OS/CD: Determinación de Costos Marginales de Corto Plazo. Aprobado por Osinergmin*, 2017.
- [55] M. C. Caramanis, R. E. Bohn y F. C. Schweppe, «System security control and optimal pricing of electricity,» *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 9, nº 4, pp. 217 - 224, 1987.
- [56] FERC, *Order No. 755: Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets*, 2011.
- [57] ABB, *Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC*, 2015.
- [58] FERC, *Order No. 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 2018.

- [59] E. E. K. B. M. M. Denholm P., «The role of energy storage with renewable electricity generation,» Technical Report NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2010.
- [60] e. a. Koritarov V., «Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States,» Technical Report ANL/DIS-14/7, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, 2014.
- [61] e. a. Patrick J. Balducci, «Assigning value to energy storage systems at multiple points in an electrical grid,» *Energy & Environmental Science*, vol. 11, pp. 1926 - 1944, 2018.
- [62] Energyzt, «Overview of Market Participation by Energy Storage in the U.S.,» *Memo preparado para inodú como parte de proyecto GIZ*, 22 February 2019.
- [63] FERC, «18 CFR Part 35: Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators,» 6 March 2018.
- [64] A. S. A. F. O. AUDUN BOTTERUD, «COMMENTS REGARDING PROPOSED RULEMAKING ON ELECTRIC STORAGE PARTICIPATION IN MARKETS».
- [65] FERC, «Western Grid Development, LLC, Docket No. EL 10-19-000, 130 FERC 61,056, Issued January 21, 2010».
- [66] California ISO, «Storage as Transmission Asset: Enabling transmission connected storage assets providing regulated cost-of-service-based transmission service to also access other market revenue streams,» 30 March 2018.
- [67] FERC, «Nevada Hydro Co., 117 FERC 61,204 (2006)».
- [68] FERC, «Nevada Hydro Co. 122 FERC 61,272 (2008)».
- [69] FERC, «Nevada Hydro Company, Inc. Docket No. EL18-131-000. 164 FERC 61,197. September 20, 2018».
- [70] Texas PUC, «Order of the Texas PUC, Docket No. 35994 (Texas PUC April 6, 2009),».
- [71] FERC, «158 FERC ¶ 61,051: Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery,» *Docket No. PL17-2-000*, 19 January 2017.
- [72] MISO, «Midcontinent Independent System Operator, Inc.'s Filing to Revise Tariff as Necessary in Compliance with Order No. 841.,» *Docket No. ER19-\_\_\_\_-000*, 3 December 2018.
- [73] MISO, *Docket No. ER19-\_\_\_\_-000: Prepared direct testimony of Kevin A. Vannoy*, 2018.

- [74] California ISO, «California Independent System Operator Corporation. Compliance with Order No. 841,» *Docket No. ER19-\_\_\_\_-000*, 3 December 2018.
- [75] ISO-NE, «Revisions to ISO New England Inc. Transmission Markets and Services Tariff in Compliance with FERC Order 841,» *Docket No. ER19-\_\_\_\_-000*, 3 December 2018.
- [76] NY-ISO, «New York Independent System Operator, Inc.; Compliance Filing and Request for Extension of Time of Effective Date,» *Docket Nos. RM16-23-000, AD16-20-000, ER19-\_\_\_\_-000*, 3 December 2018.
- [77] PJM Interconnection LLC, «Order No. 841 Compliance Filing ESR Markets and Operations Proposal,» *Docket No. ER19-\_\_-000*, 3 December 2018.
- [78] Southwest Power Pool, Inc, «Compliance filing of Southwest Power Pool, Inc,» *Docket No. ER19-\_\_\_\_-000*, 3 December 2018.
- [79] MISO, *Electric Storage Resource (ESR) Proposal Review*, 2018.
- [80] FERC, «Centralized capacity market design elements,» *Commission staff report AD13-7-000*, 23 August 2013.
- [81] C. Baldwin y K. Clark, *Design Rules: Volume 1. The Power of Modularity*, The MIT Press, 2000.
- [82] NERC, «Methods to model and calculate capacity contributions of variable generation for resource adequacy planning,» 2011.
- [83] A. Keane, M. Milligan, C. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan y L. Söder, «Capacity Value of Wind Power,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 2, pp. 564 - 572, May 2011.
- [84] R. D. e. al, *Capacity value of solar power*, San Diego, CA, 2012.
- [85] L. Söder y M. Amelin, *A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit*, Pittsburgh, PA, 2008.
- [86] L. L. Garver, «Effective load carrying capability of generating units,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 85, nº 8, pp. 910 - 919, 1966.
- [87] M. Milligan, B. Frew, E. Ibanez, J. Kiviluoma, H. Holttinen y L. Söder, «Capacity Value assessments of wind power,» *WIREs Energy and Environment*, vol. 6, January/February 2017.
- [88] M. Amelin, «Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 24, nº 2, May 2009.

- [89] H. Hamoud, «Probabilistic assessment of interconnection assistance between power systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, nº 2, pp. 535-542, 1998.
- [90] B. Hasche, A. Keane y M. O'Malley, «Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the Irish power system case,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 420-430, 2011.
- [91] California Public Utility Commission, «Public Utilities Code, Section 399.26 (d)».
- [92] California Public Utility Commission, «Current trends in California's Resource Adequacy Program,» *Energy Division Working Draft Staff Proposal*, 16 February 2018.
- [93] MISO, «Planning year 2019 - 2020: Wind & Solar Capacity Credit,» December 2018.
- [94] MISO, *Capacity Determination for Electric Storage Resource under Order 841*, 2018.
- [95] MISO, *Capacity Determination for Electric Resource under 841. Issue ID: RASC007*, 2018.
- [96] Narvik, *Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados*, 2017.
- [97] SysteP, *Estudio técnico-regulatorio del mercado de potencia en Chile*, 2018.
- [98] Centro de Energía de la Universidad de Chile, *Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia en suficiencia en sistemas eléctricos flexibles*, 2017.
- [99] Public Utilities Commission of the State of California, *2019 Filing Guide for System, Local and Flexible Resource Adequacy (RA) Compliance Filings*, 2018.

## 8 ANEXO 1: Características Físicas y Operacionales de Sistemas de Almacenamiento según MISO

Characteristic	Description [72]
<b>State of Charge</b>	The Energy, Capacity, Spinning Reserve, Supplemental Reserve and/or Regulating Reserve available to the Transmission Provider's markets.
<b>Maximum Energy Storage Level</b>	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Charged while providing Energy or Operating Reserves under normal operating conditions.
<b>Minimum Energy Storage Level</b>	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Discharged while providing Energy or Operating Reserves under normal operating conditions.
<b>Hourly Economic Maximum Charge Limit</b>	The maximum withdrawal MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
<b>Hourly Economic Maximum Discharge Limit</b>	The maximum injection MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
<b>Minimum Charge Time</b>	The minimum duration that an ESR is able to Charge.
<b>Maximum Charge Time</b>	The maximum duration that an ESR is able to Charge.
<b>Minimum Discharge Time</b>	The minimum duration that an ESR is able to Discharge.
<b>Maximum Discharge Time</b>	The maximum duration that an Electric Storage Resource is able to Discharge.
<b>Hourly Economic Minimum Discharge Limit</b>	The minimum injection MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
<b>Hourly Economic Minimum Charge Limit</b>	The minimum withdrawal MW level at which an Electric Storage Resource may operate under normal system conditions.
<b>Hourly Discharge Ramp Rate</b>	The MW/minute response rate for an ESR moving from zero output to its Hourly Economic Maximum Discharge Limit and/or from the Hourly Economic Maximum Discharge Limit to zero output that is utilized in the clearing of the Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market and all Reliability Assessment Commitment processes, and in responding to either increasing or decreasing

Setpoint Instructions between zero and the Hourly Economic Maximum Discharge Limit.

<b>Hourly Charge Ramp Rate</b>	The MW/minute response rate for an ESR moving from zero output to its Hourly Economic Maximum Charge Limit and/or from the Hourly Economic Maximum Charge Limit to zero output that is utilized in the clearing of the Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market and all Reliability Assessment Commitment processes, and in responding to either increasing or decreasing Setpoint Instructions between zero and the Hourly Economic Maximum Charge Limit.
<b>Hourly Regulation Maximum Charge Limit</b>	The maximum withdrawal MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
<b>Hourly Regulation Minimum Charge Limit</b>	The minimum withdrawal MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
<b>Hourly Regulation Maximum Discharge Limit</b>	The maximum injection MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
<b>Hourly Regulation Minimum Discharge Limit</b>	The minimum injection MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
<b>Emergency Maximum Energy Storage Level</b>	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Charged while providing Energy or Operating Reserves under Emergency conditions.
<b>Emergency Minimum Energy Storage Level</b>	State of Charge value that should not be exceeded when an Electric Storage Resource is being Discharged while providing Energy or Operating Reserves under Emergency conditions.
<b>Hourly Emergency Maximum Discharge Limit</b>	The maximum injection MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
<b>Hourly Emergency Minimum Discharge Limit</b>	The minimum injection MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
<b>Hourly Emergency Maximum Charge Limit</b>	The maximum withdrawal MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
<b>Hourly Emergency Minimum Charge Limit</b>	The minimum withdrawal MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.

**Hourly Electric Storage Resource  
Efficiency Factor**

An operating characteristic of an ESR that is the amount of increase in Energy Storage Level for each 1 MW of Charge Energy withdrawn by that ESR.

# inodú

energy & sustainability

INFORME FINAL - LICITACIÓN ID: 584105-28-LE17

FLEXIBILIDAD DE OPERACIÓN DE CENTRALES  
TERMOELÉCTRICAS CHILENAS CON LOS INSTRUMENTOS  
DE GESTIÓN AMBIENTAL VIGENTES

**PREPARADO PARA:**




**20 de diciembre, 2017**



[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

## SOBRE INODÚ

	<p>Inodú es una empresa de servicios de consultoría y desarrollo de soluciones orientadas a la cadena de valor del sector energético y de suministro de agua, incluyendo eficiencia en operaciones industriales.</p> <p>La organización de inodú está enfocada en la creación de alianzas para desarrollar capacidades, soluciones y negocios orientados a resolver desafíos en materia energética y de sustentabilidad.</p> <p>Articulamos equipos multidisciplinarios con experiencia probada en relacionar aspectos técnicos, operacionales, regulatorios, financieros y comerciales de proyectos.</p> <p>Inodú utiliza sus capacidades para estructurar soluciones y ponerlas a prueba junto a sus clientes. Para ello se enfoca en la eficiencia y sustentabilidad de las operaciones de los clientes, apoyando los procesos de evaluación, desarrollo e implementación de proyectos.</p> <p>Más información en nuestra página web: <a href="https://www.inodu.com/">https://www.inodu.com/</a></p>
---	--

# 1 ÍNDICE DE LA PROPUESTA

SOBRE INODÚ.....	3
1 ÍNDICE DE LA PROPUESTA.....	4
2 OBJETIVOS.....	5
3 INTRODUCCIÓN.....	6
4 OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN UN CONTEXTO DE ALTA PENETRACIÓN ERNC Y LOS DESAFÍOS EMERGENTES ASOCIADOS AL CUMPLIMIENTO DEL DS N° 13 .....	8
5 REGLAMENTACIÓN NACIONAL .....	32
5.1 Normas de Calidad Ambiental .....	32
5.2 Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas: DS N° 13 / 2011 .....	34
5.3 Aspectos Relacionados a la Normativa Eléctrica .....	41
6 REVISIÓN DE VALORES LÍMITES DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS ESTABLECIDAS EN LAS RCAs DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS AFECTAS AL DS N° 13.....	43
7 REGULACIÓN INTERNACIONAL .....	55
7.1 Regulación en la Unión Europea .....	55
7.2 Regulación en Estados Unidos .....	62
8 DESAFÍOS IDENTIFICADOS.....	79
8.1 Desafíos de Flexibilidad en Operación Continua de una Central Térmica.....	79
8.2 Desafíos de Flexibilidad en Operación Intermitente de una Central Térmica.....	89
8.3 Desafíos de Flexibilidad en Operación en Régimen e Intermitente .....	93
8.4 Sobre la Presentación de Antecedentes en RCA de Nuevos Proyectos.....	94
8.5 Aplicación del Estándar de Emisiones Definido para Centrales Nuevas a Centrales Existentes	95
9 COMENTARIOS FINALES.....	99
10 BIBLIOGRAFÍA.....	110
11 ANEXOS .....	113
11.1 ANEXO I – Glosario .....	114
11.2 ANEXO II – Simulaciones de Pre-Despacho Año 2021 .....	116
11.3 ANEXO III – Casos de Emisiones Durante de Partidas de Centrales.....	120
11.4 ANEXO IV - Medición de Concentración de O <sub>2</sub> .....	133
11.5 Anexo V: Extracto de la Sección 6.5.2.1 de la Norma US EPA 40 CRF Part 75 .....	141

## 2 OBJETIVOS

La asesoría tiene la intención de analizar la flexibilidad de operación de centrales termoeléctricas chilenas y su compatibilización con los instrumentos de gestión ambiental vigentes que las rigen y la normativa eléctrica correspondiente. Se indican recomendaciones respecto a los desafíos identificados.

### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Revisar las obligaciones contenidas en las RCAs de las centrales termoeléctricas referido al componente de emisiones atmosféricas y características de operación<sup>1</sup>.
2. Analizar los márgenes de holgura que permitan compatibilizar la operación esperada de las centrales termoeléctricas, bajo escenarios de penetración de fuentes renovables variables, con el cumplimiento de los límites de emisión atmosféricos establecidos en las RCAs.
3. Revisar el contenido y el proceso de implementación de la norma de emisión para centrales termoeléctricas con el fin de entregar antecedentes para que la futura revisión de la norma incorpore el nuevo escenario de operación de centrales termoeléctricas en un contexto de mayor participación de las energías renovables variables.
4. Presentar los resultados del estudio en actividades de difusión y retroalimentación desarrolladas por la contraparte técnica a objeto de presentar y discutir los contenidos obtenidos en la consultoría.

---

<sup>1</sup> Los objetivos específicos 1 y 2, en su conjunto, indicados en esta propuesta son equivalentes al objetivo específico 1 indicado en los términos de referencia.

### 3 INTRODUCCIÓN

Este reporte se desarrolla como parte del estudio asociado a la Licitación ID: 584105-28-LE17. La asesoría tiene la intención de analizar la flexibilidad de operación de centrales termoeléctricas chilenas y su compatibilización con los instrumentos de gestión ambiental vigentes.

El desarrollo de los sistemas eléctricos está evolucionando hacia una alta penetración de energía renovable no convencional, en adelante también energía renovable variable. Para hacer factible la transición del sistema eléctrico hacia una alta penetración de energía renovable variable, o incluso en el largo plazo hacia un sistema 100% renovable, se requiere de sistemas de generación que sean capaces de balancear las variaciones de generación de fuentes renovables variables. En este contexto, diversas tecnologías tendrán un rol importante, por ejemplo: centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, sistemas de generación térmicos, y sistemas de almacenamiento de distinta naturaleza.

En un contexto de necesidad de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y desarrollo futuro de la matriz energética, la operación flexible de unidades a gas tendrá un rol importante, al menos bajo las condiciones previstas para los próximos 10 años. En términos absolutos, la generación térmica a gas presenta menos emisiones atmosféricas que la generación térmica a carbón y contribuye a balancear de manera efectiva la oferta de energía en un contexto de alta penetración de energía renovable variable<sup>2</sup>. Por lo tanto, es importante que la operación flexible de centrales termoeléctricas sea compatible con los instrumentos de gestión ambiental, considerando la mejor tecnología y medidas de gestión posibles (Gomez-Salazar, Kirsten, & Prchlik, 2017) y (Lew, y otros, 2012).

En la Sección 4 de este reporte se revisa la operación del mercado eléctrico en un contexto de alta penetración de fuentes renovables variables y los desafíos emergentes asociados al cumplimiento del DS N° 13 / 2011 del Ministerio de Medio Ambiente, en adelante indistintamente DS N° 13.

Se revisa la información asociada a reporte de emisiones de 2016, facilitada por la Superintendencia de Medio Ambiente; la proyección de modos de operación probables al año 2021, estimados por el Coordinador Eléctrico Nacional; e información asociada a la operación real del sistema durante los últimos doce meses. Se procedió a caracterizar las emisiones de diversas centrales a gas y carbón durante procesos de partida.

En la Sección 5 del reporte se revisa la normativa nacional, particularmente, el DS N° 13, sus protocolos asociados; y la Norma Técnica de calidad y seguridad de servicio. Posteriormente, en la Sección 6 se presenta una síntesis de una selección de RCA revisadas. El detalle del análisis para todas las centrales se encuentra en un archivo Excel facilitado al Ministerio de Energía.

Es importante tener presente que las características y desempeño operacional de los sistemas de control de emisiones dependen del diseño del fabricante, el diseño de la planta donde están instalados,

---

<sup>2</sup> A modo de ejemplo, para el caso de emisiones de óxidos de nitrógeno, el DS 13 establece un límite de 400 mg/Nm<sup>3</sup> para centrales a carbón existentes y 50 mg/Nm<sup>3</sup> centrales a gas. Al considerar las emisiones reportadas durante el año 2016 a la SMA, en promedio las emisiones de óxidos de nitrógeno en horas de operación en régimen de centrales a carbón es 310 mg/Nm<sup>3</sup>; mientras que para centrales a gas es 44 mg/Nm<sup>3</sup>.

y las condiciones de operación de dicha planta. Por lo tanto, se puede indicar que la característica operacional del sistema de control de emisiones es específica de cada planta. La información indicada en las RCA no permite cuantificar condiciones de desempeño para situaciones de operación a mínimo técnico (de acuerdo con la definición estricta de la norma técnica), ni procesos de partida y parada. Con la información revisada es posible realizar consideraciones generales y recomendaciones como las indicadas a lo largo del documento.

Por su parte, en la Sección 7 se revisan los principales aspectos relacionados a la normativa internacional, tanto en Europa (Sección 7.1), como Estados Unidos (Sección 7.2). En la Sección 8 se desarrollan los distintos desafíos identificados. Se considera crítico diferenciar los desafíos que se producen durante la operación en régimen (u operación continua) de las centrales térmicas (Sección 8.1), de aquellos desafíos que emergen producto de la operación intermitente de las centrales (Sección 8.2); teniendo como objetivo, por una parte, la necesidad de cumplir con una normativa ambiental que esté alineada con la mejor tecnología disponible y mejores prácticas de gestión; y por otra parte, la consideración de que los beneficios ambientales que se produzcan sean justificados de una manera integral.

Finalmente, en la Sección 9 se presentan los comentarios finales asociados los distintos aspectos levantados en este estudio.

## 4 OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN UN CONTEXTO DE ALTA PENETRACIÓN ERNC Y LOS DESAFÍOS EMERGENTES ASOCIADOS AL CUMPLIMIENTO DEL DS N° 13

El mercado eléctrico chileno está evolucionando rápidamente hacia un contexto de alta integración de energía renovable, lo cual lleva a un cambio de paradigma en la forma de planificar inversiones; programar la operación; operar no sólo el sistema eléctrico en su conjunto, sino también cierto tipo de centrales; comprar combustible para centrales térmicas; y evaluar la interacción entre la normativa ambiental y la operación flexible de centrales.

Desde el punto de vista de la oferta de energía, se puede definir la flexibilidad como la capacidad del sistema eléctrico (o de un componente del sistema eléctrico) de modificar su producción en una cantidad definida de MW, en un tiempo también definido, y a un costo determinado (Ross, Beesmyer, & Rhodes, 2012) (de Weck, Ross, & Rhodes, 2012).

En este nuevo contexto de mayor penetración de fuentes de generación renovables, los requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico se vuelven igual o más exigentes que las necesidades de capacidad en el sistema. A nivel de sistema eléctrico, la flexibilidad depende del estado operacional de los componentes del sistema, es decir, cómo están despachadas las distintas unidades de generación.

La flexibilidad es un servicio ya provisto por componentes del sistema eléctrico (a nivel individual) y por el sistema eléctrico en su conjunto<sup>3</sup>. No obstante, es importante identificar si en este nuevo contexto de mayor penetración de sistemas de generación renovable se requiere de un nuevo nivel de flexibilidad; si la flexibilidad es un servicio ya provisto por el sistema (con capacidad de escala<sup>4</sup>) o si se requiere definir la flexibilidad como un nuevo servicio, que debe ser remunerado de manera independiente.

Si se requiere de flexibilidad en una nueva escala y los niveles de incertidumbre operacional en el sistema eléctrico son nuevos, es importante revisar si la flexibilidad puede ser el mismo servicio que se tiene actualmente en el sistema, producida por los mismos activos, y con el mismo diseño de mercado. Adicionalmente, si la flexibilidad se provee con los mismos activos, se debe identificar si se producen desafíos con el cumplimiento de requerimientos derivados de la normativa ambiental.

---

<sup>3</sup> Cada unidad de generación del sistema tiene un desempeño desde el punto de vista de flexibilidad, es decir, como se mencionó anteriormente, tiene una capacidad de modificar su producción en una cantidad definida de MW, en un tiempo también definido, y a un costo determinado. Esta capacidad está a disposición de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional, por lo que se puede considerar provisto como servicio.

Al mismo tiempo, desde el punto de vista sistémico, la flexibilidad del sistema eléctrico es la capacidad de todo el sistema para modificar su producción en una cantidad definida de MW, en un tiempo también definido, y a un costo determinado; característica que emerge de la interacción de los componentes de generación del sistema eléctrico en su conjunto.

<sup>4</sup> La capacidad de escala se refiere a si las reglas del mercado vigentes permiten aumentar el nivel de flexibilidad del sistema de manera sostenible, en caso de que ello sea requerido o necesario.

La siguiente figura ilustra los efectos de una mayor inserción de energía renovable variable (eólica y solar) mediante el análisis de la *Curva de Demanda Neta Anual* del sistema eléctrico. La gráfica presenta la curva de duración de la demanda neta anual, segmentada en los conceptos tradicionales de tecnología de generación base, intermedia y punta. Sobre la curva de duración de la demanda neta se agrega la generación renovable variable (solar y eólica) correspondiente a cada hora.

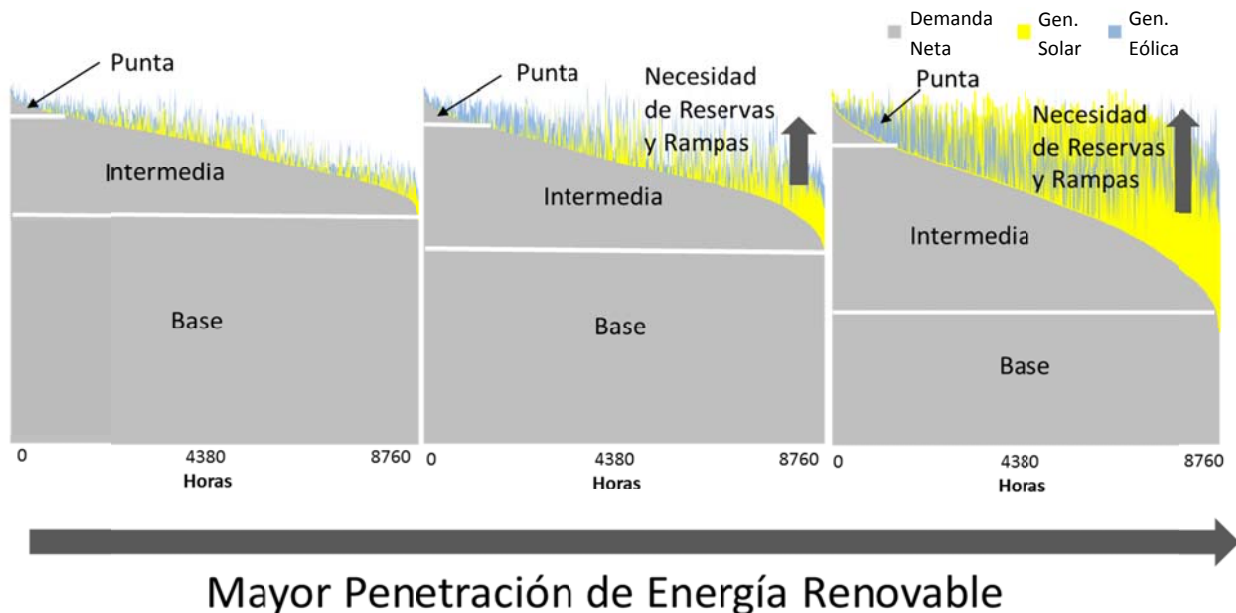


Figura 1: Curva de duración de la demanda neta en un contexto de mayor penetración ERNC. Fuente: Elaboración Propia.

Se observa que una alta penetración de fuentes renovables variables (solar y eólica) disminuye los requerimientos de generación base y aumenta la necesidad de generación intermedia flexible, caracterizada por unidades con mayor capacidad de rampas y menor costo de encendido, mínimo técnico, tiempo de partida, y tiempos mínimos de encendido y apagado. Esta necesidad de flexibilidad, desde el punto de vista de oferta de energía, puede ser provista por distintas tecnologías, como unidades termoeléctricas flexibles, hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, u otros sistemas de almacenamiento de distinta naturaleza.

En el caso particular de generación termoeléctrica flexible, otro requerimiento que caracteriza el desempeño de las unidades es el cumplimiento del nivel máximo de emisión permitido para cada contaminante no sólo en condiciones de carga base, sino también la habilidad de controlar las emisiones, bajo los límites permitidos, en un rango amplio de operación<sup>5</sup>.

Los procesos de partida y parada son parte de la operación normal de una central termoeléctrica y son considerados en el diseño e implementación de procedimientos de operación de la central y su equipo de control de emisiones. La frecuencia de partidas y paradas exigidas en un contexto de mercado

<sup>5</sup> Los límites de emisiones están normados por el DS N° 13 de 2011 del Ministerio de Medio Ambiente. Más detalle en Sección 5.2 de este reporte.



eléctrico determinado puede no ser una condición normal de operación para ciertas plantas termoeléctricas.

La Figura 2 ilustra el contexto de operación del SING (imagen izquierda) y SIC el último día del mes de septiembre de 2017. Particularmente en el SING, se observa que las fuentes de generación térmica deben adaptar su operación para abastecer la demanda neta del sistema. Por la estructura hidrotérmica del SIC, se percibe una menor necesidad de generación térmica flexible en dicho sistema; no obstante, ésta también es y será relevante, sobre todo cuando se forman subsistemas debido a requerimientos de regulación de frecuencia o restricciones en el sistema de transmisión, como actualmente ocurre en la zona norte del SIC.

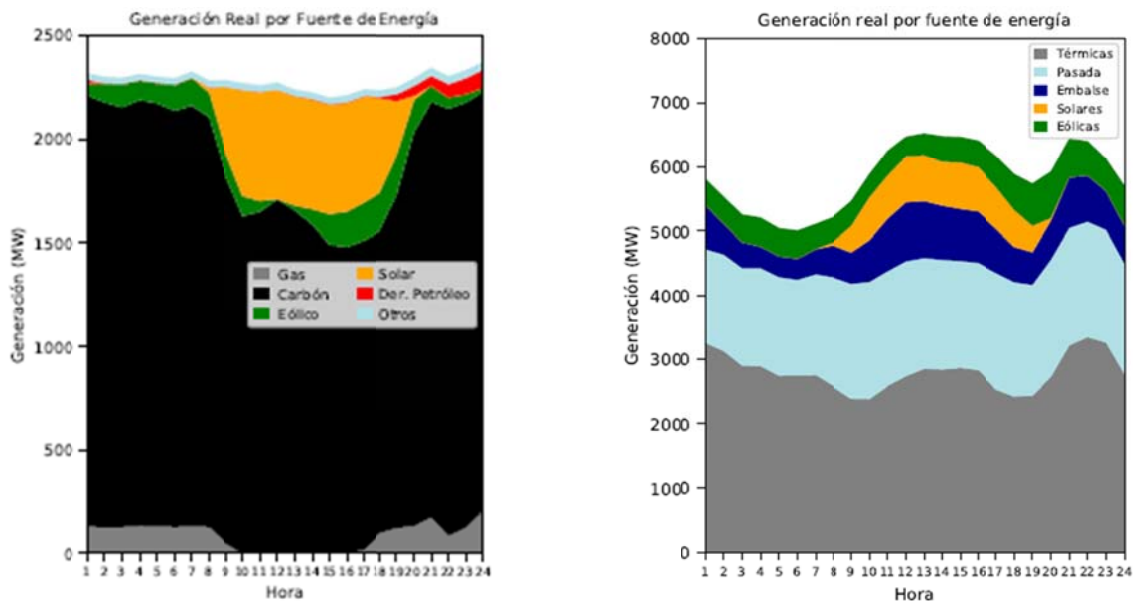


Figura 2: Operación del SING (imagen izquierda) y SIC el 30 de septiembre de 2017. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional.

Actualmente (noviembre de 2017) en el SIC-Norte se cuenta con un potencial de energía renovable variable (solar y eólica) que no puede ser inyectada al Sistema Eléctrico Nacional debido a restricciones de transmisión y de flexibilidad de centrales térmicas. La Figura 3 ilustra la generación renovable disponible en dos días del año 2017 en la zona norte del SIC junto a la energía realmente inyectada al sistema<sup>6</sup>. Esta generación renovable disponible será utilizada en cuanto se agregue nueva capacidad de transmisión mediante la interconexión SIC-SING (disponible desde el 21 de noviembre) y la línea Cardones – Polpaico (aún pendiente de materializar). Con ello, se aumentará las necesidades de flexibilidad de parte de las otras unidades, no solares ni eólicas, del sistema eléctrico.

<sup>6</sup> En el caso particular de los casos ilustrados, la principal restricción para una mayor inyección de generación renovable variable en la zona norte del SIC es la escasez de transmisión.

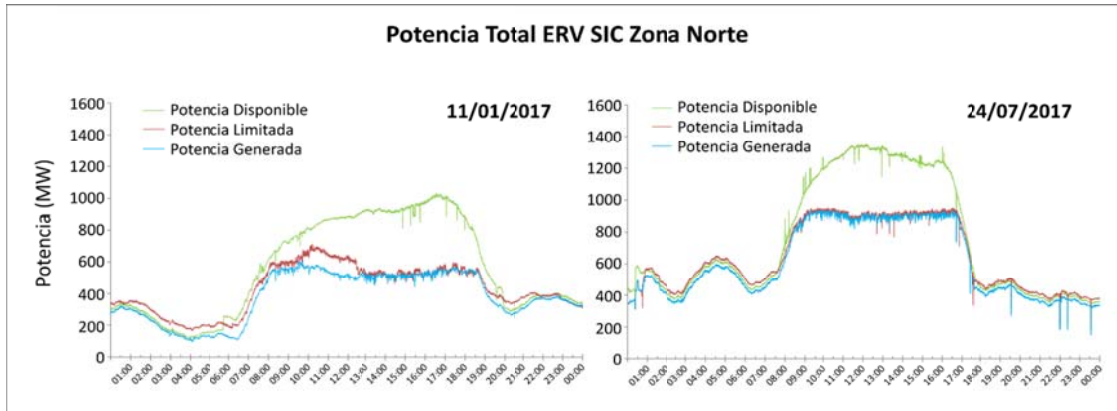


Figura 3: Energía renovable (solar y eólica) disponible en SIC-Norte vs energía renovable generada. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Tomando como referencia el desarrollo actual y previsible en un periodo de 1 a 10 años del parque de generación, sistema de transmisión, nivel y localización de la demanda; la señal de costo de inversión; y precio de energía, potencia y servicios complementarios vigente; la necesidad de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico de manera segura y económica produce que unidades térmicas deban operar en mínimo técnico o de manera intermitente.

La Figura 4 (imagen izquierda) ilustra la operación esperada de una central termoeléctrica a carbón en la zona norte de Chile dentro de un periodo de un año. La figura también presenta la curva de consumo específico de combustible y el histograma de operación en función del porcentaje de despacho sobre la capacidad nominal de la central<sup>7</sup>. En la figura se observa que se podría esperar una cantidad significativa de horas de operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad específica, como 40% de la potencia nominal). Por su parte, la sección derecha de la figura ilustra un modo de operación probable para central de CCGT, donde también la operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad específica, como 50% de la potencia nominal) podría ser un modo de operación frecuente, incluso más utilizado que el modo de operación a potencia nominal.

<sup>7</sup> El consumo específico (kg/kWh o m3/kWh) también es una forma de reflejar la eficiencia de la central.

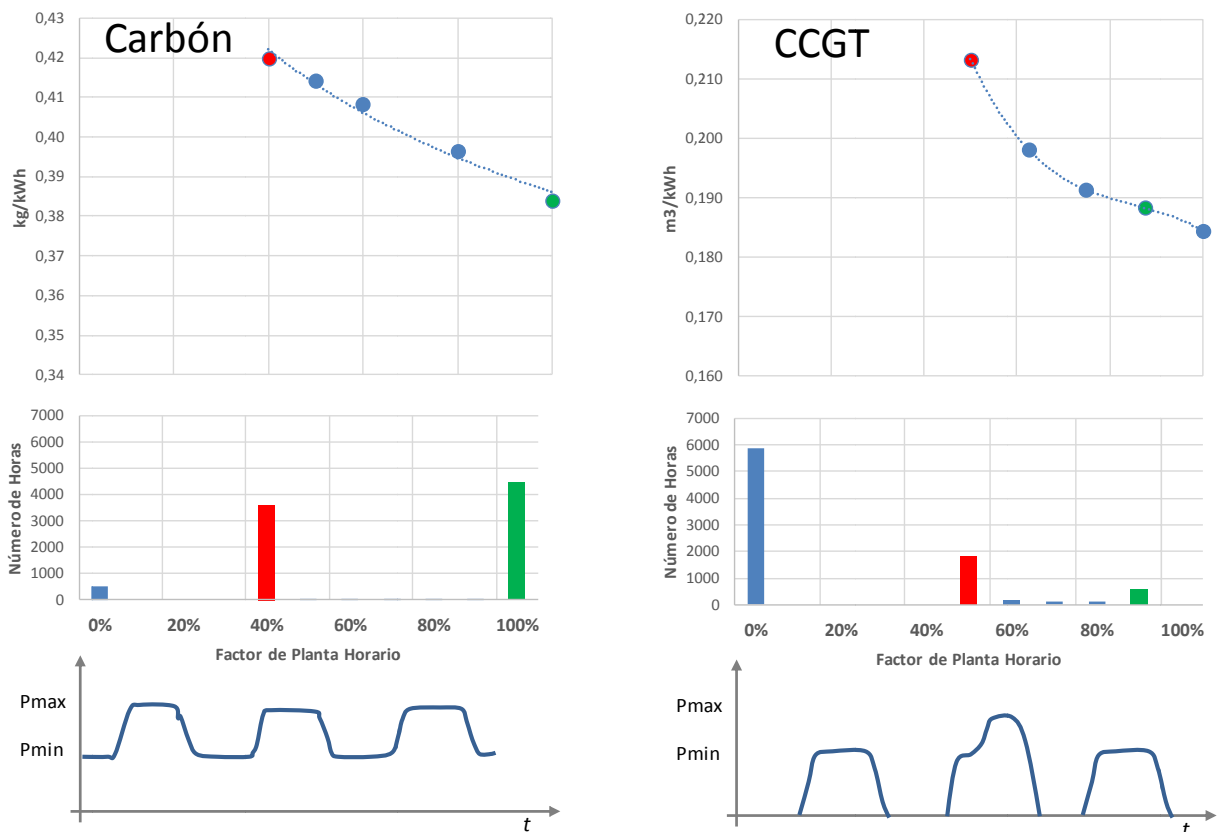


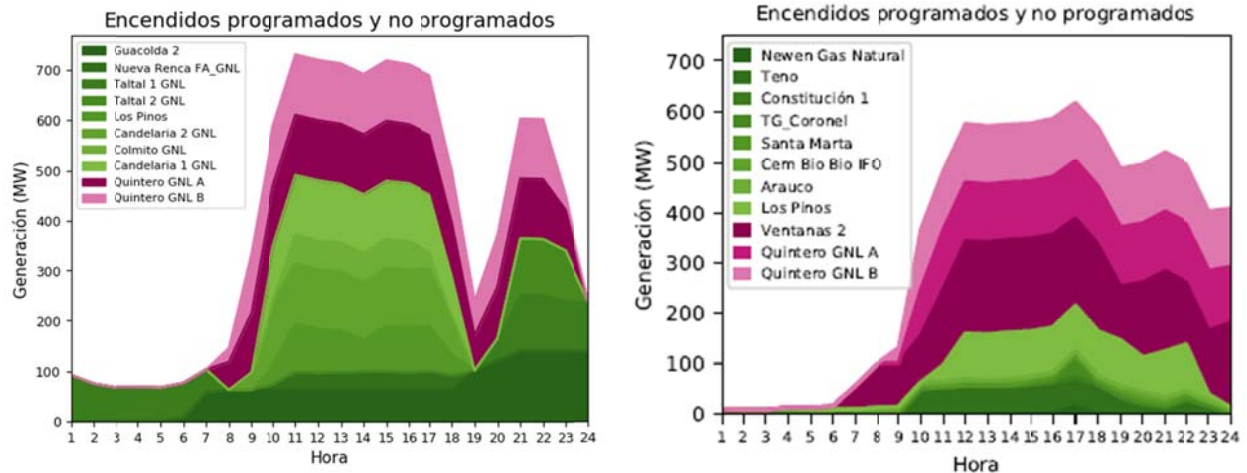
Figura 4: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año. Fuente: Elaboración Propia<sup>8</sup>.

El ciclaje de centrales térmicas se debe a los siguientes motivos:

- Necesidad de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico.
- Desviación de pronóstico de demanda eléctrica en periodo de 24 horas.
- Desviación de pronóstico de generación solar y eólica en periodo de 24 horas.
- Factores socio-técnico-ambientales que afectan el rango de operación y tiempo de respuesta de centrales convencionales durante la operación real, en particular:
  - Centrales Hidráulicas: Altura neta, control de cota y convenios de riego.
  - Centrales Térmicas: Temperatura ambiente, control de temperatura de entrada y descarga de agua refrigerante, control de emisiones, tiempo de permanencia en rangos de potencia, fallas, y disponibilidad de combustible.

Parte de la operación flexible de unidades térmicas se realiza de forma no programada por el Coordinador Eléctrico Nacional (en el programa diario de operación). La siguiente figura ilustra en tonalidades moradas las unidades térmicas con ciclaje programado, y en tonalidades verdes, las unidades térmicas que ciclaron de manera no programada en dos días representativos del SIC.

<sup>8</sup> Pmax: Potencia máxima; Pmin: Potencia mínima o mínimo técnico.



**Figura 5: Ciclaje programado y ciclaje efectivo (real) para el 17 de abril (izquierda) y 1 de marzo (derecha).**  
Fuente: Reporte Diario de Monitoreo de Operación y Programación SIC – Inodú.

Al evaluar posibles escenarios de operación futura del parque termoeléctrico, es posible identificar desafíos operacionales similares a los que han comenzado a emerger actualmente en el SIC y SING. Basado en simulaciones realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional se observa lo siguiente<sup>9</sup>:

- Ciertas centrales termoeléctricas a carbón operarían de manera frecuente a mínimo técnico; principalmente centrales ubicadas en el SING (Figura 6). Se observa un aumento significativo de la operación a mínimo técnico de unidades a carbón en hidrologías húmedas: aproximadamente 200% respecto de hidrología media; y 500% respecto de hidrología seca. Es crítico verificar que la operación a mínimo técnico de centrales a carbón permita el cumplimiento de límite de emisiones definido en DS N° 13, por lo que es necesario establecer un mínimo nivel de operación con cumplimiento de emisiones atmosféricas; el cual deberá ser considerado al momento de planificar la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema eléctrico y realizar el despacho<sup>10</sup>.

Adicionalmente, el aumento de la operación a mínimo técnico de centrales a carbón en escenarios de hidrología húmeda representa un desafío desde el punto de vista de asignación del impuesto a CO<sub>2</sub>, definido en el artículo 8° de la Ley 20.780, ya que parte del costo del impuesto se asigna a todos los agentes que retiran energía para comercializar en el sistema, independiente si su

<sup>9</sup> Simulaciones en resolución horaria para un año y tres hidrologías en un contexto posible el año 2021. No se considera costos de partida de unidades generadoras. Más información en Memo: Simulaciones Pre-despacho año 2021 desarrollado por el Coordinador en Agosto de 2017 (Anexo II de este reporte).

<sup>10</sup> En algunos casos podría ser necesario evaluar el rango de operación de los equipos de abatimiento, ya que podría darse el caso que su desempeño (eficiencia) se vea afectado en condiciones de operación distinta a la nominal de la central.

generación es en base a combustibles fósiles o energía renovable; o si los generadores son excedentarios o deficitarios en la comercialización de energía<sup>11</sup>.

- Ciertas centrales termoeléctricas a gas operarían de manera frecuente a mínimo técnico. La operación de centrales termoeléctricas a gas en mínimo técnico sería mayor en escenarios hidrológicos secos (Figura 7). Es crítico verificar que la operación a mínimo técnico de centrales CCGT permita el cumplimiento de límite de emisiones definido en DS N° 13, por lo que es necesario establecer un mínimo nivel de operación con cumplimiento de emisiones atmosféricas; el cual deberá ser considerado al momento de planificar la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema eléctrico y realizar el despacho.
- Centrales termoeléctricas, principalmente a gas, podrían ser sometidas a un régimen exigente desde el punto de vista del número de partidas y detenciones por año (Figura 8). Un escenario probable es que algunas centrales operen en promedio entre 2 y 16 horas (promedio 8 horas) de manera frecuente.
- Si bien en la simulación realizada por el Coordinador no se observó que centrales a carbón tuvieran una operación exigente desde el punto de vista del número de partidas y detenciones por año; esta condición podría ser probable en un escenario post-2021.

---

<sup>11</sup> El artículo 8° de la Ley 20.780 indica: “... para las unidades cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, sea mayor o igual al costo marginal, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a costo marginal y a dicho costo total unitario, deberá ser pagado por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía del sistema, a prorrata de sus retiros...”

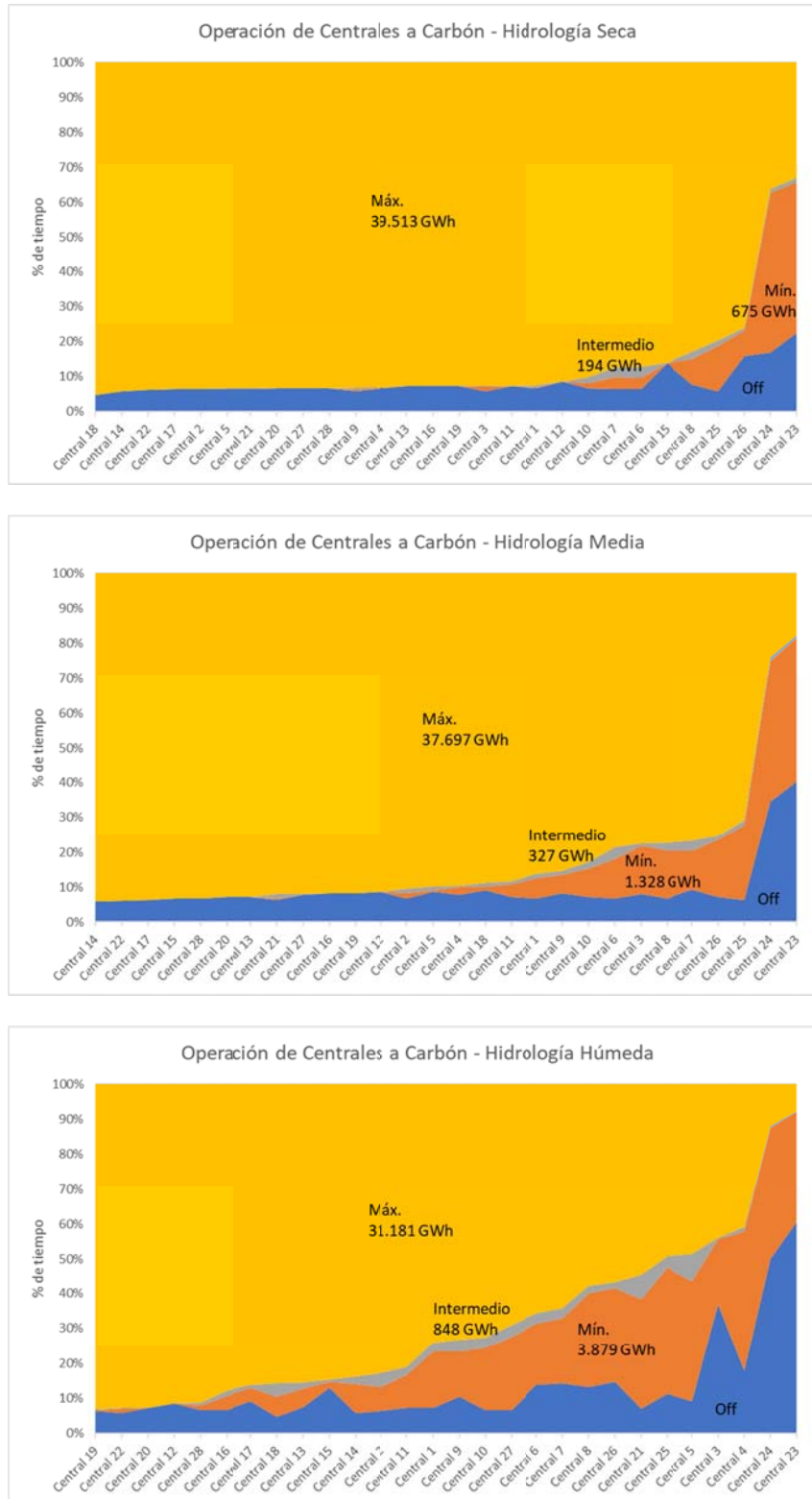


Figura 6: Operación esperada del parque termoeléctrico a carbón – Escenario probable 2021. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional

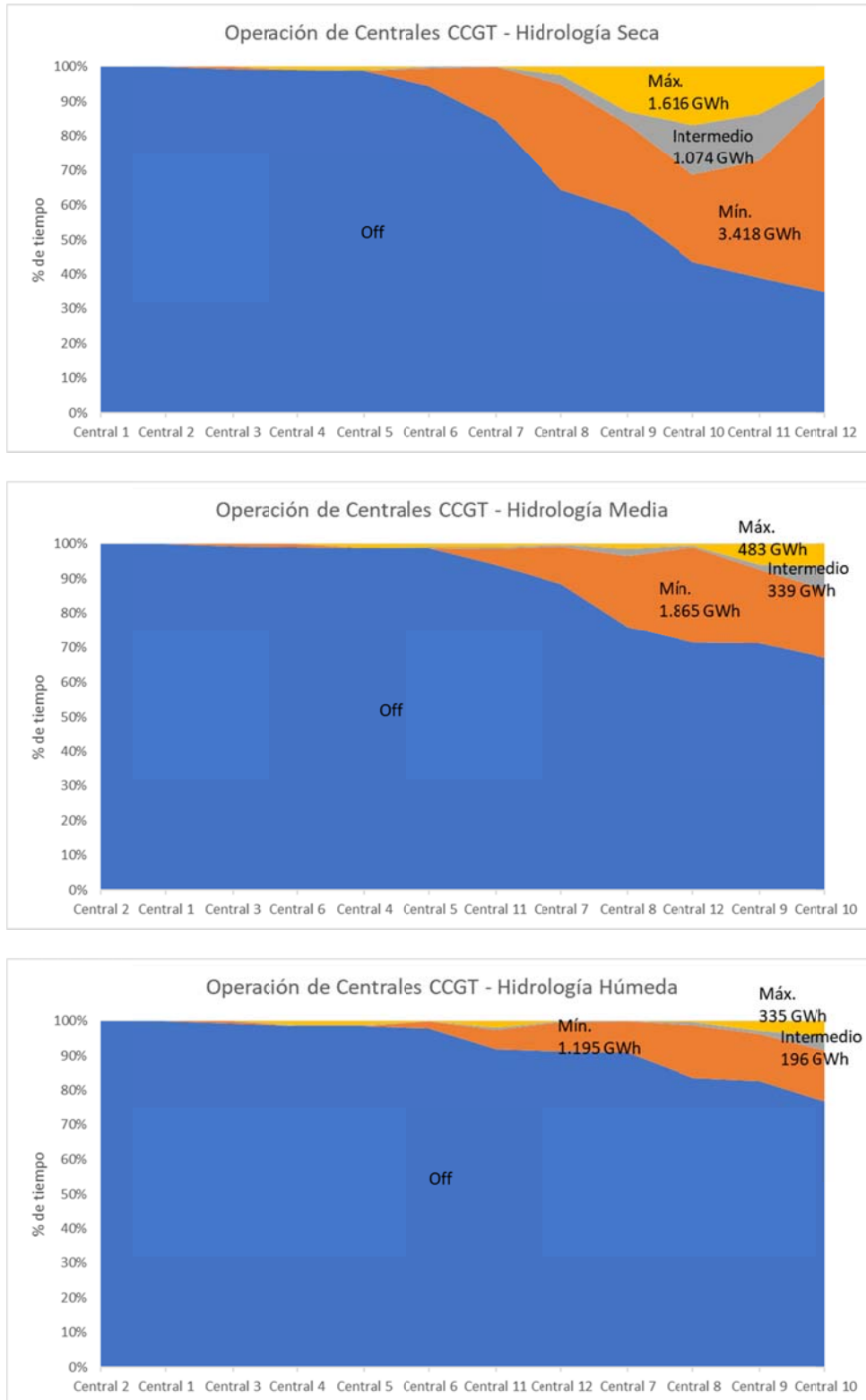


Figura 7: Operación esperada del parque termoeléctrico a gas – Escenario probable 2021. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional

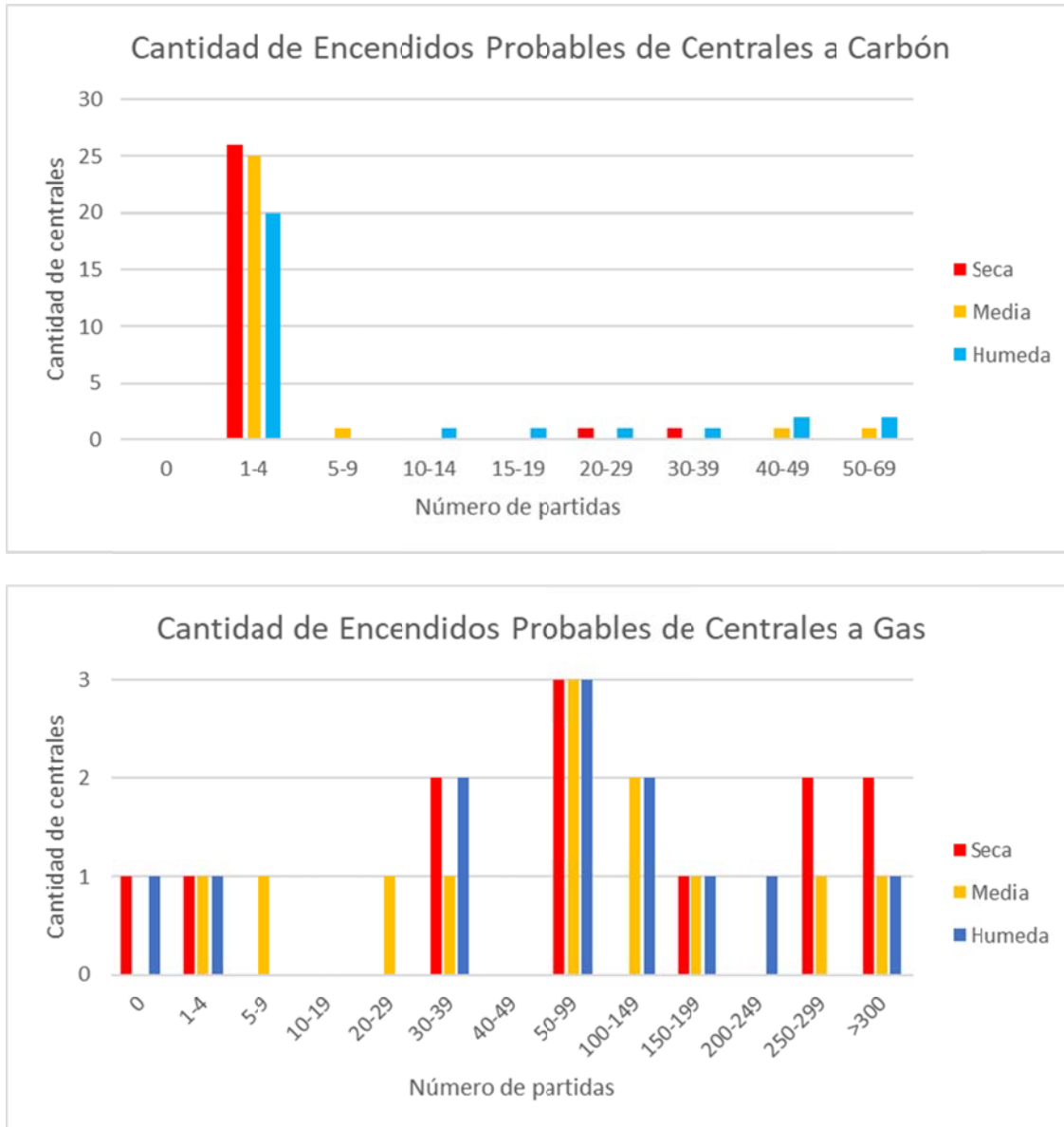


Figura 8: Operación esperada (número de partidas) del parque termoeléctrico a carbón (imagen superior) y gas (imagen inferior) – Escenario probable año 2021. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional

Dado el análisis de la operación actual y esperado de centrales termoeléctricas, es posible distinguir diversos modos de operación, los cuales se ilustran en la siguiente figura.



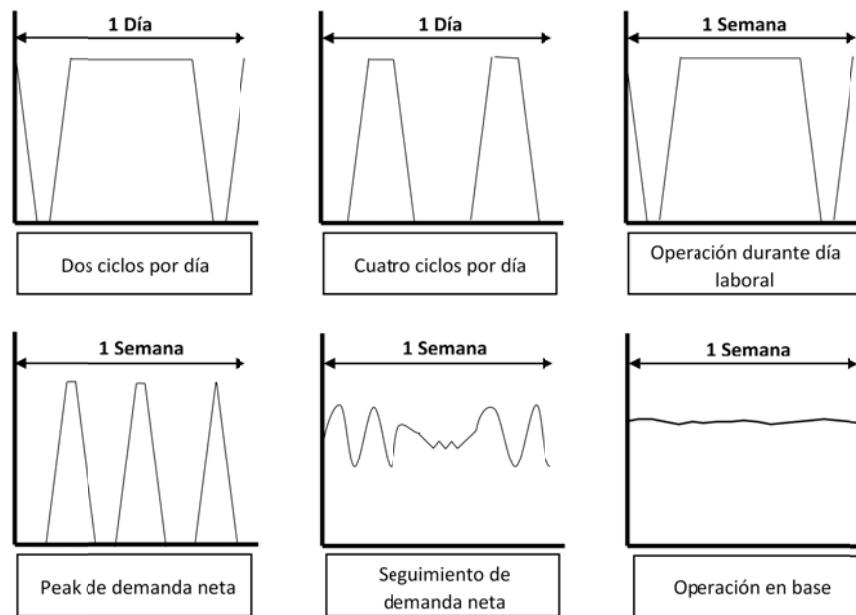


Figura 9: Esquema de modos de operación de centrales termoeléctricas. Adaptada de Engie Lab (Engie Lab, 2016)

Las centrales termoeléctricas deben cumplir con los requerimientos establecidos en las respectivas resoluciones de calificación ambiental de las unidades y la normativa ambiental independiente de los modos de operación a que se ven expuestas. No obstante, los modos de operación más flexibles, como los indicados en la Figura 9, difieren de aquellos esperados en un contexto sin alta penetración de ERNC, como los previstos hace unos años y evaluados en las RCA y en el proceso de definición del DS N° 13.

Una operación persistente a mínimo técnico, la exigencia de mínimos técnicos más bajos (o mayor *turndown* de la central), un mayor número de encendidos y apagados, y una menor razón de ciclaje<sup>12</sup> producen diversos desafíos al desempeño de centrales termoeléctricas; algunos relacionados con el control, medición, reporte y verificación de emisiones atmosféricas.

Parte de los desafíos emergentes en la operación de centrales termoeléctricas, relacionados con el control de emisiones, se han reportado al Coordinador Eléctrico Nacional al momento de realizar la operación. La Figura 10, Figura 11, Tabla 1 y Tabla 2 ilustran desafíos esporádicos, asociados al cumplimiento del DS N° 13, que han sido reportados por operadores del SING al Coordinador Eléctrico Nacional durante el periodo octubre de 2016 a septiembre de 2017<sup>13</sup>. De la misma manera, la Figura 12, Figura 13 y Tabla 3 ilustran ciertos desafíos reportados en el SIC durante el mismo periodo.

Para cada central que ha reportado desafíos asociados al DS N° 13, se indica si el desafío reportado está asociado a emisiones de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) u otro factor.

<sup>12</sup> La razón de ciclaje: Razón entre el número de horas de operación y el número de encendidos de la unidad.

<sup>13</sup> Fuente: Reporte de movimiento de centrales que se realiza el Coordinador diariamente.

Unidad	Emisión	2016			2017								
		Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Angamos 1	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Angamos 2	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Cochrane 1	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Cochrane 2	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Central Andina (CTA)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Central Térmica Hornitos	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Central Térmica Mejillones (CTM 2)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Central Térmica Tarapacá	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Nueva Tocopilla (NTO1)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Nueva Tocopilla (NTO2)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Termoeléctrica Tocopilla (U14)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Termoeléctrica Tocopilla (U15)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												

Figura 10: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a carbón del SING. Fuente: Elaboración Propia

000320

Unidad	Emisión	2016			2017								
		Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Termoeléctrica Tocopilla (U16)	MP												
	NOx	■											
	SOx	■											
	Otras Emisiones		■										
	Otro												
KELAR	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Gas Atacama TG(1AB) TV(1C)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
Gas Atacama TG(2AB) TV(2C)	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
TG3	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												

Figura 11: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a gas del SING. Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 1: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a carbón del SING. Fuente: Elaboración Propia, basado en datos del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>14</sup>**

Selección de eventos reportados	
CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN	<p>Angamos 1</p> <p>Altas emisiones, según el IRO N°13507, 13136. Control de emisiones, según IRO N°13453, 13513. Limitación por altas emisiones de SO2, según IRO N°13413. Problemas en atomizador (Control de emisiones SO2), según IRO N°13521. Unidad debe ser retirada por obstrucción del atomizador (Control de emisiones SO2 ), según IRO N°13516.</p>
	<p>Angamos 2</p> <p>Reparación sistema control emisiones, según SPCF N°194557. Limitación por altas emisiones de SO2, según IRO N°13411. Altas emisiones de SO2, sin aporte al CPF y puede operar en modo AGC, según IRO N°13421. Caracterización de emisiones en ductos de gases de acuerdo a Decreto N°13 en 272 MW, según SC N°197301, 197302, 197311. Unidad ANG2 se limita en 240 MW Control de emisiones SO2 por Falla Bomba de reciclado, según IRO N°13475. Limitada en 200 MW por control de emisiones, según IRO N°1340.</p>
	<p>Cochrane 1</p> <p>Restricción CPF entre 133 MW y 148,5 MW, según IRO N°13122. Problemas en sistema de control de emisiones, según IRO N°13140. Control de emisiones, sin CPF ni CSF, según IRO N°13232. Control de emisiones, según IRO N°13245. Limitada en 245 MW de carga máxima por control de emisiones, según IRO N°13405. Control emisiones. Según IRO N°13417. Limitada en 225 MW por Control de emisiones según IRO N°13434. Unidad Cochrane 1 se limita en 215 MW, por reparación de damper de re-circulación del sistema de control de emisiones, según SPCF N°200692. Control de emisiones de SO2, según IRO N°13469.</p>
	<p>Cochrane 2</p> <p>La unidad Cochrane 2 se limita en 240 MW por control de emisiones, según SPCF N°207367.</p>
	<p>Central Andina (CTA)</p> <p>Altas emisiones de SO2, según IRO N°13298.</p>
	<p>Central Térmica Mejillones (CTM2)</p> <p>Limitada en 90 MW con aporte de CPF, por altas emisiones de material particulado, según IRO N°13302. Alta emisión de material particulado. SPCF N°200585. Alta emisión de material particulado. SPCF N°200598. Sin CPF. Limpieza de filtros de manga por alta emisión de material particulado. SPCF N°200620. Sin CPF.</p>
	<p>Central Térmica Tarapacá</p> <p>Unidad Central Térmica Tarapacá realiza Validación de sistema CEMS de Central Tarapacá con unidad a 130 MW sin CPF y CSF, según la SC N° 194639. Problemas desulfurizador SDA, sistema control emisiones SO2, según IRO N°13241 y pruebas de performance Test del SDA, según SC N°195090. Limitada por altas emisiones SO2, problema en desulfurizador sistema SDA, según IRO N°13387, 13389, 13390. Desconexión no programada por cambio de atomizador y limpieza de líneas de inyección de lechada de Cal, sistema SDA control de emisiones de SO2, SDCF N°201967.</p>

<sup>14</sup> IRO: Instrucción de Restricción Operativa. CPF: Control Primario de Frecuencia. CSF: Control Secundario de Frecuencia.

**Tabla 2: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a carbón y CCGT del SING. Fuente: Elaboración Propia, basado en datos del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>15</sup>**

Selección de eventos reportados		
CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN	Nueva Tocopilla (NTO1)	Altas emisiones, quedando habilitado CPF y CSF. Según IRO N°13218. Conexión de Unidad Generadora NTO1 por caracterización de emisiones en ductos de gases de acuerdo a Decreto N°13 . según solicitud de Conexión N°198985. Caracterización de emisiones en ductos de gases de acuerdo a Decreto N°13, según la SC N°198992.
	Nueva Tocopilla (NTO2)	Control emisiones SO2 según IRO N°13537.
	Térmica Tocopilla (U14)	Unidad no puede opera a menos de 85 MW por altas emisiones de material particulado, según IRO N°13436. Unidad no puede opera a menos de 80 MW por alta concentración de NOx, Según IRO N°13440.
	Térmica Tocopilla (U15)	Altas emisiones de CO2 según IRO N°13489.
	Térmica Tocopilla (U16)	Alta emisión de NOx, según IRO N°13481, 13508. Mínimo técnico provisorio en 145-170 MW por alta emisión de NOx, según IRO N°13317, 13442, 13472, 13501, 13502, 13505. Unidad U16 con mínimo técnico provisorio de 145 MW por altas emisiones de material particulado, según IRO N°13439. Mínimo técnico provisorio de 150 MW por estudio de parámetros operacionales para mejorar en emisiones ambientales, según IRO N°1312.
	CENTRAL CCGT	Unidades TG(1AB)-TV(1C)
Unidades TG(2AB)-TV(2C)		Unidad por auditoría de material particulado. Las componentes a gas no pueden operar en regulación de frecuencia en la zona de 30 a 48 MW dado que sobrepasan el límite de emisiones de NOx.
KELAR		La componente KELAR TG1 se encuentra en 85 MW y sube a 96 MW por control de emisiones atmosféricas, según IRO N°13314. La turbina a Gas N°2 debe operar sobre 96 MW durante periodo de investigación de emisiones atmosféricas de acuerdo a DS N°13. Según IRO N°13313, 13315, 13316.

<sup>15</sup> IRO: Instrucción de Restricción Operativa. CPF: Control Primario de Frecuencia. CSF: Control Secundario de Frecuencia.

Unidad	Emisión	2016			2017								
		Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Guacolda 1 - 2	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Guacolda 3	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Guacolda 4	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Guacolda 5	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Nueva Ventanas	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Ventanas 1	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Ventanas 2	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Campiche	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Bocamina I	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Bocamina II	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Santa María	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												

Figura 12: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a carbón del SIC. Fuente: Elaboración Propia

Unidad	Emisión	2016			2017								
		Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Taltal 2	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
Nehuenco 9B Diesel	Otro												
	MP												
	NOx												
	SOx												
Nehuenco II Diesel	Otras Emisiones												
	Otro												
	MP												
	NOx												
Nueva Renca	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
	MP												
San Isidro	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												
San Isidro II	MP												
	NOx												
	SOx												
	Otras Emisiones												
	Otro												

Figura 13: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a gas del SIC. Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a carbón y CCGT del SIC. Fuente: Basado en Datos del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>16</sup>

Algunos eventos observados		
CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN	Guacolda 1 - 2	Unidades limitadas a M/T por obstrucción en equipo de abatimiento de SO2 (equipo común para las dos unidades).
	Guacolda 3	Limitada a causa de falla en bomba de recirculación del sistema de abatimiento de SO2
	Guacolda 4	Limitada según IL 640. Control emisiones SO2. Control de parámetros del sistema de circulación y control de emisiones SO2.
	Guacolda 5	Limitada con solicitud de intervención de curso forzoso con el fin de eliminar filtración de lechada de cal en sistema de abatimiento de emisiones FGD.
	Ventanas 1	Limitada por control de emisiones y control de emisiones de SO2 por falla en FGD.
	Ventanas 2	Limitada por control de emisiones de SO2.
	Campiche	Limitada por control de emisiones SO2 según IL 870. Limitada a 250 MW. Causa informada: Control emisiones SO2, según IL 918. Baja a mínimo técnico con solicitud de intervención de curso forzoso. Causa informada: Falla en atomizador del sistema de emisiones SO2, según SICF 38031. Falla en atomizador de sistema de emisiones SO2 según SICF 38031.
	Nueva Ventanas	Limitada a 240-265 MW. Causa informada: Por control de emisiones de SO2, según IL 393, 436, 486, 518, 553, 800, 990, 1011, 1022. Baja a 200 MW con solicitud de intervención de curso forzoso. Causa informada: Control de emisiones, según SICF 44337.
	Santa María	Con SD 31578. Se realizarán mediciones oficiales de material particulado y gases en chimenea. La unidad no puede bajar de 300 MW.
	Bocamina I	Solicita desconexión de curso forzoso a causa de un cambio de atomizador por aumento de vibraciones. Aumentos intempestivos de emisiones de SO2.
CENTRAL A GAS O CCGT	Bocamina II	Limitada a 70 MW. Aumento intempestivo de emisiones de SO2, la cual no debe sobrepasar los 400 Mg/Nm3, según IL 384. Limitada a MT según IL 415. Por alto nivel del silo de ceniza e imposibilidad de realizar extracción entre las 22:00 y 06:00 horas por RCA del vertedero de ceniza. Solicitud de intervención de curso forzoso. Causa informada: Cambio de Mangas cámara N° 22 por aumento repentino de material particulado, según SICF 29144. Solicitud de intervención de curso forzoso. Causa informada: Cambio de mangas cámara N° 23 por aumento repentino de material particulado, según SICF 29333. Limitada a 335 MW. Causa informada: Ventilador de tiro inducido N° 20 se detiene por alarma de efecto stall (saturación de partículas en el ambiente), según IL 856.
	Taltal 2	Limitada en su generación a causa de control de emisiones NOx. Limitada también para realizar calibración de equipos de monitoreo de emisiones continua (CEMS).
	San Isidro	Limitada en CA Diésel porque equipo de medición de de material particulado PM10 no se encuentra validado por la autoridad medio ambiental. Limitada por proyección de sobrepaso de emisiones de CO, para dar cumplimiento a RCA.
	San Isidro II	Limitada según IL 451. Por control de emisiones de NOx para dar cumplimiento a RCA. Limitada en su generación a 300 MW. Control de emisiones NOx, según IL 464, 467. Limitada en CA Diésel porque equipo de medición de de material particulado PM10 no se encuentra validado por la autoridad medio ambiental.
	Nehuenco	Se retira por restricción ambiental. C. Nehuenco II se retira de servicio limitada a operar con diésel. Causa informada: Restricciones ambientales, según IL 791. C. Nehuenco III TG-9B limitada a operar con diésel. Causa informada: Restricciones ambientales, según IL 792.
Nueva Renca	Control emisiones de ruido. Retira fuegos adicionales por restricciones ambientales. Limitada a generación max. con solicitud de intervención de curso forzoso. Efectuar mediciones de ruido ambiental solicitadas por la autoridad ambiental (SICF 35355).	

<sup>16</sup> IL: Informe de Limitación de Unidades Generadoras. SDCF: Solicitud de desconexión de curso forzoso. SICF: Solicitud de intervención de curso forzoso.



Es importante notar que el proceso de encendido y apagado de centrales termoeléctricas involucra desafíos no sólo en el control de emisiones atmosféricas en un estado de operación dinámico y transitorio, sino también desafíos desde el punto de vista de medición, reporte y verificación de dichas emisiones en periodos de encendido y periodos inmediatamente posteriores al encendido de una central térmica (este punto particular se trata en más detalle más adelante en este reporte).

A modo de ejemplo, utilizando datos facilitados por la Superintendencia de Medio Ambiente al Ministerio de Energía mediante Of. Ord. N° 1859 / 2017, la Figura 14 ilustra el proceso de partida de una central termoeléctrica a carbón que opera en Chile<sup>17</sup>. En particular se escogió al azar tres partidas en frío<sup>18</sup> durante el año 2016. Para cada proceso de encendido, se ilustra un periodo de ocho horas antes del inicio de la partida, el periodo de encendido y horas posteriores al periodo de encendido (reportadas como de Operación en Régimen). Además, se indica la potencia que la unidad inyecta al sistema; el combustible reportado; y las mediciones de porcentaje de oxígeno, material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno. Los tres procesos de partida son distintos dado que en el primer proceso la unidad se enciente para llegar a potencia nominal, en el segundo proceso la unidad queda en un nivel de generación intermedio (entre potencia nominal y mínimo técnico), y en el tercer proceso la unidad se lleva a mínimo técnico y después de ocho horas se comienza a incrementar su potencia de despacho.

De la misma manera, la Figura 15 ilustra el proceso de partida para una central de ciclo combinado en Chile. En el Anexo III se complementa la información presentada en esta sección con la caracterización de otros casos de procesos de partida realizados por centrales durante el año 2016 en Chile.

---

<sup>17</sup> Clasificada como fuente existente de acuerdo a las definiciones del DS 13/2011.

<sup>18</sup> Al Anexo Técnico: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro define el Proceso de Partida en Frío como aquel que se inicial cuando la unidad generadora se encuentra detenida durante un tiempo mayor al tiempo declarado para estar en estado frío, y por ende debe realizar todos los procesos térmicos para pasar de su estado apagado hasta su operación a Mínimo Técnico.

Para el efecto del análisis realizado en este reporte, se asumió al menos 48 hrs.

	Hora																																															
Partida en Frio 1	Tiempo antes de Partida									(RE) En Regimen																																						
Partida en Frio 2	Tiempo antes de Partida																		(RE) En Regimen																													
Partida en Frio 3	Tiempo antes de Partida																											(RE) En Regimen																				

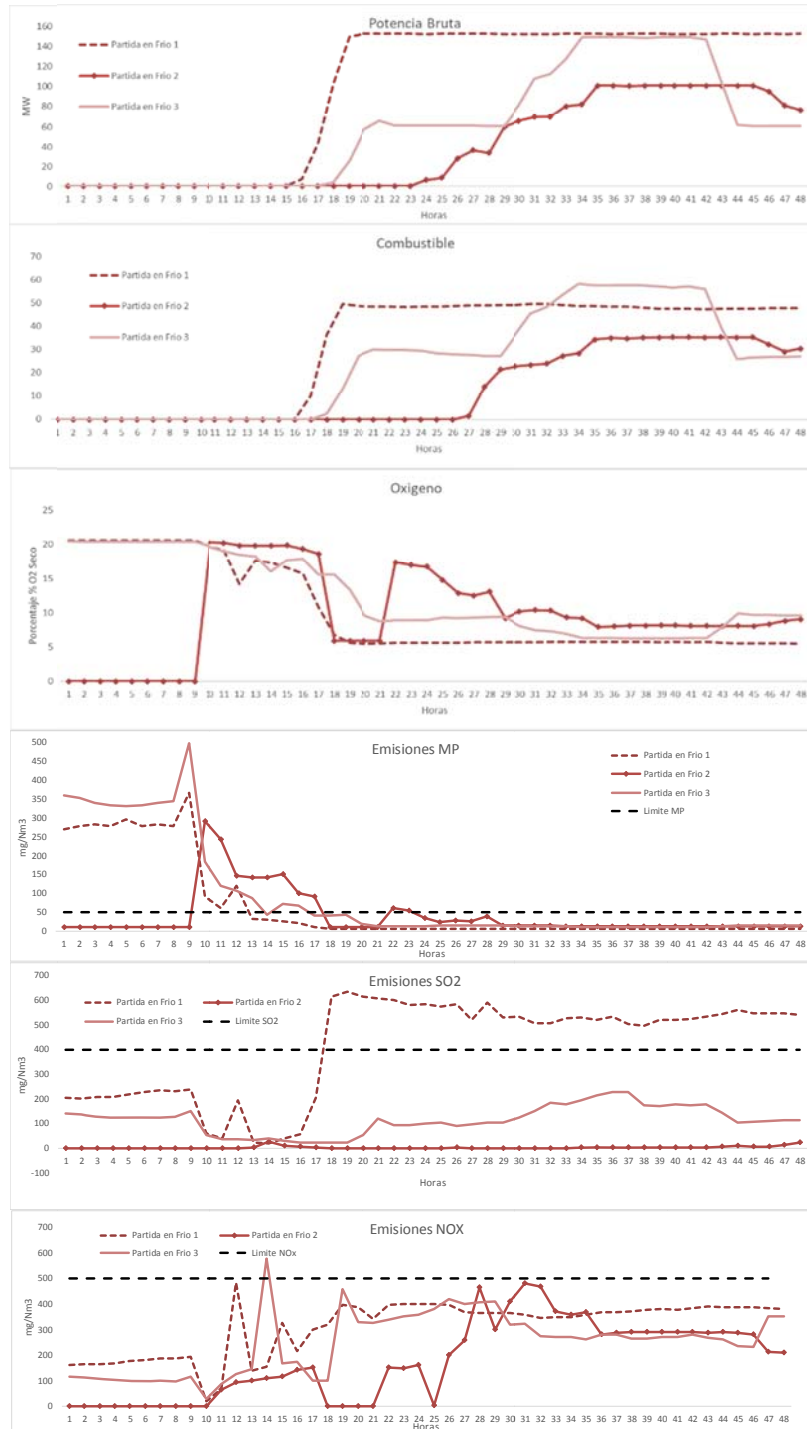


Figura 14: Caracterización de una partida de una central térmica a carbón. Fuente de datos: SMA<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Se observa un nivel de emisiones antes del encendido. Los datos deben ser verificados y validados por la SMA.

	Horas																																															
Partida en Frio 1	Tiempo antes de Partida									(RE) En Regimen																																						
Partida en Frio 2	Tiempo antes de Partida												(RE) En Regimen																																			
Partida en Frio 3	Tiempo antes de Partida															(RE) En Regimen																																
Partida en Frio 4	Tiempo antes de Partida																		(RE) En Regimen																													
Partida en Frio 5	Tiempo antes de Partida																					(RE) En Regimen																										

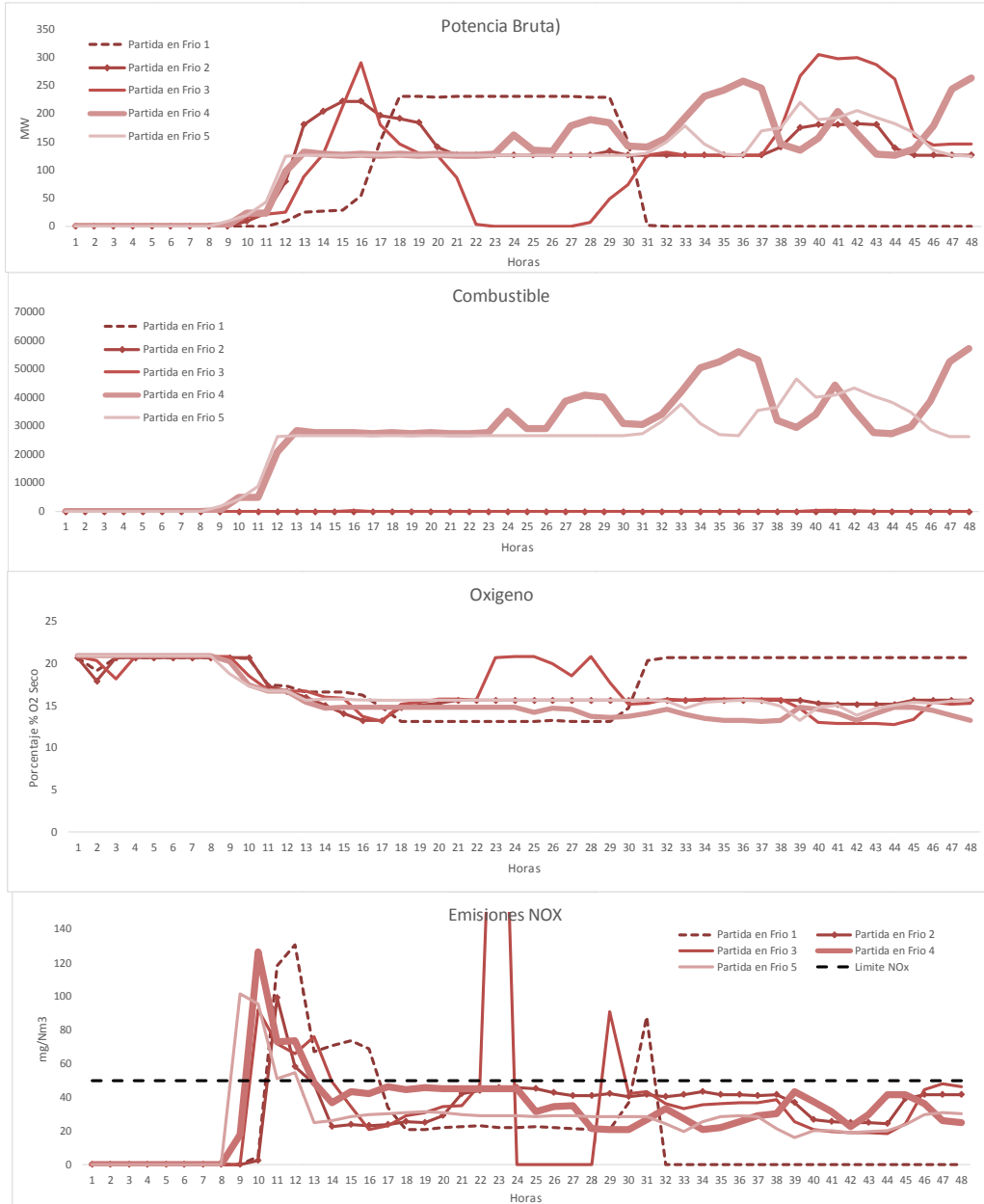


Figura 15: Caracterización de una partida de una central térmica a gas. Fuente de datos: SMA

La Figura 16 y Figura 17 presentan, a modo ilustrativo, el nivel de emisiones agregado del parque termoeléctrico a carbón y gas respectivamente para el año 2016. Se observa que los mayores desafíos

de cumplimiento se presentan en las horas de encendido<sup>20</sup>. Más adelante en este reporte se aborda en más detalle ciertos desafíos identificados en el control, reporte y verificación de emisiones durante procesos de encendido de una central termoeléctrica.

Por lo tanto, la operación más flexible de centrales termoeléctricas tiene repercusiones en el control de emisiones y el sistema de medición, reporte y verificación de estas para el cumplimiento de la normativa ambiental. Al mismo tiempo, como se explica más adelante en este reporte, emergen desafíos de compatibilización entre requerimientos asociados a normativa ambiental y procedimientos de operación derivados de la normativa eléctrica.

---

<sup>20</sup> Estos valores son referenciales. Como se comenta más adelante en este reporte, un aspecto por revisar y validar tiene relación con la validez de las mediciones durante procesos de encendido y la forma cómo se convierte la medida en ppm a mg/Nm3 dado los porcentajes de oxígeno medidos.

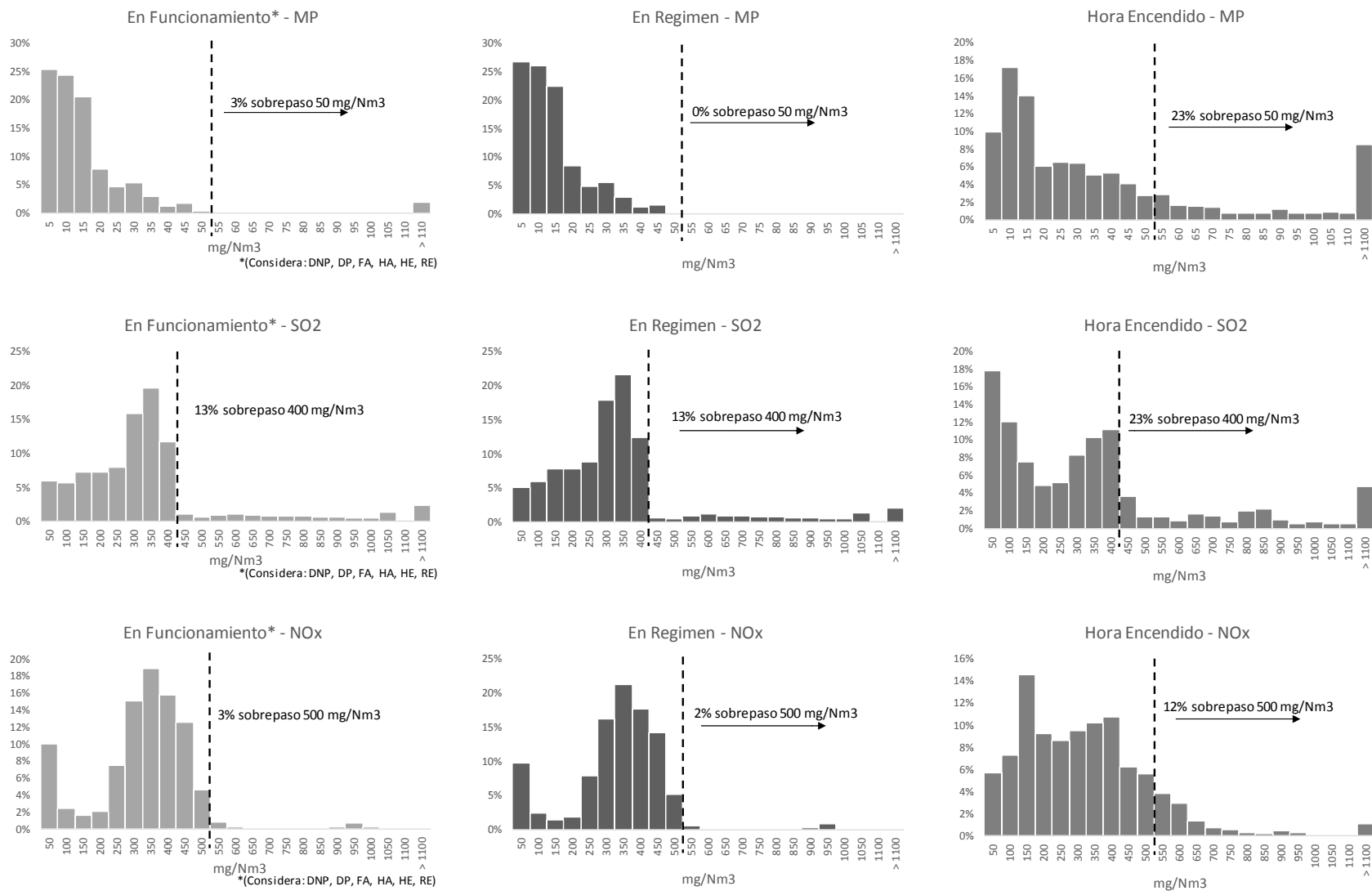
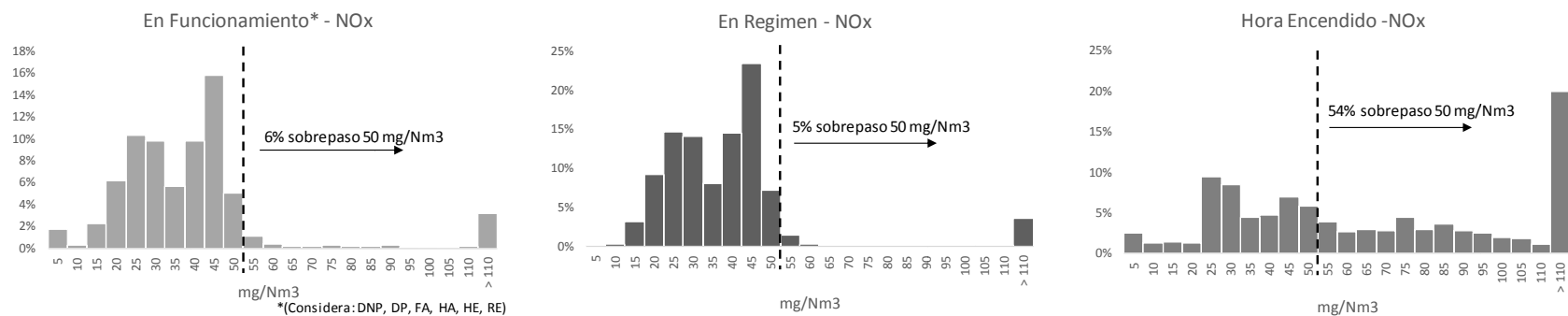


Figura 16: Histograma de emisiones agregadas del parque de generación a carbón. Material Particulado (primera fila), Dióxido de Azufre (segunda fila) y Óxidos de Nitrógeno (tercera fila). Todas las horas de operación (primera columna), sólo horas de operación en régimen (segunda columna) y horas de encendido (tercera columna). Fuente de datos: SMA



**Figura 17: Histograma de emisiones de Óxidos de Nitrógeno agregadas del parque de generación a gas. Todas las horas de operación (primera columna), sólo horas de operación en régimen (segunda columna) y horas de encendido (tercera columna). Fuente de datos: SMA**

## 5 REGLAMENTACIÓN NACIONAL

La Política Energética de Chile, Energía 2050, estableció en su Pilar N° 3 el requerimiento de Energía compatible con el Medio Ambiente. Se plantea la intención de promover una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica chilena (Lineamiento 21).

La operación de centrales termoeléctricas está sujeta a ciertas definiciones que están asociadas a la verificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, particularmente de sus Anexos Técnicos; el cumplimiento de requerimientos de Normas de Calidad Ambiental y Normas de Emisión; y aspectos de carácter económico asociados a la definición de los costos de operación y su posicionamiento respecto de otras centrales en el sistema.

La operación flexible de centrales termoeléctricas se debe realizar en condiciones tales que permitan cumplir con los requerimientos definidos en los instrumentos de gestión ambiental. Los instrumentos de gestión ambiental que definen requerimientos asociados a emisiones atmosféricas corresponden a las Normas de Calidad Ambiental, Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, Planes de Descontaminación Atmosféricas, y Resoluciones de Calificación Ambiental.

Es crítico tener en consideración las condiciones de operación flexible de las centrales termoeléctricas no sólo al momento de definir criterios de aplicación de una Norma de Emisión, sino también al momento de definir y aplicar los Protocolos de Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS).

Tal como busca la Política Energética en el Lineamiento 25, se requiere promover la internalización de externalidades ambientales de la infraestructura energética. Una de las acciones concretas en este ámbito es generar un programa de revisión y elaboración de nueva normativa e instrumentos de gestión ambiental atingentes al sector energía.

A continuación, se presenta una síntesis de la normativa nacional asociada a la operación de centrales termoeléctricas y sus desafíos de operación flexible.

### 5.1 Normas de Calidad Ambiental

Las normas primarias de calidad ambiental señalan valores de las concentraciones y períodos máximos o mínimos permisibles de elementos, sustancias, entre otros factores. El cumplimiento de la norma primaria de calidad ambiental se verifica mediante mediciones en donde existen asentamientos humanos o en los medios cuyo uso previsto afecte, directa o indirectamente, la salud de la población.

Por su parte, las normas secundarias de calidad ambiental establecen valores de las concentraciones y períodos máximos o mínimos permisibles de elementos, sustancias, entre otros factores, cuya presencia o carencia en el ambiente pueda constituir un riesgo para la protección o conservación del medio ambiente.

La operación de centrales termoeléctricas está sujeta al cumplimiento de diversas normas de calidad de aire. La Tabla 4 indica las normas de calidad primaria de aire vigentes.

**Tabla 4: Normas de calidad primaria de aire vigentes**

Elemento	Norma	Título
<b>MP 10</b>	DS 59 / 1998 SEGPRES	Norma de calidad primaria para material particulado respirable MP 10, en especial de los valores que definen situaciones de emergencia.
<b>MP 2,5</b>	DS 12 / 2011 Ministerio de Medio Ambiente	Norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP 2,5
<b>SO<sub>2</sub></b>	Decreto 113 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre. En revisión por RE 485 / 2015 (Anteproyecto de revisión de norma)
<b>NO<sub>2</sub></b>	DS 114 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> )
<b>CO</b>	DS 115 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para monóxido de carbono (CO)
<b>Pb</b>	DS 136 / 2000 SEGPRES	Norma primaria de calidad para el plomo en el aire.
<b>O<sub>3</sub></b>	DS 112 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para ozono (O <sub>3</sub> )

Para detectar cuando una zona del país supera los límites máximos de concentración establecidos para un contaminante en alguna de las normas se utiliza una red de estaciones de monitoreo de la calidad del aire.

Si en una zona se sobrepasa el límite de concentración del contaminante establecido en la norma primaria o secundaria, se procede a declararla como saturada. Si en una zona la concentración del contaminante se encuentra entre el 80% y el 100% del valor definido en la norma primaria o secundaria, se procede a declararla como latente. En ambos casos se procede a elaborar un plan.

Si la zona es declarada como saturada, se desarrolla un plan de descontaminación. Si la zona es declarada como latente, se desarrolla un plan de prevención. Estos planes permiten establecer medidas específicas para las zonas que están cerca de exceder o que exceden las normas; y por lo tanto, establecer límites de emisión locales para las fuentes emisoras que pertenecen a las zonas latentes o saturadas, como el caso de Huasco, Región Metropolitana, etc.



## 5.2 Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas: DS N° 13 / 2011

Establece la cantidad máxima permitida para un contaminante cuya presencia en el medioambiente, en ciertos niveles, pueda constituir un riesgo a la salud de las personas, a la calidad de vida de la población, a la preservación de la naturaleza o la conservación del patrimonio ambiental. Las emisiones se miden y verifican en el efluente de la emisora.

El DS N° 13 de 2011 del Ministerio de Medio Ambiente tiene como objetivo prevenir y controlar emisiones al aire de Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y Mercurio (Hg) provenientes de termoeléctricas. Se aplica a unidades de generación eléctrica con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (considerando el límite superior del valor energético del combustible).

La norma permite la remoción de manera indirecta de metales pasados como Mercurio, Vanadio y Níquel. Se establece un valor límite de emisión para el Mercurio. En relación al Níquel y Vanadio, la norma establece que se reportarán los contenidos en el combustible utilizado por las centrales, información que permitirá establecer los valores límites de emisión para tales contaminantes en la primera revisión de la norma.

En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, la aplicación de la norma exige el reporte de las emisiones en función de la *energía útil*<sup>21</sup>.

La definición del DS N° 13 consideró criterios técnicos, económicos y sociales, entre los que se destacan:

- Disponibilidad y calidad de los combustibles,
- Tecnologías de control,
- Prácticas de operación,
- Tendencia de la regulación internacional,
- Costos privados,
- Costos para el Estado en materia de fiscalización,
- Resguardo de la seguridad de los sistemas eléctricos, y
- Evaluación de costo – beneficio.

Los costos consideraron la situación base del parque de termoeléctricas y su proyección al año 2020.

Sobre la base de los resultados obtenidos durante su implementación, el DS N° 13 plantea evaluar en su primera revisión la factibilidad de adecuar las exigencias de las fuentes existentes a las fuentes nuevas. También se indica que en la primera revisión de la norma se establecerán valores límites de emisión para Níquel y Vanadio.

La norma de emisiones no aplica a calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración.

---

<sup>21</sup> El DS 13 / 2011 no define el concepto de energía útil; la Circular IN. AD. N° 1/2015 tampoco define el concepto de energía útil. Se podría interpretar que corresponde a la generación neta de la central (generación bruta descontando los consumos propios).

Los límites máximos de emisión para Fuentes Emisoras Existentes<sup>22</sup> (mg/NM3) se indican en la Tabla 5.

Tabla 5: Límites máximos de emisión para fuentes emisoras existentes

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	N/A	N/A	50

La evaluación se realiza en promedios de emisión en base horaria, teniendo en cuenta los siguientes requerimientos:

<b>Material Particulado (MP)</b>	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
<b>Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)</b>	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
<b>Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)</b>	Cumplimiento durante el 70% de las horas de funcionamiento

Los límites máximos de emisión para Fuentes Emisoras Nuevas<sup>23</sup> (mg/Nm3) se indican en la Tabla 6.

Tabla 6: Límites máximos de emisión para fuentes emisoras nuevas

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	N/A	N/A	50

La evaluación también se realiza en promedios de emisión en base horaria, teniendo en cuenta los siguientes requerimientos:

<b>Material Particulado (MP)</b>	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
<b>Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)</b>	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
<b>Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)</b>	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).

<sup>22</sup> En el artículo 3° del DS 13 / 2011 define como Fuente Emisora Existente a aquellas unidades de generación que se encuentran operando o declarada en construcción de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 272 del DS N° 327 / 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el Cuadro N° 4 "Programa de obras del SIC (Construcción)", respecto de las obras en construcción, y Cuadro N° 2 "Proyectos de Generación en Construcción y Recomendados", respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los Informes Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente.

<sup>23</sup> En el artículo 3° del DS 13 / 2011 define como Fuente Emisora Nueva como aquella unidad de generación eléctrica que no cumple con los requisitos para ser considerada fuente emisora existente.

El límite máximo de emisión de mercurio para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke es 0,1 mg/Nm<sup>3</sup>. Se evalúa a lo menos una vez cada seis meses durante un año calendario y se considerará sobrepasado cuando alguno de los valores exceda el valor límite de emisión.

Es importante notar que en todas las tablas las condiciones normales corresponden a 25 °C y 1 atmósfera. Además, los límites se deben corregir por oxígeno (O<sub>2</sub>) en base seca de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Calderas: 6% para combustibles sólidos y un 3% para combustibles líquidos y gaseosos
- Turbinas: 15% para combustibles líquidos o gaseosos
- En el caso de ciclos combinados, turbina y caldera, la corrección de oxígeno es de un 15%.

### **5.2.1 RE 57 / 2013: Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones en Centrales Termoeléctricas**

El Protocolo para validación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) en centrales termoeléctricas se aprobó mediante la RE N° 57 / 2013 de la Superintendencia de Medio Ambiente.

Responde un requerimiento establecido en el Artículo 8 del DS N° 13 de 2011, particularmente a la necesidad de instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de la concentración y tasa de emisión másica de los contaminantes Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y de parámetros de interés tales como humedad, flujo, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>.

De acuerdo a los Considerandos de la RE N° 57, particularmente el Considerando 4°, se tiene como referencia la necesidad de certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de acuerdo a lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la EPA.

En la RE N° 57 se establece:

- La programación general de ensayos de validación,
- Los ensayos de validación a ejecutar,
- Los requerimientos generales y específicos para su validación,
- Las fórmulas aplicables para cada ensayo, y
- En términos generales, todos los requisitos necesarios para la aprobación de los CEMS

La RE N° 57 hace una diferenciación de requerimientos para:

- CEMS de gases,
- CEMS de flujo,
- CEMS de Material Particulado, y
- Sistema de Monitoreo Continuo de Opacidad (COMS)

El Protocolo tiene la finalidad de asegurar que los resultados de las mediciones de CEMS sean confiables y se corroboren con una metodología de referencia aceptada.

**Para los Ensayos de CEMS de Gases se indica, entre otras cosas, lo siguiente:**

Respecto de la Validación de los CEMS de Gases, en particular, respecto al ensayo de Desviación de Calibración (DC), se indica que dicho ensayo se deberá realizar mientras la fuente se encuentre operando en forma continua con al menos 50% de la carga máxima, de forma de determinar el %DC una vez al día (a intervalos de al menos 24 horas) durante 7 días consecutivos. En los casos que ocurran paradas no programadas de la fuente al inicio del ensayo de DC, no se recomienda la ejecución de la prueba sino hasta que la fuente reanude sus actividades a las condiciones de operación señaladas anteriormente (50% de carga máxima). Los límites aceptables para el ensayo de Desviación de Calibración se indican en la Tabla N° 2 de la RE N° 57.

Respecto del Ensayo de Error de Linealidad (EL), la RE N° 57 indica que la prueba se debe llevar a cabo mientras la fuente esté operando en forma continua con al menos el 50% de la carga máxima. Los resultados del %EL se deben calcular para cada concentración de gas de calibración y los resultados obtenidos deben permanecer dentro del rango señalado en la Tabla N° 3 de la RE N° 57, donde se indican los límites aceptables para el ensayo de error de linealidad.

Respecto al ensayo de exactitud relativa (ER), la RE N° 57 indica que la prueba se debe realizar mientras la fuente se encuentre funcionando a más de 50% de la máxima capacidad de funcionamiento (respecto al consumo de combustibles y/o producción). En caso que una parada de planta ocurra durante la ejecución de una corrida de medición, dicha corrida de medición se considerará inválida y deberá ser repetida posterior a la reanudación de la fuente medida. Adicionalmente, se indica que se debe seleccionar un rango de medición de tal manera que la mayoría de las lecturas obtenidas (>50%) durante el Funcionamiento Normal de la Fuente<sup>24</sup> se mantengan entre un 20% y 80% del valor de span<sup>25</sup>. Se indica que para los sistemas de monitoreo con más de un rango de medición, se debe realizar una prueba de ER en el rango utilizado normalmente para medir emisiones. Para unidades peak<sup>26</sup>, la totalidad del rango de carga se considerará normal. Para el ensayo de exactitud relativa se deberán comparar los valores entregados por el sistema de monitoreo continuo de emisiones y los valores obtenidos por medio de la aplicación de los respectivos Métodos de Referencia según las indicaciones de la Tabla N° 4 de la RE N° 57.

De la misma manera, la RE N° 57 indica que las pruebas del tiempo de ciclo o tiempo de respuesta para cada sistema de monitoreo se deben realizar mientras la fuente esté operando sobre el 50%. El tiempo de respuesta corresponde al intervalo de tiempo entre la partida de un cambio de paso en la entrada del

---

<sup>24</sup> La RE N° 57 no define qué se entiende por Funcionamiento Normal de la Fuente. No obstante, este concepto si se define en la norma US EPA 40 CRF Part 75, Sección 6.5.2.1 (detalles en Anexo V de este reporte).

<sup>25</sup> El span corresponde a la diferencia algebraica entre el valor superior y el valor inferior del rango de medición (B. G., 2012).

<sup>26</sup> El Anexo I de la RE N° 57 define a unidad peak como aquella que cumple con la definición de unidad a gas o dual Petróleo – Gas y que tiene: (i) un factor de capacidad promedio de no más de 10% durante los últimos tres años anteriores y (ii) un factor de capacidad de no más de 20% en cada uno de esos tres años.

sistema y el tiempo en que la salida del analizador alcanza un 95% del valor final (esperado). Se indica que los resultados de tiempo de respuesta son aceptables si no sobrepasan los 15 minutos.

En la RE N° 57 también se definen los requerimientos de ensayos para CEMS de Opacidad y CEMS de Material Particulado. Para el CEMS de Material Particulado se indica que el ensayo de margen de error se debe realizar mientras la fuente esté operando normalmente.

Respecto al aseguramiento de calidad, reporte de datos, auditorías y revalidaciones, la RE 583 / 2014 de la Superintendencia de Medio Ambiente aprueba el Anexo III del Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, el cual indica que posterior a los ensayos de validación donde un CEMS haya cumplido y aprobado todos los requerimientos establecidos para ser considerado válido por la Superintendencia de Medio Ambiente, el titular deberá velar por el funcionamiento del CEMS validado, cumpliendo con un sistema de aseguramiento de calidad y una serie de actividades orientadas al resguardo del buen funcionamiento del CEMS instalado.

En este contexto, se definen pruebas de frecuencia diaria, trimestral, anual y cada 3 años. Si los resultados de las pruebas rutinarias de aseguramiento de calidad superan los límites aplicables, definidos en la Sección 4.1 del Anexo III del Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, se considera al CEMS “Fuera de Control”. En este caso, los datos registrados por el monitor o sistema de monitoreo no se podrán considerar de calidad asegurada y no podrán ser utilizados para establecer conformidad. Se indica que durante el tiempo que dure el periodo “Fuera de Control” de un CEMS, el titular de la fuente deberá aplicar los procedimientos que se establecen en el numeral 7 del Anexo III al protocolo (respecto de datos perdidos y anómalos).

## 5.2.2 Circular IN AD N° 1 / 2015: Interpretación Administrativa del DS N° 13 / 2011

Las Circular IN AD N° 1 / 2015 del Ministerio de Medio Ambiente tiene la intención de uniformar criterios de aplicación, aclarar contenido y alcance del DS N° 13 / 2011 mediante una interpretación administrativa de algunos aspectos.

Se definen los siguientes conceptos:

**Horas de Funcionamiento:** Periodo de tiempo en el cual la unidad quema combustible e incluye las horas de encendido, horas de operación en régimen y horas de apagado.

**Horas de Operación en Régimen (RE):** Periodo en el cual la unidad está en servicio de acuerdo a las condiciones técnicas declaradas por el titular de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE o los respectivos CDEC. No comprende las horas de encendido ni las horas de apagado.

**Horas de Encendido (HE):** Periodo de tiempo que se inicia con la primera carga de combustible y finaliza cuando la fuente alcanza condiciones técnicas de operación que le permiten operar en régimen. El titular debe declarar las condiciones técnicas de operación de cada unidad a la SMA de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE o los respectivos CDEC.

**Horas de Apagado (HA):** Periodo de tiempo desde que finaliza el estado de régimen y finaliza el consumo de combustible. Durante este periodo la unidad de generación deja de operar en régimen y logra las condiciones técnicas que permiten su detención.

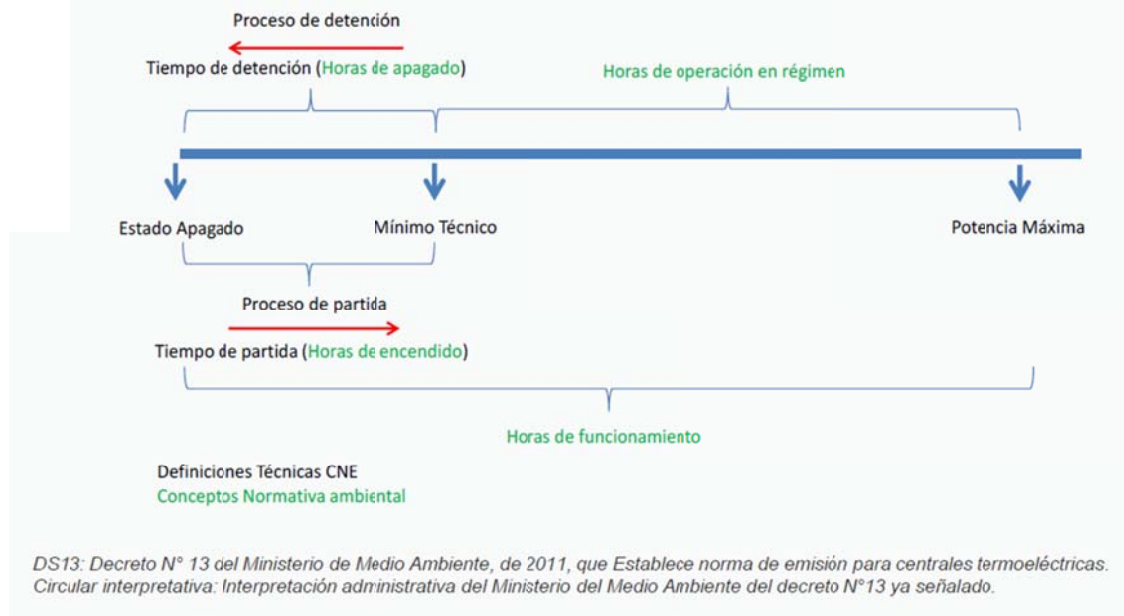
**Falla (FA):** Corresponde a un desperfecto intempestivo en un equipo de control de emisiones o un equipo de proceso que provoca un aumento de las emisiones. Se debe informar el tiempo transcurrido desde el momento de inicio de una falla hasta la superación de la misma. No se considera como falla cuando sea proveniente del CEMS. Los datos tomados durante el periodo que dure la falla del CEMS deben ser sustituidos de acuerdo al Procedimiento de Sustitución de Datos.

**Detención Programada (DP):** Periodo de detención de la unidad que se realiza con el fin de implementar mantenciones de tipo preventivo y correctivo. Una detención programada es informada y coordinada oportunamente con los respectivos CDEC de acuerdo a los procedimientos de las respectivas Direcciones de Operación. Es responsabilidad del titular informar a la SMA el inicio y término de la detención programada.

**Detención no Programada (DNP):** Corresponde a aquel periodo de detención de la unidad producto de una falla u otra situación ajena a la operación normal; durante este periodo se realiza una mantención obligada de la unidad.

La Figura 18 ilustra las definiciones de Horas de Encendido, Horas de Apagado, Horas de Funcionamiento en Régimen, y Horas de Funcionamiento descritos en la Circular IN AD N° 1 / 2015.

## Conceptos eléctricos y cumplimiento ambiental DS13 y Circular Interpretativa\*



**Figura 18: Definiciones de conceptos de Encendido y Apagado (Fuente: CNE – Mesa de Trabajo N° 1 Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, abril 2017)**

Adicionalmente, se establecen diversos criterios, entre los cuales se encuentra:

### **Criterio de aplicación de promedios horarios cuando dos unidades comparten una chimenea común**

Se debe especificar si cada unidad cuenta con su equipo de control o las dos unidades comparten los equipos de control. Se debe instalar un flujómetro en cada unidad que comparte una chimenea. Cuando ambas unidades simultáneamente están en horas de encendido, apagado o falla se caracterizará los valores medidos como promedio de cada hora indicando hora de encendido, hora de apagado o falla según corresponda. Cuando una unidad esté en horas de operación en régimen y la otra unidad esté en horas de apagado, horas de encendido o falla, los valores medidos como promedio de cada hora se caracterizarán en base a la peor condición.

### **Criterio para unidades que presentan varios estados de operación en una hora de funcionamiento**

Se calificará el valor promedio horario como el que presente la peor condición desde el punto de vista de las emisiones.

### **Criterios de evaluación de cumplimiento de la norma**

Para el caso de la norma de emisión de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se debe determinar el promedio horario de cada hora de funcionamiento. El promedio horario obtenido en cada hora de funcionamiento debe

compararse con el límite de emisión aplicable y determinar para cada hora de funcionamiento si es una hora de conformidad o de inconformidad.

Para la evaluación del cumplimiento del límite anual de MP y SO<sub>2</sub>, las horas de inconformidad deben justificarse como Hora de Encendido, Hora de Apagado o Falla. Si no puede justificarse, se considerará un incumplimiento de la norma.

Para la evaluación del límite anual de NO<sub>x</sub> en centrales existentes, las horas de inconformidad no deben justificarse, pero estas no pueden exceder el 30% de las horas de funcionamiento durante un año calendario.

Para el caso de la norma de emisión de mercurio, el valor límite se considerará sobrepasado cuando alguno de los valores exceda el valor límite de emisión.

### 5.3 Aspectos Relacionados a la Normativa Eléctrica

La última modificación del DFL N° 4, versión de febrero de 2017, en el artículo 72º-1, establece los siguientes principios de la coordinación de la operación:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, y
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

El Coordinador debe efectuar la coordinación de la operación del sistema de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, el DFL N° 4, y la reglamentación pertinente. Al mismo tiempo, el artículo 72º-15 del DFL N° 4 indica que toda instalación sometida a la coordinación de la operación debe cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la normativa técnica, la cual se debe definir de acuerdo a los requerimientos indicados en el artículo 72º-19.

El borrador de Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional elaborado por la CNE en octubre de 2017 indica en el artículo 44: “el Coordinador deberá considerar las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso de que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba...”

Este nuevo requerimiento crea la necesidad de revisar los Anexos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, los cuales indican:

#### **Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras**



El artículo 4 define el mínimo técnico como la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al Sistema Interconectado en forma continua.

En el artículo 8 se indica que el valor de mínimo técnico debe ser representativo de las características técnicas propias de las unidades, sin considerar restricciones operativas como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riesgo, entre otras.

#### **Anexo Técnico: Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras**

Se indica que el Consumo Específico Neto (CEN) de una unidad generadora debe ser representativo de las características técnicas propias de dicha unidad; y no debe considerar las restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riesgo, entre otras.

El informe técnico que elabora el experto técnico que realiza la prueba debe contener en sus anexos, entre otras cosas, los protocolos de parámetros ambientales y toda información adicional que se considere de utilidad para una mejor interpretación del informe.

#### **Anexo Técnico: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades**

Define el proceso de partida de una unidad generadora como aquel que permite llevar a la unidad desde el estado de apagado hasta su condición de operación a mínimo técnico, inyectando energía al sistema interconectado de manera segura y estable. Al término de este proceso, la unidad generadora se considera en servicio.

El artículo 9 indica que el valor de los parámetros de partida y detención deberá ser representativo de las características técnicas propias de dichas unidades, sin considerar restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riesgo, entre otras.

Si una unidad generadora posee turbinas a vapor, el proceso de partida depende de la temperatura inicial de ésta, la que depende de las horas en que la unidad ha estado detenida. En este contexto, se define un proceso de partida en frío y un proceso de partida en caliente.

Se indica que el tiempo de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de una unidad generadora.

Para un proceso de partida, se desglosan los tiempos en los siguientes periodos:

- Desde inicio del proceso de partida hasta la sincronización
- Desde la sincronización hasta alcanzar la operación a mínimo técnico
- Desde la operación a mínimo técnico hasta la operación a potencia nominal.

Para cada periodo se deben entregar diversos índices, no obstante, no se indican variables relacionadas al desempeño ambiental ni al estado de los equipos de abatimiento o control de emisiones atmosféricas.

Es importante notar que el mínimo técnico determinado en la auditoría realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional se obtiene bajando la carga de la unidad desde plena carga, lo cual es un proceso distinto al realizado durante el proceso de partida. Durante el proceso de partida de una unidad desde una condición fría los tiempos de estabilización de los equipos de control de emisiones, requeridos para lograr una operación segura, pueden ser mayores.

## **6 REVISIÓN DE VALORES LÍMITES DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS ESTABLECIDAS EN LAS RCAs DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS AFECTAS AL DS N° 13**

Se desarrolló una base de datos que contiene una revisión de los valores límites de emisiones atmosféricas establecidas en las RCA para las centrales afectas al DS N° 13.

En todas las RCAs revisadas se caracterizan sólo modos de operación esperados consistentes con una operación a potencia nominal de la unidad generadora. No se caracterizan modos representativos de una operación flexible (operación a mínimo técnico ni procesos de partida o detención frecuentes). Tampoco se indica un plan de partida y detención que indique la secuencia y desempeño de operación de los equipos de control de emisiones atmosféricas durante los procesos de partida y detención. Por lo tanto, las emisiones indicadas en las RCA consideran sólo el modo de operación a potencia nominal, que corresponde al modo de operación más probable en un contexto de desarrollo de mercado sin alta penetración de fuentes de generación renovables variables o ERNC.

A continuación, se presentan algunos casos de interés. Para cada caso se indican los requerimientos de cumplimiento de emisiones en distintos niveles:

- Nivel 1: Cumplimiento normativo asociado al DS N° 13, en la chimenea.
- Nivel 2: Cumplimiento de tasas de emisión en la chimenea, eventualmente definidas en la RCA.
- Nivel 3: Cumplimiento de tasas de emisión o emisiones totales en el complejo de unidades que forman la central, eventualmente definidas en la RCA.
- Nivel 4: Cumplimiento de niveles de concentración de emisiones a nivel comunitario en zona afectada debido a requerimientos de norma primaria de calidad de aire y plan de descontaminación, en caso de ser aplicable.

### **Caso 1: Complejo Guacolda**

Se revisó la RCA asociada al proyecto de Eliminación del Uso de Petcoke en Central Guacolda y Ajuste de Capacidad de Generación Eléctrica, aprobada mediante RE N° 80 de 2017 de la Comisión de Evaluación de la Región de Atacama.

Por una parte, la tasa de emisión en cada chimenea está limitada a los límites establecidos en el DS N° 13. No obstante, en la RCA se indica el compromiso de reducir las tasas de emisión de material particulado a 30 mg/m<sup>3</sup>N. Se establece una emisión estimada en toneladas por día para MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> en cada unidad. No se especifica flujo en la chimenea ni condiciones normalizadas.

Se especifica una emisión estimada total para el complejo de centrales. Los límites establecidos en cada caso se ilustran en la Figura 19. La RCA no entrega información respecto del potencial de emisiones en modos de operación distintos a potencia nominal.

La Tabla 8 de la adenda Complementaria indica el máximo porcentaje de carbón sub-bituminoso posible de usar en mezcla. En general el operador tiene espacio de gestión para seleccionar la mezcla acorde a requerimientos económicos y ambientales.

La Figura 20, Figura 21 y Figura 22 ilustran que existen holguras en el cumplimiento del DS N° 13, incluso en operación flexible como operación persistente a mínimo técnico durante horas de generación solar. Las holguras ilustradas también son válidas para el cumplimiento de la RCA.

En un escenario de partidas y paradas diarias se podría poner riesgo el porcentaje de cumplimiento exigido en el DS N° 13, lo que en definitiva dependerá de la frecuencia de partidas y el número de horas de funcionamiento por cada ciclo de operación.

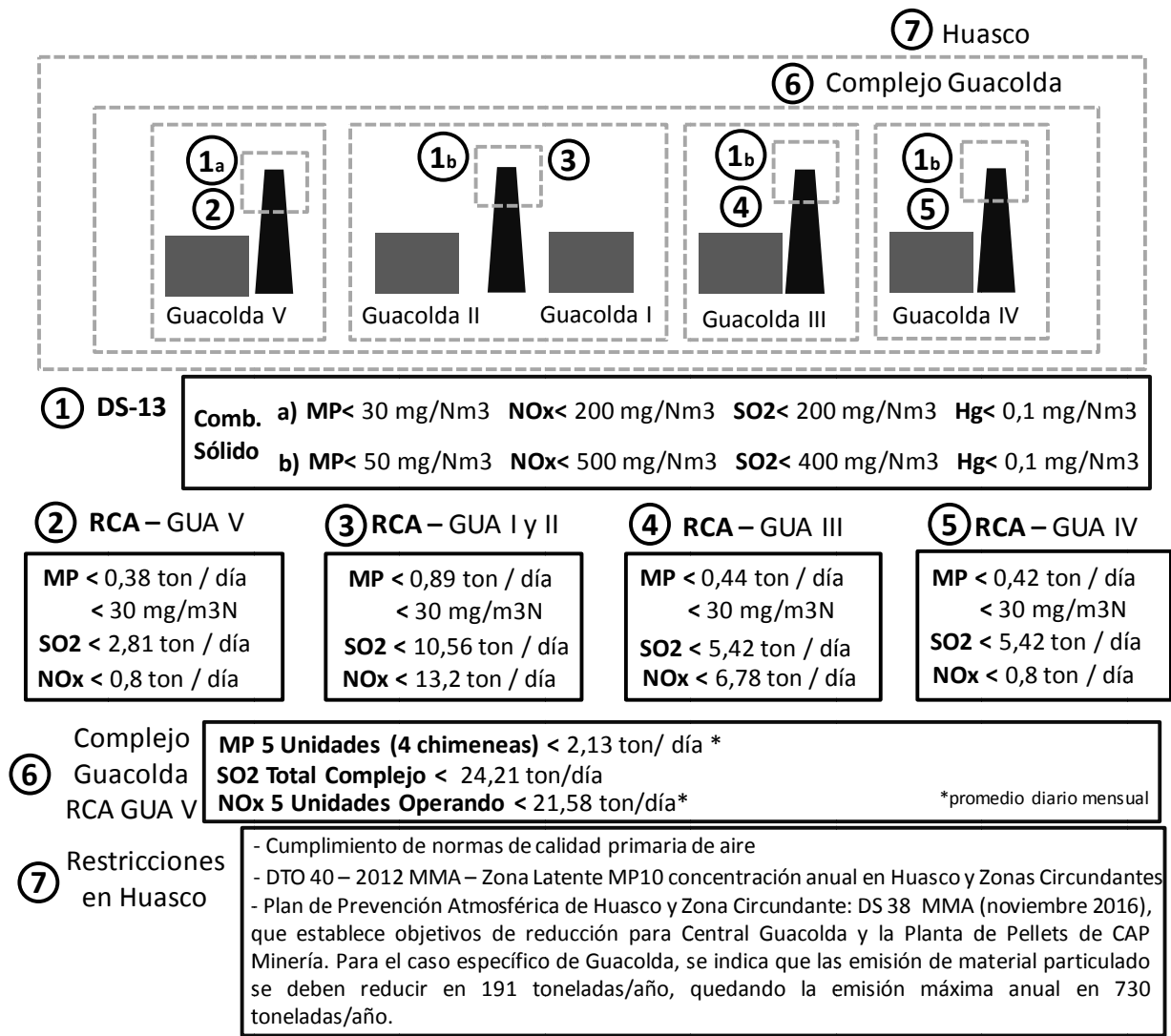


Figura 19: Síntesis de requerimientos relacionados a emisiones atmosféricas en Complejo Guacolda

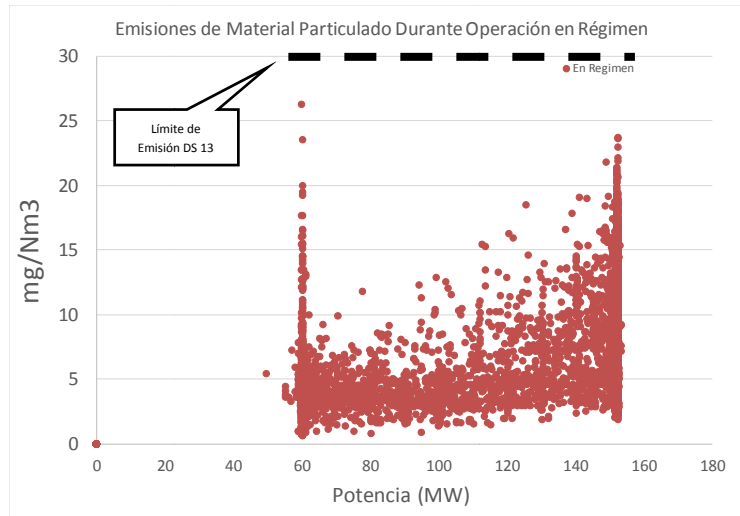


Figura 20: Emisiones de material particulado durante operación en régimen de Guacolda V durante el 2016. Fuente: SMA.

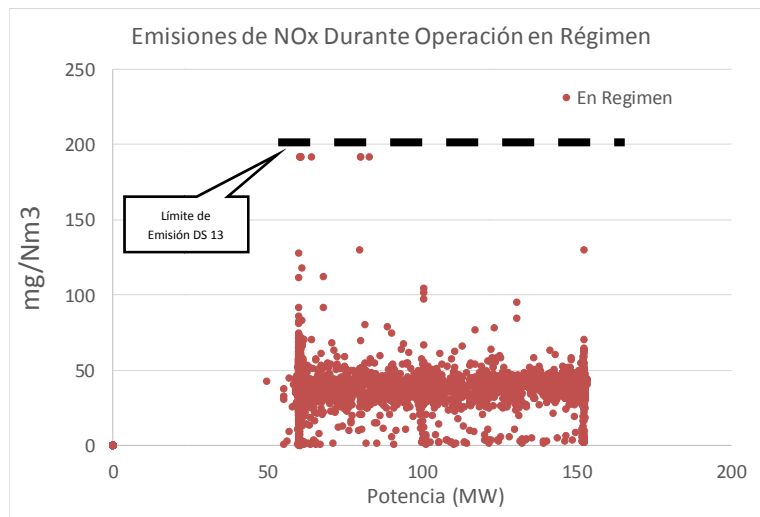
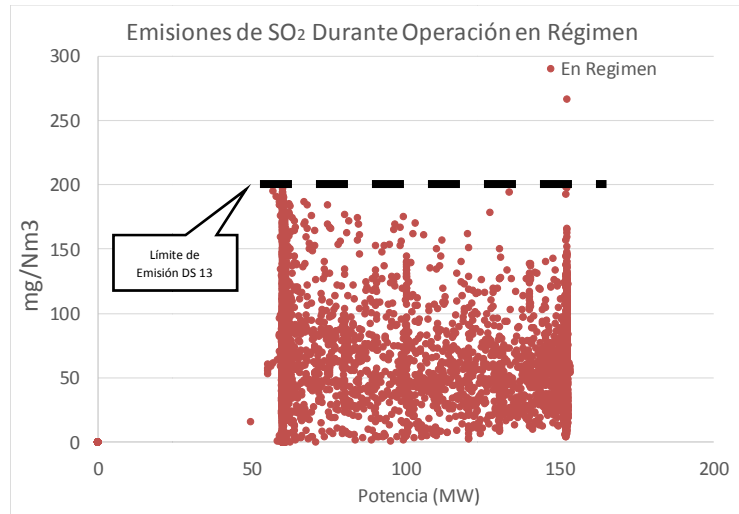


Figura 21: Emisiones de NOx durante operación en régimen de Guacolda V durante el 2016. Fuente: SMA.



**Figura 22: Emisiones de SO<sub>2</sub> durante operación en régimen de Guacolda V durante el 2016. Fuente: SMA.**

En la localidad de Huasco y su Zona Circundante se definió un Plan de Prevención de Contaminación Atmosférica mediante el DS 38 / 2016 del Ministerio de Medio Ambiente. Desde el punto de vista de monitoreo continuo de emisiones se establece que “para verificar el cumplimiento del límite de emisión de material particulado en las chimeneas, se comparará el valor del límite de emisión con el valor medido corregido por oxígeno como promedio horario, el cual deberá verificarse en al menos el 95% de valores horarios válidos, descontadas exclusivamente las horas de encendido y apagado.”

El criterio de cumplimiento definido en el DS 38 / 2016 es distinto al criterio de cumplimiento definido en el DS N° 13, el cual define para material particulado y dióxido de azufre un criterio de cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento; el 5% restante comprende horas de encendido, apagado o probables fallas.

### **Caso 2: Centrales Térmicas en Tocopilla**

Las emisiones en esta zona se producen por la interacción entre complejos de dos empresas. Se revisaron las siguientes RCA e Informes Consolidado de la Evaluación de Impacto Ambiental:

- Para la NTO 01 y NTO 02 la RCA asociada al proyecto de Modificación Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla para el Cumplimiento de Norma de Emisiones de Centrales Termoeléctricas, aprobada mediante RE N° 108/2013.
- Para la U16 el Informe Consolidado de la Evaluación de Impacto Ambiental 24/06/1998: Informe Técnico Final, Estudio de Impacto Ambiental, Proyecto Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado en Tocopilla.
- Para la U12, U13, U14 y U15, la RCA asociada al proyecto Uso de Cal Hidratada, Central Termoeléctrica Tocopilla para Cumplimiento de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, RE N° 07 / 2015.

Las centrales U12, U13, U14 y U15 no cuentan con RCA porque su operación es anterior a 1997.

Por una parte, la tasa de emisión en cada chimenea está limitada a los límites establecidos en el DS N° 13.

Se identificó una emisión estimada en toneladas por año para MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> en la NTO 01 y NTO 02. El titular señaló que la eficiencia de los sistemas de control de emisiones está garantizada por el contratista que construirá los sistemas. Se señala que los valores garantizados de emisión corresponden a 45 mg/m<sup>3</sup>N en material particulado y 400 mg/m<sup>3</sup>N en dióxido de azufre. Los valores indicados están normalizados a 1 atm, 25 °C y 6% de O<sub>2</sub>). No se indica flujo en la chimenea. En un escenario de partidas y paradas frecuentes se podría poner riesgo el porcentaje de cumplimiento exigido en el DS N° 13 debido a la dificultad de controlar efectivamente emisiones durante el proceso de partida<sup>27</sup>.

Para la U16 la emisión de NO<sub>x</sub> está normalizada a 15 °C. No se indica flujo en la chimenea. En este caso se podría tener riesgo de cumplimiento de DS N° 13 si el mínimo técnico de la unidad no considera restricciones por DS N° 13.

En un escenario de partidas y paradas frecuentes, o diarias, se podría poner riesgo el porcentaje de cumplimiento exigido en el DS N° 13 dado que se podría tener un periodo entre 1 a 6 horas para lograr controlar emisiones de NO<sub>x</sub> efectivamente bajo el límite definido en el DS N° 13. A modo de ejemplo, la Figura 23 presenta las emisiones de NO<sub>x</sub> durante 4 partidas seleccionadas realizadas por una central de tipo ciclo combinado operando con gas durante el año 2016.

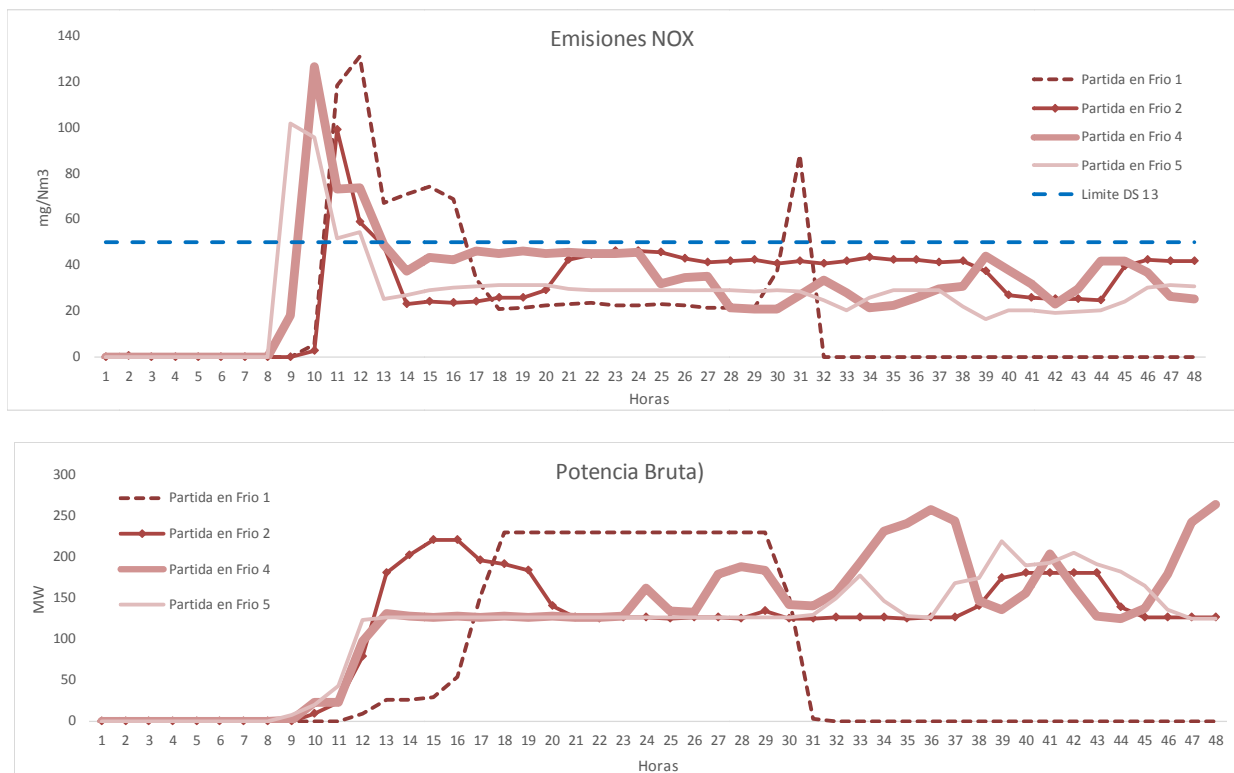


Figura 23: Emisiones durante cuatro partidas seleccionadas en una central CCGT. Fuente: SMA

<sup>27</sup> Este tema se revisa en detalle más adelante en este reporte.

No se especifica una emisión estimada total para cada complejo de centrales. Los límites establecidos en cada caso se ilustran en la Figura 24. Las RCA no entregan información respecto del potencial de emisiones en modos de operación distintos a potencia nominal.

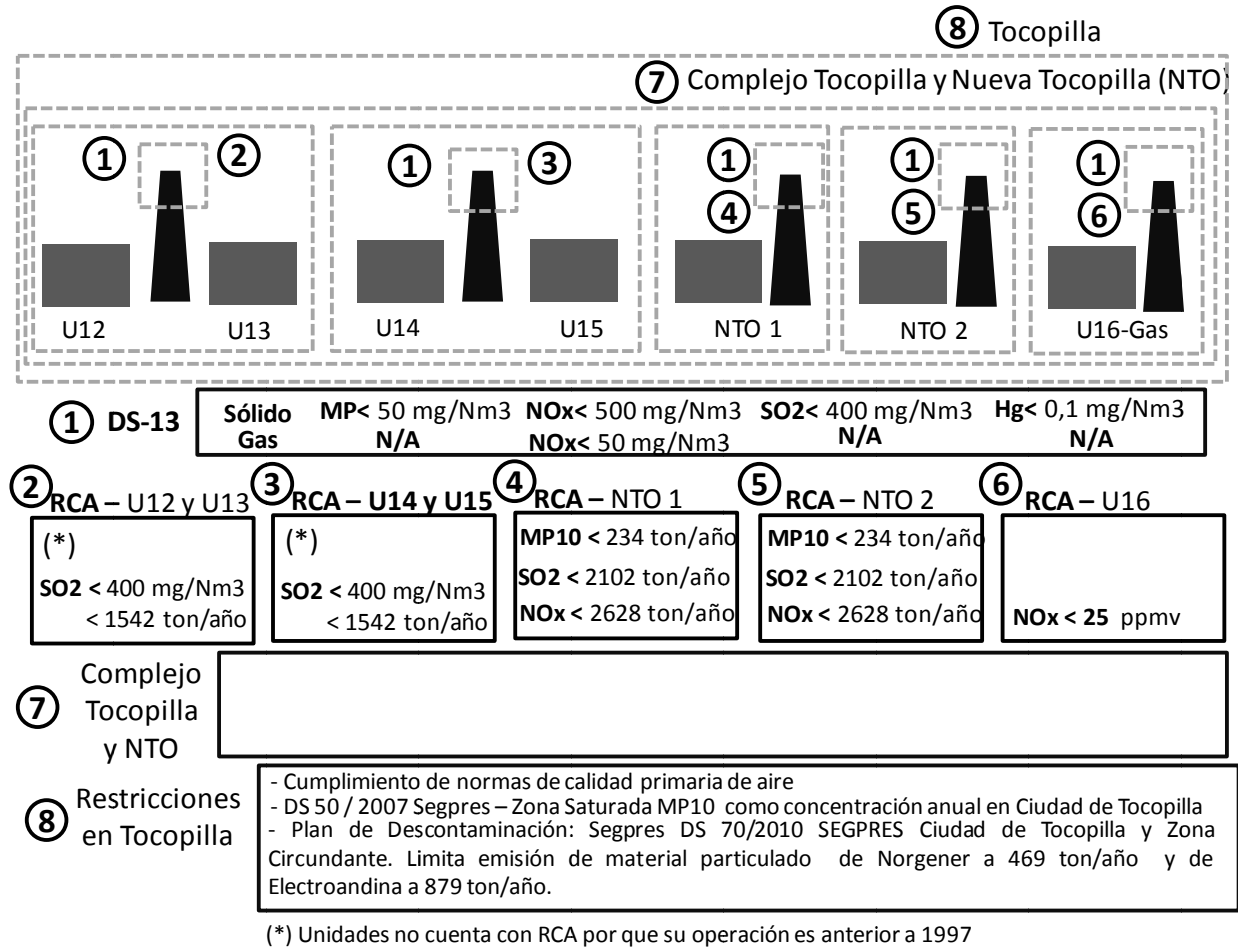


Figura 24: Síntesis de requerimientos relacionados a emisiones atmosféricas en Centrales en Tocopilla

El DS 70 / 2010 de Segpres define un plan de descontaminación en la zona. Se indica que las actividades emisoras asociadas a Electroandina (unidades U12, U13, U14, U15 y U16) deberán reducir sus emisiones de material particulado a 879 ton/año (desde un nivel de 2.002 ton/año en base al año base 2007). Por su parte, las actividades emisoras asociadas a Norgener (unidades NTO 1 y NTO 2) deberán limitar sus emisiones de material particulado a 469 ton/año (desde un nivel inicial de 1.386 ton/año en base al año base 2007). Las reducciones se deben hacer efectivas a partir de tres años y seis meses contados desde la fecha de publicación del plan de descontaminación (12 de octubre de 2010).

Respecto al criterio de cumplimiento, el artículo 4° del DS 70 / 2010 indica que el valor límite se evaluará en periodos de una hora y deberá cumplirse durante el 95% de las horas de funcionamiento en estado en régimen, durante un año calendario; el 5% restante corresponde a etapas de encendido, apagado o probables fallas. Este criterio difiere del definido en el DS N° 13.



### Caso 3: Centrales Térmicas en Quillota

Las emisiones en esta zona se producen por la interacción entre complejos de dos empresas. Se revisaron las siguientes RCA:

- Para la Central San Isidro, RCA aprobada por RE N° 164/2004, proyecto Ampliación de Central San Isidro (segunda unidad).
- Para la Central Nehuenco, RCA aprobada por RE N° 104/2004, proyecto de Modificación de la Operación del Complejo Termoeléctrico Nehuenco (y Adenda N° 1); y RCA aprobada por RE N° 34/2002, proyecto de Mejoramiento del Proyecto Ampliación de la Capacidad Instalada en Nehuenco.

Los límites establecidos en cada caso se ilustran en la Figura 25. Las RCA no comentan sobre emisiones durante modos de operación distintos a potencia nominal.

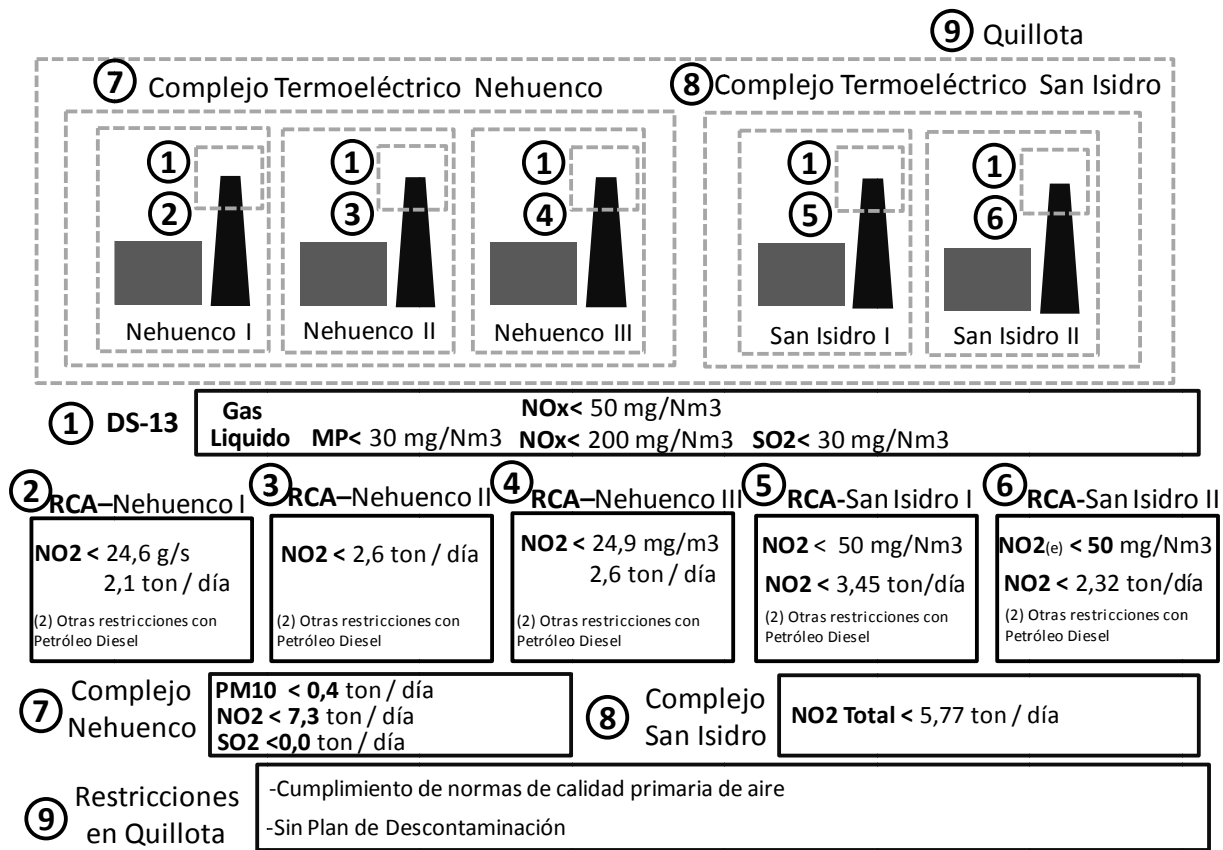
Se podría tener riesgo de cumplimiento de emisiones de NO<sub>x</sub> en caso de que el mínimo técnico de las unidades no considere restricciones por DS N° 13. Además, se podría tener riesgo de cumplimiento de emisiones de CO establecidas en la RCA en caso de que el mínimo técnico de la unidad no considere limitación por CO<sup>28</sup>.

Asumiendo operación con gas natural, en un escenario de partidas y paradas frecuentes, o diarias, se podría poner riesgo de cumplimiento de límites diarios de NO<sub>x</sub> y CO establecidos en la RCA y porcentaje de cumplimiento exigidos en DS N° 13 debido a la dificultad de controlar efectivamente emisiones durante el proceso de partida.

La Figura 26 y Figura 27 ilustra las emisiones durante el proceso de partida para casos seleccionados de dos centrales tipo ciclo combinado operando con gas.

---

<sup>28</sup> Se desconocen las emisiones de CO en operación a mínimo técnico y durante procesos de partida y parada.



San Isidro cuenta con un Plan de Ajuste Dinámico: Cuando se alcanza el 80% de las normas de calidad del aire (incluyendo Ozono) y emisiones permitidas, se debe dar aviso a la autoridad. Al alcanzar el 100% de los límites se debe coordinar con el Coordinador Eléctrico Nacional la eventual disminución de la carga operativa.

\* Para Central San Isidro, también se definen limitaciones para emisiones de CO: San Isidro I (0,72 ton/día), San Isidro II (0,87 ton/día) y total (1,59 ton/día)

\* Para Central Nehuenco, también se definen limitaciones para emisiones de CO: Nehuenco 1 (21,6 kg/hr), Nehuenco 2 (0,8 ton/día), Nehuenco 3 (0,5 ton/día) y Totales 1,8 ton/día

\* Operando a gas natural (normal), otras restricciones en operación con diésel en condición de emergencia

**Figura 25: Síntesis de requerimientos relacionados a emisiones atmosféricas de Centrales en Quillota**

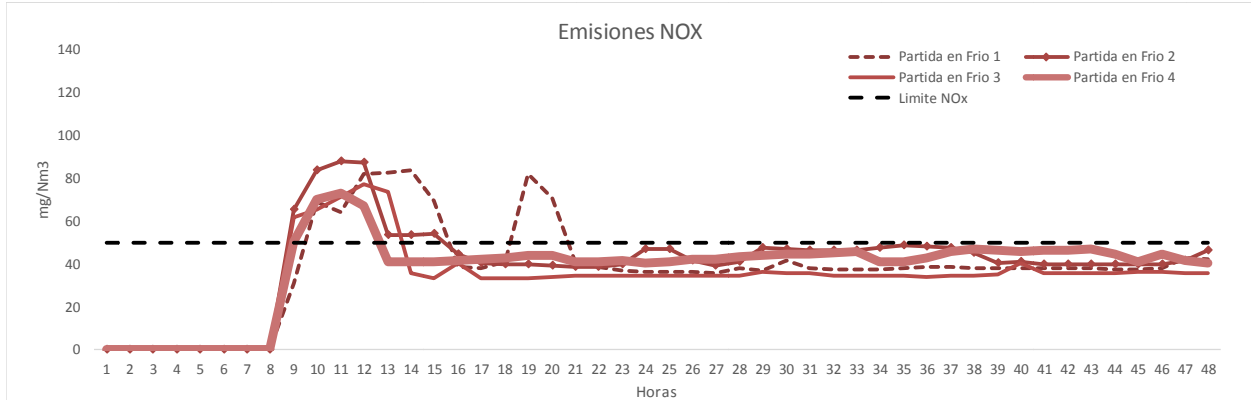
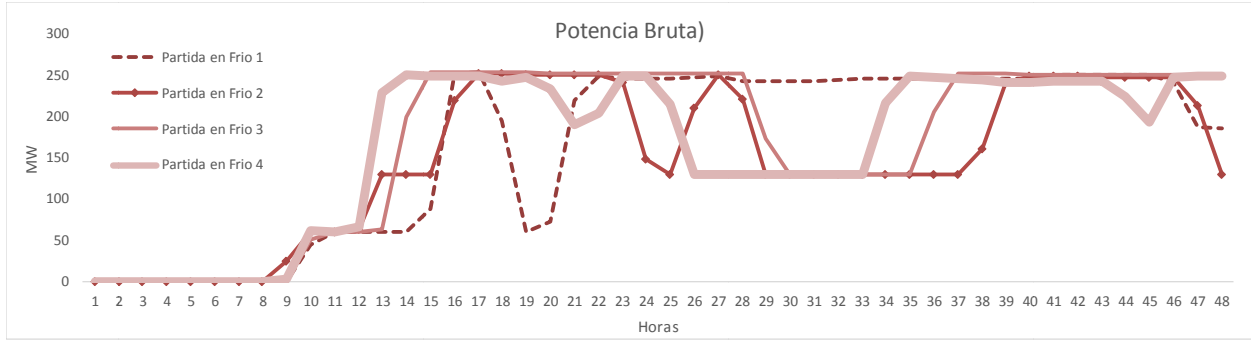


Figura 26: Emisiones durante 4 partidas seleccionadas para una Central CCGT operando con gas (Central 1). Fuente: SMA

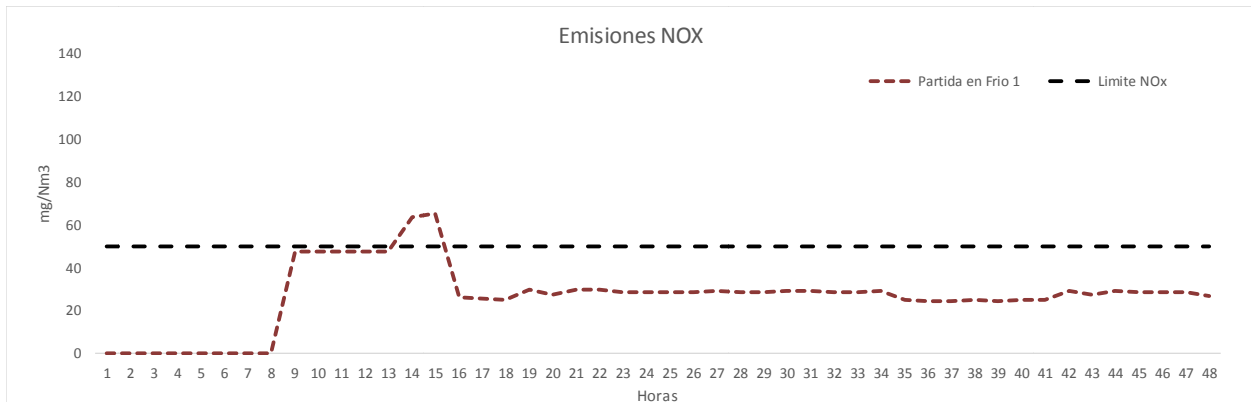
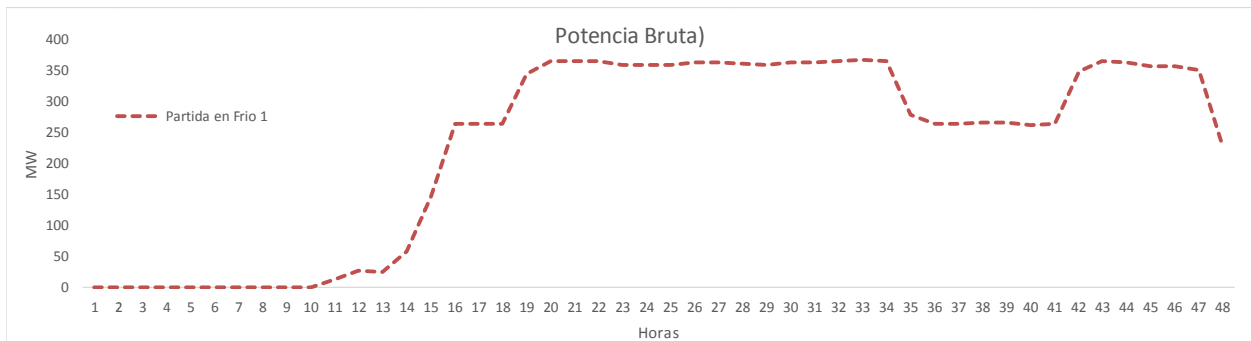


Figura 27: Emisiones durante una partida seleccionada para una Central CCGT operando con gas (Central 2). Fuente: SMA

#### **Caso 4: Centrales Térmicas en Coronel**

Las emisiones en esta zona se producen por la interacción entre complejos de dos empresas. Se revisaron las siguientes RCA:

- Para la Central Bocamina 2, RCA aprobada por RE N° 128/2015, proyecto Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad.
- Para la Central Bocamina 1, RCA aprobada por RE N° 206/2007, proyecto Ampliación Central Termoeléctrica Bocamina (Segunda Unidad).
- Para la Santa María, RCA aprobada por RE N°176/2007, proyecto Complejo Termoeléctrico Coronel.

Los límites establecidos en cada caso se ilustran en la Figura 28. Las RCA presentan información sobre emisiones en modos de operación distintos de operación a potencia nominal.

En un escenario de partidas y paradas frecuentes, o diarias, se podría poner riesgo el porcentaje de cumplimiento exigido en el DS N° 13 para MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub> debido a la dificultad de controlar efectivamente emisiones durante el proceso de partida<sup>29</sup>.

Se podría tener riesgo de cumplimiento de emisiones de MP, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y CO establecido en la RCA en un escenario de partidas y paradas frecuentes, o diarias, y en un escenario de operación persistente a mínimo técnico; esto último, en caso de que el mínimo técnico de la unidad no considere limitación por cumplimiento de norma de emisiones<sup>30, 31</sup>.

---

<sup>29</sup> Este tema se revisa en detalle más adelante en este reporte.

<sup>30</sup> Se desconoce el nivel de emisiones en operación a mínimo técnico y durante procesos de partida y parada.

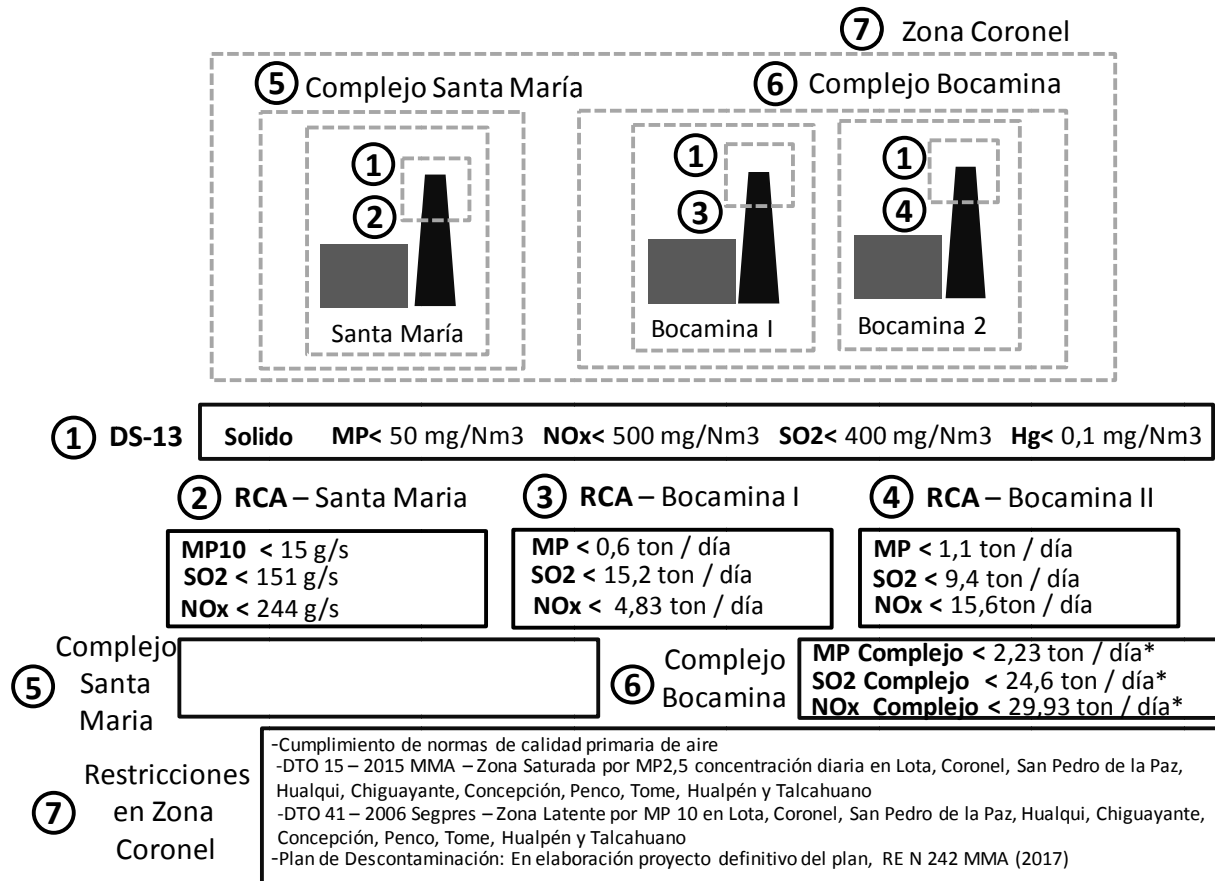
<sup>31</sup> Generalmente se definen estándares de la National Fire Prevention Association (NFPA), en conjunto con procedimientos y estándares de los fabricantes, para la operación segura y adecuada de calderas y equipamiento de control de emisiones. En este contexto, el equipamiento de control de emisiones tiene restricciones operativas que impiden el inicio de operación hasta que las condiciones de operación sean adecuadas.

Durante el proceso de partida, la temperatura en diferentes partes de la caldera es menor al valor nominal. Las tecnologías de control de emisiones tienen limitaciones de temperatura para su operación, las que son definidas por el proveedor. Estas limitaciones deben ser seguidas como parte de una práctica recomendada estándar.

Por ejemplo, en el caso del desulfurizador seco, su función es rociar una lechada de cal (Ca(OH)<sub>2</sub>) en el flujo de gas utilizando rociadores (“spray dryer”). Las partículas de cal salen del atomizador con una cobertura de líquido que es alto en ph y que absorbe el SO<sub>2</sub>. El agua es evaporada, dejando una partícula seca.

El desulfurizador seco funciona adecuadamente si la temperatura del gas de combustión se mantiene en un rango de 40 – 50 °F de la temperatura de bulbo húmedo del gas de combustión. Si la temperatura de entrada al sistema es muy baja, el agua no se evaporará adecuadamente y las partículas no se secan, dejando la partícula húmeda que el equipamiento no es capaz de manejar. Por lo tanto, para operar el desulfurizador seco se requiere esperar a que la temperatura de entrada al sistema sea 300 °F aproximadamente.

Por su parte, en el caso de los sistemas SCR, el catalizador funciona adecuadamente a una temperatura de 700 °F. El catalizador generalmente está ubicado entre el economizador y el calentador de aire con un bypass para la



\* Compromiso presentado en RCA 2006 en base a suma de compromisos de Unidad I y II, en el 2015 se modificó el compromiso de Unidad II  
Central Bocamina también tiene limitadas las emisiones máximas de CO: Bocamina I (0,063 ton/día), Bocamina II (2,69 ton/día) y Total (2,753 ton/día)  
\*\* Central Santa María también tiene limitadas las emisiones máximas de CO: 59 g/s.

Figura 28: Síntesis de requerimientos relacionados a emisiones atmosféricas de Centrales en Coronel

partida. No se inyecta amoniaco en el sistema de reducción de NOx hasta que la temperatura del gas a la salida del economizador es cercana a los 700 °F. Si no se sigue esta recomendación, se producen emisiones de amoniaco y posible formación de bisulfato de amonio, el cual es corrosivo para ductos y el equipamiento en la salida de la caldera.

## 7 REGULACIÓN INTERNACIONAL

A continuación, se desarrolla una síntesis de los principales aspectos relacionados a la regulación en la Unión Europea (Sección 7.1) y Estados Unidos (Sección 7.2).

### 7.1 Regulación en la Unión Europea

La normativa de emisiones en la Unión Europea se define mediante la Directiva 2010/75/UE, la cual establece normas sobre la prevención y el control integrados de la contaminación derivada de actividades industriales. La Directiva 2010/75/UE establece también normas para evitar o, cuando ello no sea posible, reducir las emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo con el fin de alcanzar un nivel elevado de protección del medio ambiente (Capítulo 1, Artículo 1).

Entre otras cosas, tiene en consideración:

- Que es importante dejar a las autoridades la flexibilidad para establecer valores límite de emisión que garanticen – en condiciones normales de funcionamiento – que las emisiones no superen los niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles (Considerando 15).
- Que las autoridades podrán establecer límites de emisión que difieran de los niveles asociados a las mejores técnicas disponibles en lo que se refiere a los valores, períodos de tiempo y condiciones de referencia aplicados, siempre que pueda demostrarse, a partir de los resultados de la monitorización de las emisiones, que estas no han superado los niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles (Considerando 15).
- Que las autoridades competentes pueden establecer valores límite que difieran de los niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles mientras el cumplimiento de los niveles de emisiones asociados a las mejores técnicas disponibles conlleve costos desproporcionadamente elevados en comparación con las ventajas medioambientales. En ningún caso debe causarse una contaminación significativa, ni deben superarse los valores límite de emisión fijados en la normativa. (Considerando 16).
- Que no se debe permitir que una instalación de combustión funcione durante más de 24 horas tras un desperfecto en el equipo de reducción de emisiones. No se debe superar las 120 horas sin el funcionamiento del equipo de reducción de emisiones en un periodo de 12 meses<sup>32</sup> (Considerando 33).

Las disposiciones especiales para instalaciones a combustión se establecen en el Capítulo III de la Directiva. En particular, en el Artículo 28 se indica el ámbito de aplicación a las instalaciones de

---

<sup>32</sup> Cuando haya una necesidad urgente de mantener el abastecimiento de energía o sea necesario evitar un aumento global de las emisiones debido al funcionamiento de otra instalación de combustión, las autoridades competentes deben poder conceder exenciones a estos plazos.

combustión cuya potencia térmica nominal total sea igual o superior a 50 MW. También se definen una serie de excepciones (detalladas en el Artículo 28).

En el Artículo 30 se establecen los requerimientos respecto de los valores límite de emisión; los que son particularmente definidos en la Parte 1 y 2 del Anexo V de la Directiva. Los valores límites de emisión se sintetizan en la Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10<sup>33</sup>.

Se define **horas de funcionamiento** como el tiempo, expresado en horas, durante el que una instalación de combustión, en su conjunto o en parte, funciona y expulsa emisiones a la atmósfera, **excepto** los períodos de arranque y de parada (2010/75/UE) (UE 2017/1442).

**Tabla 7: Valores Límites de Emisión (mg/Nm3), Carbón Pulverizado<sup>34</sup>**

	Si obtuvo el permiso antes 7/01/2013 o entró en operación antes de 7/01/2014			Otro Caso		
	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW
<b>SO<sub>2</sub></b>	400	250	200	400	200	150 <sup>35</sup>
<b>NO<sub>x</sub></b>	300 <sup>36</sup>	200	200	300	200	150 <sup>37</sup>
<b>MP</b>	30	25	20	20	20	10
<b>CO</b>	-	-	-	-	-	-

<sup>33</sup> De acuerdo a la Directiva 2010/75/UE, Anexo V, Parte 1 y 2, todos los valores límite de emisión se calculan a una temperatura de 273,15 K, una presión de 101,3 kPa y previa corrección del contenido en vapor de agua de los gases residuales y a un porcentaje normalizado de O<sub>2</sub> del 6 % en el caso de combustibles sólidos, del 3 % en instalaciones de combustión, distintas de las turbinas de gas y de los motores de gas, que usan combustibles líquidos y gaseosos y del 15 % de las turbinas de gas y motores de gas.

<sup>34</sup> También se definen ciertas condiciones particulares, como las siguientes: “Las instalaciones de combustión, que usan combustibles sólidos y obtuvieron su permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hubieran presentado una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no se utilicen durante más de 1 500 horas de funcionamiento al año como media móvil calculada en un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisión de SO<sub>2</sub> de 800 mg/Nm<sup>3</sup>.

Las instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos con una potencia térmica nominal total no superior a 500 MW que hayan recibido su permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares presentaron una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no rebasen más de 1 500 horas anuales de funcionamiento en media móvil calculada en un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisiones de NO<sub>x</sub> de 450 mg/Nm<sup>3</sup>.

Las instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos con una potencia térmica nominal total superior a 500 MW, que hayan recibido su permiso antes del 1 de julio de 1987 y que no rebasen las 1 500 horas anuales de funcionamiento en media móvil calculada en un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisión de NO<sub>x</sub> de 450 mg/Nm<sup>3</sup>.”

<sup>35</sup> 200 en caso de combustión en lecho fluidizado circulante.

<sup>36</sup> 450 en caso de combustión de lignito pulverizado.

<sup>37</sup> 200 en caso de combustión de lignito pulverizado.

Tabla 8: Valores Límites de Emisión (mg/Nm3), Combustibles Líquidos<sup>38, 39</sup>

	Si obtuvo el permiso antes 7/01/2013 o entró en operación antes de 7/01/2014			Otro Caso		
	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW
<b>SO<sub>2</sub></b>	350	250	200	350	200	150
<b>NO<sub>x</sub></b>	450	200	150	300	150	100
<b>MP</b>	30	25	20	20	20	10
<b>CO</b>	-	-	-	-	-	-

<sup>38</sup> Instalaciones de combustión que utilicen combustibles líquidos con excepción de las turbinas y motores de gas.

<sup>39</sup> También se definen ciertas condiciones particulares, como las siguientes: “Las instalaciones de combustión que empleen combustibles líquidos, con una potencia térmica nominal total superior a 500 MW con permiso obtenido antes del 27 de noviembre de 2002 o que cuyos titulares hubieran presentado una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no estén en funcionamiento más de 1 500 horas de funcionamiento por año como media móvil durante un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisión para NO<sub>x</sub> de 400 mg/Nm3.

Las instalaciones de combustión que usen combustibles líquidos con un permiso obtenido antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hubieran presentado una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no estén en funcionamiento más de 1 500 horas al año como media móvil durante un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisión para SO<sub>2</sub> de 850 mg/Nm3 en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal total no superior a 300 MW y de 400 mg/Nm3 en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal total superior a 300 MW.

Las instalaciones de combustión que utilicen combustibles líquidos con una potencia térmica nominal total no superior a 500 MW que hayan recibido su permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares presentaron una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no rebasen más de 1 500 horas anuales de funcionamiento en media móvil calculada en un período de cinco años, deberán cumplir un valor límite de emisiones de NO<sub>x</sub> de 450 mg/Nm3.”



Tabla 9: Valores Límites de Emisión (mg/Nm3), Instalaciones de CCGT operando con Gas con carga superior al 70%<sup>40</sup>

	Si obtuvo el permiso antes 7/01/2013 o entró en operación antes de 7/01/2014			Otro Caso		
	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW
<b>SO<sub>2</sub></b>	-	-	-	-	-	-
<b>NO<sub>x</sub></b>	50 (*) (**)	50 (*) (**)	50 (*) (**)	50 (**)	50 (**)	50 (**)
<b>MP</b>	-	-	-	-	-	-
<b>CO</b>	100	100	100	100	100	100

(\*) 75 mg/Nm3 en los siguientes casos, cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base:

- i) Turbinas de gas utilizadas en sistemas combinados de calor y electricidad con un rendimiento global superior al 75%.
- ii) Turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento eléctrico global medio anual supera al 55%.

(\*\*) Para turbinas de gas de ciclo abierto que no entran en ninguna de las categorías mencionadas en (\*), pero que tengan un rendimiento superior al 35% - determinado en condiciones ISO para carga base – el valor límite de emisión de NO<sub>x</sub> será: 50 \* rendimiento / 35; siendo el rendimiento de la turbina de gas determinado en condiciones ISO para carga base expresado en porcentaje.

<sup>40</sup> También se definen ciertas condiciones particulares, como las siguientes: “En cuanto a las turbinas de gas (incluidas las TGCC), con permiso obtenido antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hubieran presentado una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no estén en funcionamiento más de 1500 horas de funcionamiento por año como media móvil durante un período de cinco años, el valor límite de emisión para NO<sub>x</sub> será de 150 mg/Nm3 cuando estén alimentadas por gas natural.

No se aplicarán los valores límite de emisión establecidos en el presente punto a las turbinas de gas destinadas a un uso de emergencia que funcionen menos de 500 horas anuales. El titular de dichas instalaciones llevará un registro de las horas de funcionamiento utilizadas.”

Tabla 10: Valores Límites de Emisión (mg/Nm<sup>3</sup>), Instalaciones de Combustión CCGT operando con Combustible Líquido<sup>41</sup>

	Si obtuvo el permiso antes 7/01/2013 o entró en operación antes de 7/01/2014			Otro Caso		
	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW	50 – 100 MW	100 – 300 MW	> 300 MW
SO <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-
NO <sub>x</sub>	90	90	90			
MP	-	-	-	-	-	-
CO	100	100	100			

Se considera el cumplimiento de los valores límites de emisión si la evaluación de los resultados de las medidas en continuo indica, para las horas de funcionamiento de un año, que se han cumplido las siguientes condiciones (Anexo V, Parte 4 de la Directiva 2010/75/UE):

- Ningún **valor medio mensual** validado supera los valores límites de emisión definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.
- Ningún **valor medio diario**<sup>42</sup> validado supera el 110% de los valores límite de emisión definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.
- El 95% de todos los **valores medios horarios**<sup>43</sup> validados del año no supera el 200% de los valores límite de emisión pertinentes definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.

El Anexo V, Parte 3, Numeral 9 de la Directiva indica que “los valores de los intervalos de confianza del 95% de cualquier medición, determinados para los **valores límites de emisión diarios**, no deben superar los siguientes porcentajes de los valores límites de emisión”:

Monóxido de Carbono	10%
Dióxido de Azufre	20%
Óxidos de Nitrógeno	20%
Partículas	30%

<sup>41</sup> También se definen ciertas condiciones particulares, como las siguientes: “En cuanto a las turbinas de gas (incluidas las TGCC), con permiso obtenido antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hubieran presentado una solicitud completa de permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación se haya puesto en funcionamiento no más tarde del 27 de noviembre de 2003, y que no estén en funcionamiento más de 1500 horas de funcionamiento por año como media móvil durante un período de cinco años, el valor límite de emisión para NO<sub>x</sub> será de 200 mg/Nm<sup>3</sup> cuando estén alimentadas por otros gases o combustibles líquidos.

No se aplicarán los valores límite de emisión establecidos en el presente punto a las turbinas de gas destinadas a un uso de emergencia que funcionen menos de 500 horas anuales. El titular de dichas instalaciones llevará un registro de las horas de funcionamiento utilizadas.”

<sup>42</sup> Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua (UE 2017/1442).

<sup>43</sup> El valor medio durante el período de muestreo corresponde al valor medio de tres mediciones consecutivas de al menos 30 minutos cada una (UE 2017/1442).

Se complementa en el Numeral 10, Parte 3, indicando: “Los **valores medios validados horarios y diarios** se determinan a partir de los valores medios validados medidos una vez sustraído el valor del intervalo de confianza.

*Se invalidarán los días en que más de tres valores medios horarios sean inválidos debido al mal funcionamiento o mantenimiento del sistema de medición automático. Si por estos motivos se invalidan más de diez días al año, la autoridad competente debe exigir al titular que adopte medidas necesarias para mejorar la fiabilidad del sistema de medición automática.”*

Para efectos del cálculo de los valores medios de emisión, es crítico notar que **no se consideran** los valores medidos durante:

1. Periodos de partida y parada de las unidades;
2. Periodos de exención definido en el Capítulo I, Artículo 30, numeral 5 (sobre interrupción en el abastecimiento de combustible de bajo contenido de azufre como consecuencia de escasez grave);
3. Periodos de exención definido en el Capítulo I, Artículo 30, numeral 5 (sobre una súbita interrupción en el suministro de gas);
4. Periodos a los que se refiere el Capítulo I, Artículo 37 (sobre el mal funcionamiento o avería del equipo de reducción).

Respecto a los periodos de partida y parada, la Decisión 2012/249/UE establece lo siguiente:

1. Considera que las emisiones durante los períodos de partida y parada presentan, en términos generales, unas concentraciones elevadas en comparación con aquellas en condiciones normales de funcionamiento. Dado que se tiene la intención de evitar emisiones, los periodos de partida y parada deberían ser lo más breves posible (Considerando 4), y acorde con ese objetivo, se deberían tomar no sólo las medidas que garanticen que ello suceda (Artículo 4, numeral 1, literal b), sino también las medidas que garanticen que todo el equipo de reducción de emisiones entre en funcionamiento tan pronto como sea posible desde el punto de vista técnico (Artículo 4, numeral 1, literal c).
2. Define “Carga Mínima de Arranque para Generación Estable” como la carga mínima compatible con el funcionamiento estabilizado de la instalación de combustión generadora después del inicio del arranque, tras el cual la instalación puede suministrar energía, con seguridad y fiabilidad, a una red, a un acumulador de calor o a una zona industrial (Artículo 2, numeral 1).
3. Indica que los períodos durante los cuales una instalación de combustión, tras el arranque, funciona de forma estable y segura, con suministro de combustible, aunque sin exportar calor,

electricidad ni energía mecánica, no se incluirán en los períodos de arranque y parada (Artículo 3).

4. Para instalaciones de combustión que consten de dos o más unidades, para determinar los valores medios de emisión se aplicarán los siguientes criterios durante los períodos de partida y parada (Artículo 5):
  - a. No se considerarán los valores medidos durante el período de partida de la primera unidad que se ponga en servicio y durante el período de parada de la última unidad de combustión que deje de funcionar;
  - b. Los valores determinados durante otros períodos de partida y de parada de unidades individuales no se tendrán en cuenta sólo cuando éstas son medidas o, cuando la medición no sea técnica o económicamente viable, se calculen por separado para cada una de las unidades involucradas.
5. Para instalaciones de combustión que generan electricidad el periodo de partida se considera finalizado cuando la instalación alcance la “Carga Mínima de Arranque para Generación Estable” (Artículo 6, Numeral 1).
6. Se considera que el período de parada se inicia en el momento en que finaliza el suministro de combustible después de alcanzarse el punto de carga mínima de parada para generación estable a partir del cual ya no hay electricidad generada disponible para la red (Artículo 6, Numeral 2).

Respecto a las normas utilizadas para el monitoreo de emisiones, la UE 2017/1442 establece:

Dióxido de Azufre	Normas EN Genéricas (EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 y EN 14181) y Norma EN 14791.
Óxidos de Nitrógeno	Normas EN Genéricas (EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 y EN 14181).
Partículas	Normas EN Genéricas (EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 y EN 14181), Norma EN 13284-1 y EN 13284-2.

## 7.2 Regulación en Estados Unidos

En esta sección se presentan aspectos específicos relacionados a la regulación de emisiones de centrales a carbón y petróleo (Sección 7.2.1), y centrales a gas (Sección 7.2.2). Se enfatiza aquellos aspectos relacionados con la operación flexible de las unidades.

### 7.2.1 Reconsideración de Ciertos Desafíos en Periodos de Partida y Parada de Centrales a Carbón y Petróleo

La EPA recibió comentarios respecto de definiciones realizadas en MATS<sup>44</sup> y Utility NSPS<sup>45</sup>, del 16 de febrero de 2012, para los procesos de partida y parada de centrales térmicas a carbón y petróleo (Federal Register, Vol. 77, N° 32, 2012, pg. 9380).

En los comentarios se indicó que la forma general de definir el proceso de partida de una central termoeléctrica, particularmente el fin de una partida, estaba en la dirección correcta, pero no permitía suficiente tiempo para que los equipos de control de emisiones fueran efectivos. Los comentarios que recibió la EPA indicaron que el proceso de partida de una central termoeléctrica no finalizaba en el instante en que la central es capaz de generar electricidad o producir vapor útil, como proponía la EPA (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781). Los comentarios de distintos grupos de interés propusieron la evaluación de distintos criterios para definir el fin de una partida<sup>46</sup>.

Entre los desafíos identificados, se indicó que los métodos de referencia elaborados por la EPA y las especificaciones de desempeño fueron diseñadas, validadas y escritas para medir emisiones de manera precisa durante periodos en que la unidad generadora opera en régimen. Las pruebas y procedimientos han sido validados basados en operación en régimen cuando el equipamiento y los sistemas de control de emisiones alcanzan sus condiciones nominales (o normales) de operación (US EPA, 2013), (US EPA, 2013b), (US EPA, 2013c, pág. 174), (US EPA, 2013d, págs. 91, 107, 118), (US EPA, 2014, págs. 39, 48, 69, 73, 78, 88, 127 y 161), y (US EPA, 2014b).

La EPA indicó que las metodologías de medición de contaminantes al aire<sup>47</sup> no son capaces de medir de manera precisa las emisiones de contaminantes durante los procesos de partida definidos (Federal

---

<sup>44</sup> MATS: Mercury and Air Toxics Standards.

<sup>45</sup> NSPS: New Source Performance Standard.

<sup>46</sup> Se evaluaron más de 5 alternativas (US EPA, 2014):

- 25% de generación más 3 horas, o inicio de generación más 6 horas.
- 25% de generación más 7 o 8 horas.
- 25% de generación más 7 horas, o inicio de generación más 10 horas.
- 50% de generación más 3 horas, o inicio de generación más 9 horas.
- Inicio de generación más 12 horas
- Puesta en servicio de sistemas de control de emisiones utilizando recomendación de proveedores.

<sup>47</sup> HAP (*hazardous air pollutant*)

Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781). Durante procesos de encendido y apagado hay diversos factores que deben ser considerados antes que los usuarios sientan confianza respecto de la validez y precisión de los datos, principalmente dadas las condiciones de medición durante un proceso de partida (Institute of Clean Air Companies, 2015). La precisión y exactitud de los CEMS no estaría validada para medir durante procesos de partida y parada de centrales termoeléctricas; por lo tanto, lo que los instrumentos pueden proporcionar durante estos procesos es una indicación o tendencia de emisiones, más que valores reales.

La EPA revisó los requerimientos inicialmente definidos durante los periodos de partida y parada de centrales térmicas a carbón y diésel definidos inicialmente en 40 CFR Part 63, Subpart UUUUU (*National emission standards for hazardous air pollutants: coal and oil fired electric utility steam generating units*), y 40 CFR Part 60, Subpart Da (*Standards of performance for electric utility steam generating units*) (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68778).

Para superar el desafío, la EPA redefinió el alcance o borde para un proceso de partida y parada de centrales termoeléctricas a carbón o diésel. Adicionalmente, estableció un procedimiento estándar de operación para dichos periodos (Tabla 11). Se optó por dicha redefinición porque se determinó que las condiciones de los gases en la chimenea serían adecuadas para medir con CEMS la emisión de contaminantes después de 4 horas de iniciada la generación de electricidad (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68778)<sup>48</sup>.

El enfoque utilizado por la EPA se basó en evaluar el tiempo necesario para que los equipos de control de emisiones estén funcionando en condiciones estables. Para ello se revisó los datos de emisiones horarias de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, con CEMS, en alrededor de 9500 periodos de partida, en más de 400 unidades a carbón equipadas con equipos de control de emisiones (desulfurizador seco, desulfurizador húmedo, SCR, etc). La EPA analizó las emisiones horarias de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> principalmente porque cambios en las emisiones de dichos contaminantes son un indicador razonable del momento en que los equipos de control de emisiones están operando y las condiciones en la chimenea son suficientemente estables

---

<sup>48</sup> La EPA también indicó:

*“EPA believes that the removal efficacy of Air Pollution Control Devices (APCDs), as evidenced by hourly emission rates well below uncontrolled levels, may be used as an indicator of the end of the startup period for the purpose of the Mercury and Air Toxics (MATS) Rule.”* (US EPA, 2013b).

*“... The EPA analysis of startup events at coal-fired EGUs indicates that the best performing EGUs can, on average, initiate operation of their SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> APCDs within 4 hours following the start of generation... In addition, the Agency is confident that stack conditions at this time are conducive for accurate measurements of HAP emissions using CEMS...”* (página 68782)

*“... we determined that flue gas conditions will be adequate to accurately measure HAP emissions with CEMS 4 hours after the generation of electricity. The approach evaluated the time for all APCDs to be functioning because we determined that stack conditions will be stable at this point...”* (página 68781)

para permitir una medición precisa de emisiones con CEMS (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68778).

**Tabla 11: Comentario General de la US EPA en 40 CFR Parts 60 and 63**

<p>“we believe that the best performing electric utility steam generating units (EGUs) for startup periods and shutdown periods will have hazardous air pollutant (HAP) emissions that are lower than the numeric standards, when averaged over the startup and shutdown period as defined. However, as explained in the record, the lack of HAP data for these periods and the current technical challenges to accurately measure HAP emissions during startup and shutdown cause us to establish a work practice for such periods.” (pg. 68778)</p>	<p>Creemos que la unidad de generación térmica a vapor de mejor estándar para los periodos de partida y parada tendrá emisiones de contaminantes al aire que son menores que los límites de emisión, cuando son promediadas durante el periodo de partida y parada de acuerdo a la definición que se ha realizado. No obstante, como se ha explicado en el archivo, la falta de datos de emisiones de contaminantes al aire durante estos periodos y los desafíos técnicos identificados para medir de manera precisa emisiones durante los procesos de partida y parada nos lleva a establecer este procedimiento estándar de operación para estos periodos.</p>
<p>“We believe that application of this work practice will lead to HAP emissions during startup periods and shutdown periods that are comparable to, and potentially lower than, those levels authorized during normal operations when averaged over the entire startup and/or shutdown period.” (pg. 68778)</p>	<p>Creemos que la aplicación de este estándar de trabajo llevará a emisiones durante los procesos de partida y parada que son comparables con, y potencialmente menores que, aquellos autorizados durante operación normal cuando son promediados durante el periodo completo de partida y detención.</p>

Particularmente la EPA analizó 5770 eventos de partida normal de unidades de carbón pulverizado subcrítico con FGD (4024 eventos con FGD húmedo, 803 eventos con FGD secos y 943 sin FGD). Los resultados respecto a las emisiones de SO<sub>2</sub> se ilustran en la Figura 29. Se observa que el desempeño de un desulfurizador húmedo es distinto al de un desulfurizador seco durante el proceso de partida de unidades de carbón pulverizado.

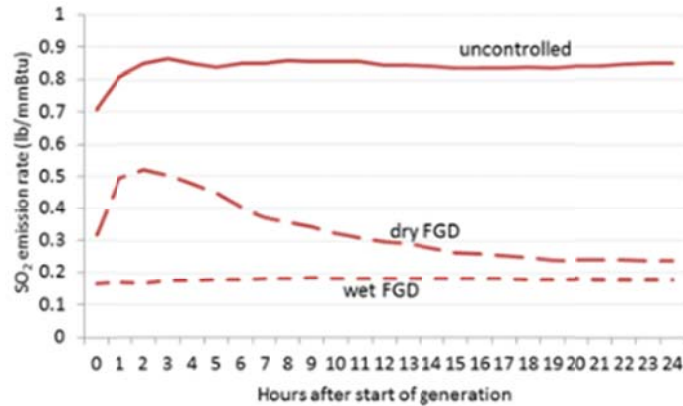


Figura 29: Promedio de tasa de emisiones de SO<sub>2</sub> contabilizadas desde el inicio de generación en unidades subcríticas con sistemas de control de emisiones FGD (seco y húmedo). Fuente: US EPA 2013

Un análisis similar se realizó para las centrales con sistemas SCR, el cual se ilustra en la Figura 30.

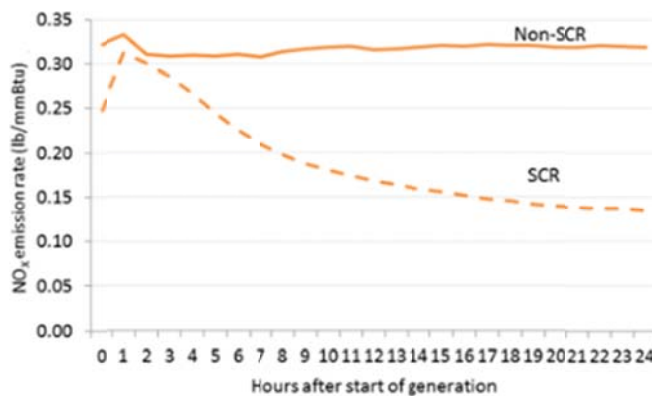


Figura 30: Promedio de tasa de emisiones de NO<sub>x</sub> contabilizadas desde el inicio de generación en unidades subcríticas con sistemas de control de emisiones SCR. Fuente: US EPA 2013

La EPA determinó las unidades de generación que se encuentran dentro del 12% de mejor desempeño en términos del tiempo que tardan sus sistemas de control de emisiones en ponerse en servicio. Se desarrolló un análisis de aquellos sistemas en donde se cuenta con datos relevantes (CEMS de gases NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>) para determinar el tiempo apropiado, contado desde el inicio de generación de electricidad, para definir el fin del proceso de partida, i.e.: el instante donde se comienza a aplicar el cumplimiento del límite de emisiones. Particularmente, se consideró el promedio de los tiempos requeridos por el 12% de las unidades de mejor desempeño (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68779).

Durante el proceso de evaluación la EPA indicó que no consideró datos de CEMS de material particulado porque los datos de CEMS de material particulado no estaban disponibles y los CEMS de material



particulado no han sido certificados aún para medir de manera precisa en periodos de partida y detención (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781)<sup>49</sup>.

Además, la EPA indicó que los datos utilizados para realizar la evaluación no son confiables para efectos de cuantificar emisiones; no obstante, sí pueden ser utilizados para evaluar cuando los equipos de control de emisiones comienzan a operar con el propósito de evaluar cuándo finaliza un periodo de partida de una central (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68780). Finalmente, la EPA indicó que siente confianza de que las centrales de generación podrán medir la emisión de contaminantes de manera precisa con los CEMS a partir de ese periodo (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68780).

Dado que la EPA no contaba con suficiente información respecto a las emisiones de material particulado y de los equipos de control de emisiones de material particulado durante los periodos de partida, la modificación a la norma instruye a los dueños u operadores de las centrales de generación, que escojan la definición 2 del proceso de partida, entregar un reporte preparado por un profesional independiente que describa la unidad de generación, las emisiones de material particulado, y los sistemas de control de material particulado (de acuerdo a su diseño y a su estado actual de operación).

Con la información indicada anteriormente, se pretende mostrar como cada unidad de generación es capaz de, o ha sido modificada para, cumplir con los requerimientos de puesta en servicio y efectividad del sistema de control de emisiones en cumplimiento de los nuevos requerimientos de la EPA. La información que se proporcione debe especificar el tiempo requerido para operar los sistemas de control de emisiones de material particulado desde el inicio de la combustión de la central; la efectividad de cada sistema de control de emisiones (tanto cuando inicia operación como cuando se encuentra en estado normal de operación); la tasa de emisión de material particulado (con control de emisiones y sin control de emisiones) (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68783).

Finalmente, se indica que el gas natural es uno de los combustibles limpios identificados en la revisión de la normativa (de reconsideración de desafíos de partida y parada de centrales a carbón), y la EPA determinó el año 2000 que no es necesario ni apropiado regular unidades de generación a gas natural debido a que su impacto, desde el punto de vista de emisiones de contaminantes peligrosos, es despreciable (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68783, pie de página #7)<sup>50</sup>.

A continuación, se indican las principales definiciones realizadas por la EPA en la reconsideración realizada a 40 CFR Parte 60 y 63.

---

<sup>49</sup> Particularmente, la EPA indicó: "... The EPA did not include hourly PM data in this analysis because PM CEMS data are not available and PM CEMS have not yet been certified to accurately measure during periods of startup and periods of shutdown as defined in this final rule..." (página 68781, pie de página 8).

<sup>50</sup> La EPA indicó: "Natural gas is one of the clean fuels identified in this final rule and the agency determined in 2000 that it was neither appropriate nor necessary to regulate natural gas-fired EGUs because the impacts from HAP emissions from such units are "negligible."

Más información en "Regulatory Finding on the Emissions of Hazardous Air Pollutants from Electric Utility Steam Generating Units," 65 FR 79825, 79831 (December 20, 2000).

## **Definición del Proceso de Partida de una Central**

Para la definición de proceso de partida, se establecen dos alternativas (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68792):

### Definición Alternativa 1

El proceso de partida se define como el primer inicio de quema de combustible en una caldera para producir electricidad, o el inicio de quema de combustible después de un evento de detención de cualquier naturaleza. El proceso de partida finaliza cuando cualquier proporción de vapor de la caldera es utilizado para generar electricidad para inyectarla a la red eléctrica o para cualquier otro propósito (incluyendo uso interno). Cualquier fracción de una hora en la cual se inicia un proceso de partida constituye una hora completa de encendido (§63.10042).

### Definición Alternativa 2

El proceso de partida se define como el periodo en el cual la operación de la central se inicia para cualquier propósito. El proceso de encendido comienza con la quema de cualquier combustible en la central con el propósito de producir electricidad o energía térmica utilizable en procesos industriales de distinta naturaleza, o para cualquier otro propósito después de un proceso de parada. El proceso de encendido finaliza cuatro (4) horas después que la unidad de generación produce electricidad que es vendida o utilizada para cualquier fin (incluyendo uso interno), o cuatro (4) horas después que la central produce energía térmica utilizable en procesos industriales de cualquier naturaleza, lo que ocurra primero<sup>51</sup>. Cualquier fracción de una hora en la cual se inicia un proceso de partida constituye una hora completa de encendido (§63.10042).

## **Definición del Proceso de Detención de una Central**

Se define proceso de detención como el periodo en que se cesa la operación de una central para cualquier propósito. El proceso de detención se inicia cuando la central ya no produce electricidad o energía térmica utilizable para procesos de cualquier naturaleza; o cuando se detiene la quema de carbón, petróleo o derivados del petróleo en la central; lo que ocurra primero. El proceso de detención finaliza cuando la central no genera electricidad o energía térmica utilizable y no se está quemando combustible en la central. Cualquier fracción de una hora en la cual se inicia un proceso de detención constituye una hora completa de detención (§63.10042).

---

<sup>51</sup> Se puede interpretar que el momento desde el cual se comienza a contar el periodo de cuatro horas corresponde a la sincronización de la central. Dado que las temperaturas en la unidad están aún bajo las condiciones normales, ciertos tipos de sistemas de control de emisiones necesitan retardar su inicio de operación hasta que las temperaturas en la unidad alcancen condiciones apropiadas.

## Prácticas Recomendadas Durante el Proceso de Partida de Centrales a Carbón o Diesel

Se tiene la opción de utilizar dos prácticas estándares<sup>52</sup>:

### Primera Opción

Si se utiliza la primera definición de proceso de una partida:

- Se debe operar todos los sistemas de monitoreo continuo de emisiones durante el proceso de partida.
- Se deben utilizar combustibles limpios de acuerdo con la definición de combustible limpio indicada en §63.10042 (gas natural, gas natural sintético, propano, destilado de petróleo, entre otros)<sup>53</sup>.
- Una vez que se cambia al uso de carbón, petróleo residual u otros derivados del petróleo, se debe utilizar las tecnologías de control de emisiones, excepto el desulfurizador seco y el sistema SCR<sup>54</sup>.

---

<sup>52</sup> Las centrales deben realizar una mantención de los quemadores y sistemas de control de combustión al menos cada 36 meses; o cada 48 meses en caso de que se utilice un sistema optimizador de la combustión mediante redes neuronales; como se ha definido en §63.10021(e).

<sup>53</sup> Típicamente, para una unidad a carbón, el combustible limpio se utiliza hasta que la temperatura de combustión en el hogar de la caldera sea al menos 1000 °F, y preferentemente 1100 °F. A estas temperaturas, el carbón se inflama y quema, y consecuentemente, continúa aumentando la temperatura en el hogar. Hay un periodo de transición donde se agrega carbón y se disminuye el suministro de combustible limpio al sistema hasta que sólo se quema carbón. La NFPA ha desarrollado estándares de seguridad para la utilización adecuada de ignitores, quemadores y scanners de llama para la operación segura del hogar de la caldera.

También existe una restricción respecto a qué tan rápido una unidad puede aumentar su temperatura sin disminuir significativamente la vida útil de los componentes de alta presión del sistema. En general, los aumentos de temperatura deben ser limitados a un máximo de 180 °F/hr (100 °C/hr) para minimizar daño en los componentes de alta presión en la caldera y turbina a vapor.

Durante el proceso de partida, la temperatura en diferentes partes de la caldera es menor al valor nominal. Cada proveedor tiene procedimientos escritos para el desarrollo adecuado de una partida y operación de los distintos componentes. En una caldera y turbina a vapor todos los venteos y drenajes están abiertos durante el proceso de partida. Esto se debe a que cualquier vapor que pueda producir se podría condensar en las partes frías del hogar de la caldera y las cañerías de vapor causando condiciones que favorecen la corrosión y daños potenciales a las aspas de la turbina a vapor.

<sup>54</sup> Estas tecnologías tienen limitaciones de temperatura para su operación. Las limitaciones de temperatura son definidas por el proveedor. Estas limitaciones deben ser seguidas como parte de una práctica recomendada estándar.

En el caso del desulfurizador seco, su función es rociar una lechada de cal ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) en el flujo de gas utilizando rociadores (“*spray dryer*”). Las partículas de cal salen del atomizador con una cobertura de líquido que es alto en pH y que absorbe el  $\text{SO}_2$ . El agua es evaporada, dejando una partícula seca.

- Si se cuenta con sistema de desulfurizador seco y SCR, estos se deben encender apropiadamente para cumplir con los estándares aplicables durante operación normal<sup>55</sup>.
- Se debe cumplir con los límites de emisión en todo momento, excepto durante los periodos de corresponden a partida y parada de acuerdo a las definiciones realizadas.
- Se debe mantener registro durante los procesos de encendido.
- Se debe entregar reportes que incluyan todas las actividades durante proceso de partida, de acuerdo con §63.10011(g), §63.10021(h) y §63.10021(i).

### Segunda Opción

Si se utiliza la segunda definición de proceso de una partida:

- Se debe operar todos los sistemas de monitoreo continuo de emisiones durante el proceso de partida.
- Se debe obtener datos apropiados y calcular la tasa de emisión de contaminantes durante cada hora del proceso de partida.

---

El desulfurizador seco funciona adecuadamente si la temperatura del gas de combustión se mantiene en un rango de 40 – 50 °F de la temperatura de bulbo húmedo del gas de combustión. Si la temperatura de entrada al sistema es muy baja, el agua no se evaporará adecuadamente y las partículas no se secan, dejando la partícula húmeda que el equipamiento no es capaz de manejar. Por lo tanto, para operar el desulfurizador seco se requiere esperar a que la temperatura de entrada al sistema sea cerca de 300 °F.

En el caso del sistema SCR, el catalizador funciona adecuadamente a una temperatura de 700 °F. El catalizador generalmente está ubicado entre el economizador y el calentador de aire con un bypass para la partida. No se inyecta amoníaco en el sistema de reducción de NO<sub>x</sub> hasta que la temperatura del gas a la salida del economizador sea cercana a los 700 °F. Si no se sigue esta recomendación, se producen emisiones de amoníaco y posible formación de bisulfato de amonio, el cual es corrosivo para ductos y el equipamiento en la salida de la caldera.

<sup>55</sup> Se han definido estándares de la National Fire Prevention Association (NFPA), en conjunto con procedimientos y estándares de los fabricantes, para la operación segura y adecuada de calderas y equipamiento de control de emisiones. Estas limitaciones son específicas para diferentes tipos de equipamiento. La EPA quiere asegurar que las emisiones son minimizadas durante los periodos de partida y detención, pero reconoce que cierto tipo de equipamiento tiene restricciones operativas que impiden el inicio de operación hasta que las condiciones de operación sean adecuadas. Por lo tanto, es crítico contar con procedimientos que sean consistentes no sólo con los estándares de seguridad (NFPA, Occupational Safety and Health Agency - OSHA, etc), sino también con los procedimientos estándares de operación de los fabricantes.

- Se deben utilizar combustibles limpios, de acuerdo con la definición de combustible limpio indicada en §63.10042 (gas natural, gas natural sintético, propano, destilado de petróleo, entre otros), tanto como sea posible durante el proceso de partida<sup>56</sup>.
- Se debe contar con capacidad suficiente de combustible limpio de modo de operar el sistema de control de material particulado dentro del periodo de una hora después de comenzar a quemar carbón o el combustible principal que utilice la unidad.
- Se debe cumplir con el estándar de trabajo definido para procesos de partida en §63.10020(e).
- Una vez que se comience a quemar carbón, petróleo residual, o derivados del petróleo, se debe canalizar las emisiones a la chimenea principal. Se debe cumplir con los límites de emisión pertinentes dentro de un periodo de 4 horas contados desde el inicio de generación de electricidad. Se debe operar el sistema de control de material particulado dentro del periodo de una hora después de comenzar a quemar carbón o el combustible principal que utilice la unidad<sup>57</sup>.
- Se debe comenzar a operar otros sistemas de control tan pronto como sea posible, considerando requerimientos de seguridad y recomendaciones del proveedor, pero, en

---

<sup>56</sup> Típicamente, para una unidad a carbón, el combustible limpio se utiliza hasta que la temperatura de combustión en el hogar de la caldera sea al menos 1000 °F, y preferentemente 1100 °F. A estas temperaturas, el carbón se inflama y quema, y consecuentemente, continúa aumentando la temperatura en el hogar. Hay un periodo de transición donde se agrega carbón y se disminuye el suministro de combustible limpio al sistema hasta que sólo se quema carbón. La NFPA ha desarrollado estándares de seguridad para la utilización adecuada de ignitores, quemadores y scanners de llama para la operación segura del hogar de la caldera.

También existe una restricción respecto a qué tan rápido una unidad puede aumentar su temperatura sin disminuir significativamente la vida útil de los componentes de alta presión del sistema. En general, los aumentos de temperatura deben ser limitados a un máximo de 180 °F/hr (100 °C/hr) para minimizar daño en los componentes de alta presión en la caldera y turbina a vapor.

Durante el proceso de partida, la temperatura en diferentes partes de la caldera es menor al valor nominal. Cada proveedor tiene procedimientos escritos para el desarrollo adecuado de una partida y operación de los distintos componentes. En una caldera y turbina a vapor todos los venteos y drenajes están abiertos durante el proceso de partida. Esto se debe a que cualquier vapor que pueda producir se podría condensar en las partes frías del hogar de la caldera y las cañerías de vapor causando condiciones que favorecen la corrosión y daños potenciales a las aspas de la turbina a vapor.

<sup>57</sup> Respecto a los sistemas de control de material particulado, existen requerimientos particulares con los sistemas de filtro de mangas cuando el proceso de partida se inicia con petróleo. A bajas temperaturas, vapor derivado de la combustión de petróleo cuando el hogar de la caldera está frío se condensa en las paredes del filtro de mangas, impidiendo su operación adecuada. Por lo general, el sistema es bypassado cuando se inicia la operación con petróleo para proteger el sistema de control de material particulado durante los procesos de partida. Este desafío es similar al indicado previamente para el desulfurizador seco, a excepción de que la temperatura requerida para una operación adecuada es menor.

cualquier caso, cuando sea necesario para cumplir con otros estándares, requerimientos o permisos aplicables a la unidad de generación<sup>58</sup>.

- Se debe cumplir con los límites de emisión en todo periodo, excepto periodos de partida y parada.
- Se debe recolectar datos durante los periodos de partida de acuerdo a lo especificado en §63.10020(a) y §63.10020(e).
- Se debe mantener registro durante los periodos de partida de acuerdo a las definiciones de §63.10032 y §63.10021(h).
- Cualquier fracción de una hora en la cual se inicia un proceso de partida constituye una hora completa de encendido.
- Se debe entregar reportes que incluyan todas las actividades durante proceso de partida, de acuerdo con §63.10011(g), §63.10021(i) y §63.10031.

#### **Prácticas Recomendadas Durante el Proceso de Detención de Centrales a Carbón o Diesel**

- Se debe operar todos los sistemas de monitoreo continuo de emisiones durante el proceso de detención.
- Se debe obtener datos apropiados y calcular la tasa de emisión de contaminantes durante cada hora del proceso de detención.
- Se debe mantener tanto como sea posible, considerando requerimientos de seguridad y operacionales, la operación de los sistemas de control de emisiones después del término de suministro de combustible a la caldera. En cualquier caso, se debe operar los equipos de control de emisiones cuando sea necesario para cumplir con otros estándares, requerimientos o permisos aplicables a la unidad de generación.
- Si, de manera complementaria al combustible utilizado previo al inicio del proceso de detención, se debe utilizar otro combustible para apoyar el proceso de detención, este combustible debe

---

<sup>58</sup> Se han definido estándares de la National Fire Prevention Association (NFPA), en conjunto con procedimientos y estándares de los fabricantes, para la operación segura y adecuada de calderas y equipamiento de control de emisiones. Estas limitaciones son específicas para diferentes tipos de equipamiento. La EPA quiere asegurar que las emisiones son minimizadas durante los periodos de partida y detención, pero reconoce que cierto tipo de equipamiento tiene restricciones operativas que impiden el inicio de operación hasta que las condiciones de operación sean adecuadas. Por lo tanto, es crítico contar con procedimientos que sean consistentes no sólo con los estándares de seguridad (NFPA, Occupational Safety and Health Agency - OSHA, etc), sino también con los procedimientos estándares de operación de los fabricantes.

ser un combustible limpio, de acuerdo con la definición de combustible limpio indicada en §63.10042 (gas natural, gas natural sintético, propano, destilado de petróleo, entre otros).

- Se debe cumplir con los límites de emisión en todo periodo, excepto periodos de partida y parada.
- Se debe recolectar datos durante los periodos de detención de acuerdo a lo especificado en §63.10020(a).
- Se debe mantener registro durante los periodos de detención de acuerdo a las definiciones de §63.10032 y §63.10021(h).
- Cualquier fracción de una hora en la cual se inicia un proceso de partida constituye una hora completa de encendido.
- Se debe entregar reportes que incluyan todas las actividades durante proceso de detención, de acuerdo con §63.10011(g), §63.10021(i) y §63.10031.

En el proceso de conversión de unidades, particularmente durante las partidas, la EPA indica que se puede limitar la concentración de O<sub>2</sub> a 14% en unidades de carbón pulverizado. Lo anterior es particularmente importante para reducir los posibles errores en el cálculo de tasas de emisión durante procesos de partida alternativas (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68789, §63.10007) (40 CFR Part 75, Apéndice F).

## **7.2.2 Regulación de Operación a Carga Parcial y Emisiones en Procesos de Partida y Parada de Unidades a Gas**

Las emisiones al aire de generadores a gas se regulan mediante el 40 CFR Part 60, Subpart KKKK (2006) – *Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines*<sup>59</sup> –, particularmente, la Sección §60.4320 indica que se deben cumplir los límites de emisiones de NO<sub>x</sub> especificados en la Tabla 1 de la Subpart KKKK. Si se tiene dos o más turbinas conectadas a un único generador, cada turbina debe cumplir los límites de emisión especificados en la misma tabla, la cual se sintetiza a continuación:

---

<sup>59</sup> De acuerdo a §60.4300, esta subparte establece estándares de emisión y plazos de cumplimiento para turbinas que comenzaron construcción, modificación o reconstrucción después del 18 de febrero de 2005.

**Tabla 12: Límites de emisión de NO<sub>x</sub> para turbinas<sup>60</sup>**

Tipo de turbina	Consumo de calor a potencia máxima (HHV)	Estándar de emisión NO <sub>x</sub>
Turbina nueva operando con gas natural	≤ 50 MMBTU/h	42 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 2.3 lb/MWh
Turbina modificada o reconstruida	≤ 50 MMBTU/h	150 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 8.7 lb/MWh
Turbina nueva operando con gas natural	> 50 MMBTU/h y ≤ 850 MMBTU/h	25 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 1.2 lb/MWh
Turbina modificada o reconstruida operando con gas natural	> 50 MMBTU/h y ≤ 850 MMBTU/h	42 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 2.3 lb/MWh
Turbina nueva, modificada o reconstruida operando con gas natural	> 850 MMBTU/h	15 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 0.43 lb/MWh
Turbina nueva operando con otro combustible distinto al gas natural	≤ 50 MMBTU/h	96 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 4.7 lb/MWh
Turbina nueva operando con otro combustible distinto al gas natural	> 50 MMBTU/h y ≤ 850 MMBTU/h	74 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 3.6 lb/MWh
Turbina nueva, modificada o reconstruida operando con otro combustible distinto al gas natural	> 850 MMBTU/h	42 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 2.3 lb/MWh
Turbina operando a una potencia menor al 75% de su potencia máxima, independiente del tipo de combustible	≤ 30 MW generado	150 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 8.7 lb/MWh
Turbina operando a una potencia menor al 75% de su potencia máxima, independiente del tipo de combustible	> 30 MW generado	96 ppm al 15% O <sub>2</sub> o 4.7 lb/MWh

**La operación a carga parcial de unidades a gas se define en las dos últimas filas de la**

Tabla 12, donde se establecen límites particulares para generadores operando con una potencia menor al 75% de la potencia máxima, independiente del tipo de combustible utilizado. Se observa que el límite de emisiones para unidades operando a carga parcial puede ser hasta 6 veces el límite definido para unidades operando a potencia nominal.

El 40 CFR Part 60, Subpart KKKK, no realiza definiciones para periodos de encendido, parada y falla de centrales. No obstante, los requerimientos para dichos periodos se encuentran en 40 CFR Part 60, Subpart A - *General Provisions*, §60.8(c), donde se excluye las emisiones durante periodos de partida, parada y malfuncionamiento de ser consideradas como un no cumplimiento de los estándares definidos en 40 CFR Part 60, Subpart KKKK<sup>61</sup>.

<sup>60</sup> Factor de conversión de ppm a mg/NM3 para NO<sub>2</sub> es 1,881 (Fuente: Ecuación 64 RE N° 57 / 2013 de la SMA).

<sup>61</sup> Particularmente, se indica: “*Performance tests shall be conducted under such conditions as the Administrator shall specify to the plant operator based on representative performance of the affected facility. The owner or operator shall make available to the Administrator such records as may be necessary to determine the conditions of the performance tests. Operations during periods of startup, shutdown, and malfunction shall not constitute representative conditions for the purpose of a performance test nor shall emissions in excess of the level of the applicable emission limit during periods of startup, shutdown, and malfunction be considered a violation of the applicable emission limit unless otherwise specified in the applicable standard.”*



Adicionalmente, en 40 CFR Part 60, Subpart KKKK, §60.4333, se indica que se debe mantener la unidad de generación, el sistema de control de emisiones, y el sistema de monitoreo de emisiones de una manera consistente con buenas prácticas de control de emisiones para minimizar, en todo momento, emisiones al aire, incluyendo las emisiones durante periodos de partida, parada y falla.

Por su parte, en §60.4340, se indica la forma de demostrar cumplimiento de emisiones de NO<sub>x</sub> en los casos en que no se utiliza inyección de agua o vapor en la unidad de generación. Por una parte, se indica que se debe realizar una prueba de desempeño anual de acuerdo a las definiciones de §60.4400. Si la tasa de emisión es menor o igual al 75% de los límites de emisión definidos para esa turbina, entonces se puede reducir la frecuencia de las siguientes pruebas de performance a una vez cada dos años (no más de 26 meses calendario siguientes al desarrollo de la prueba de performance previa).

Como alternativa para demostrar el cumplimiento de misiones de NO<sub>x</sub> en los casos en que no se utiliza inyección de agua o vapor en la unidad de generación, en §60.4340 se indica que se puede instalar, calibrar, mantener y operar uno de los siguientes sistemas de monitoreo continuo:

- Sistema de monitoreo continuo de emisiones, como se describe en §60.4335(b) y §60.4345.
- Sistema de monitoreo continuo de parámetros de operación de la central.<sup>62</sup>

Las unidades afectas a esta regulación deben monitorear continuamente los parámetros de operación o las emisiones al aire, o determinar periódicamente el contenido de sulfuro en el combustible. Se debe reportar el exceso de emisiones y el periodo en que el sistema de monitoreo está fuera de servicio de acuerdo a las indicaciones de §60.7(c). El exceso de emisiones debe ser reportado en todo el periodo de operación de la central, incluyendo periodos de partida, parada y falla. Para los periodos de partida, parada y falla, el operador de la central debe indicar que el periodo de análisis corresponde a un evento de estas características y no se debe necesariamente a un incumplimiento de los límites estándares de emisión.

---

<sup>62</sup> Respecto al Sistema de monitoreo continuo de parámetros de operación, en §60.4340, se indica:

*“Continuous parameter monitoring as follows:*

*(i) For a diffusion flame turbine without add-on selective catalytic reduction (SCR) controls, you must define parameters indicative of the unit’s NO<sub>x</sub> formation characteristics, and you must monitor these parameters continuously.*

*(ii) For any lean premix stationary combustion turbine, you must continuously monitor the appropriate parameters to determine whether the unit is operating in low-NO<sub>x</sub> mode.*

*(iii) For any turbine that uses SCR to reduce NO<sub>x</sub> emissions, you must continuously monitor appropriate parameters to verify the proper operation of the emission controls. (iv) For affected units that are also regulated under part 75 of this chapter, with state approval you can monitor the NO<sub>x</sub> emission rate using the methodology in appendix E to part 75 of this chapter, or the low mass emissions methodology in § 75.19, the requirements of this paragraph (b) may be met by performing the parametric monitoring described in section 2.3 of part 75 appendix E or in § 75.19(c)(1)(iv)(H).”*

Para el propósito de los reportes requeridos en cumplimiento de §60.7(c), el periodo de exceso de emisiones y el periodo en que el sistema de monitoreo está fuera de servicio se define de acuerdo a las indicaciones de §60.4380, las cuales se indican a continuación:

- Para turbinas que utilizan sistemas de monitoreo continuo de emisiones §60.4380(b):

**Un exceso de emisiones es cualquier periodo de operación de una unidad en que el promedio móvil de 4 horas o 30 días de la tasa de emisión de NO<sub>x</sub> excede el límite de emisión aplicable definido en §60.4380, e indicado en la**

- Tabla 12 de este reporte.

Para los propósitos del *Subpart KKKK*, el promedio móvil de emisiones de NO<sub>x</sub> en 4 horas es el promedio aritmético de las emisiones promedio de NO<sub>x</sub> en ppm o lb/MWh medido por el sistema de monitoreo continuo de emisiones para una hora dada, y el promedio de las emisiones para las tres horas anteriores a la hora de interés. Se debe calcular el promedio móvil si se obtiene una tasa de emisión válida para al menos 3 de las 4 horas en evaluación.

En este contexto, es posible inferir que en términos de unidades que estén operando en modo de operación flexible (ciclaje persistente apagado – prendido – apagado), se obtendría una medición válida sólo cuando la unidad opera continuamente al menos 4 horas, sin contar el periodo de encendido y apagado.

Para los propósitos del *Subpart KKKK*, el promedio móvil de emisiones de NO<sub>x</sub> en 30 días es el promedio aritmético entre la emisión promedio de NO<sub>x</sub> en ppm o lb/MWh medido por el sistema de monitoreo continuo de emisiones para las horas de un día, y el promedio de las emisiones para los veintinueve días anteriores al día de interés. Se debe calcular un nuevo promedio de 30 días en la medida que se cuente con datos válidos para el 75% de los datos horarios de los últimos 30 días.

- Se considera que el sistema de monitoreo está fuera de servicio en el periodo de una hora si uno de los siguientes parámetros ha sido omitido o es inválido durante esa hora: concentración de NO<sub>x</sub>, concentración de CO<sub>2</sub> o O<sub>2</sub>, flujo de combustible, flujo de vapor, temperatura del vapor, presión del vapor, o MW producidos. El flujo de vapor, la temperatura del vapor, y la presión de vapor sólo se requieren en caso de que se utilice esa información con fines de cumplimiento regulatorio.
- Para turbinas utilizando monitoreo de razón agua/combustible o vapor/combustible, se sugiere revisar los requerimientos indicados en §60.4380(a) de la norma.
- Para turbinas que requieren monitorear los parámetros de combustión, o parámetros que permitan documentar una operación adecuada de los sistemas de control de emisiones de NO<sub>x</sub>, se sugiere revisar §60.4380(c) de la norma.

En el proceso de conversión de unidades, particularmente durante las partidas, la EPA indica que se puede limitar la concentración de O<sub>2</sub> a 19% en unidades turbinas a gas. Lo anterior es particularmente importante para reducir los posibles errores en el cálculo de tasas de emisión durante procesos de partida alternativas (40 CFR Part 60, Subpart KKKK, §60.4350) (40 CFR Part 75, Apéndice F).

### **7.2.2.1 Propuesta de Revisión del 40 CFR Part 60, Subpart KKKK**

El 29 de agosto de 2012, la EPA publicó una propuesta de revisión de la norma 40 CFR Part 60, Subpart KKKK<sup>63</sup>, la cual no ha sido finalizada y, al día de hoy, no existe un programa definido para su finalización.

A continuación, se sintetizan aspectos relacionados a la operación flexible de centrales a gas que están dentro del alcance de estudio (Federal Register, Vol. 77, N° 168, 2012, pg. 52558):

- La EPA propuso que el estándar de emisiones de NO<sub>x</sub> incluya las emisiones durante periodos de partida y parada comentando que dichos procesos forman parte de las prácticas de operación regular de las unidades de generación.

**La EPA indica que dado que los periodos de partida y parada representan condiciones de operación de bajo nivel de generación (menos a 75% de potencia máxima), durante las horas que correspondan a dichas condiciones de operación se podría aplicar el estándar de emisiones a carga parcial (**

- Tabla 12). Indica que dicho estándar sería apropiado debido a que está basado en emisiones en condiciones de operación en que la turbina opera con llama de difusión, no con el sistema de Dry Low NO<sub>x</sub>.
- Basado en una revisión de datos de CEMS, la EPA determinó que el hecho de aplicar el estándar de operación de carga parcial no implicaría un periodo de incumplimiento con los estándares de emisión. No obstante, también indica que no fue capaz de determinar si cualquiera de los potenciales excesos en emisiones eran resultado de un mal funcionamiento de los CEMS de NO<sub>x</sub>, del sistema de control de combustión, o simplemente corresponde a un periodo donde se está aplicando el estándar de emisiones en carga parcial vigente, pero las emisiones teóricas de la central son mayores que dicho nivel.
- La EPA indica que espera recibir comentarios respecto si se puede aplicar el criterio particular de estándar de emisiones a carga parcial durante los 30 primeros minutos después de una partida, independiente del nivel de carga del generador. Se indica que implementando este criterio se aumentaría el nivel potencial de cumplimiento.

Bajo esta nueva propuesta, la contabilización de emisiones en “operación normal” (mayor a 75% de la capacidad nominal) no aplicaría al menos hasta que la central esté operando 6 horas de manera continua, es decir, 1 hora para el periodo de partida, 4 horas de operación a carga normal, y 1 hora de detención.

<sup>63</sup> También se revisaba la Subpart GG.

A continuación, se presenta un ejemplo para ilustrar cómo aplicaría esta propuesta de estándar a una turbina de tamaño “mediano” (de acuerdo con la clasificación utilizada en Estados Unidos) que opera durante un periodo de 4 horas principalmente a carga parcial. Durante las horas en que la turbina es operada a una potencia menor al 75% de la potencia base, se aplica el límite de emisiones de 150 ppm.

**Tabla 13: Caso de aplicación de operación de estándar límite de emisiones a carga parcial**

Hora 1 – Proceso de Partida	Límite es 150 ppm (o 96 ppm dependiendo de la unidad)
Hora 2 – Operando a 60% de carga base	Límite es 150 ppm
Hora 3 – Operando sobre 75% de carga base	Límite es 25 ppm
Hora 4 – Proceso de Detención	Límite es 150 ppm
Estándar de emisiones en 4 horas para el cálculo de exceso de emisiones	Límite es 120 ppm al 15% de O <sub>2</sub> (150 + 150 + 25 + 150) / 4

Es importante destacar, sin embargo, que posterior a la publicación de la propuesta de modificación del *Subpart KKKK*, la EPA recibió diversos comentarios que indicaban que su propuesta no era recomendable. Parte de los comentarios se sintetizan a continuación:

- No sería apropiado basar el estándar de emisiones para procesos de partida y parada en el estándar de emisiones definido para carga parcial. Mientras parte una turbina a gas, especialmente una con sistema Dry Low NO<sub>x</sub>, la turbina está en un modo de operación de régimen transitorio. Desde el punto de vista de emisiones, el modo de operación en partidas y paradas es diferente a mantener una operación en régimen a carga parcial; por lo tanto, no sería apropiado aplicar el estándar de emisiones a carga parcial en estos modos de operación transitoria. Si se considera necesario definir límites de emisión en procesos de partida y parada, estos límites deberían estar definidos en función de requerimientos particulares asociados a procesos de partida y parada, y no basados en requerimientos definidos para condición de operación en régimen con nivel de carga parcial. Por lo tanto, un nivel apropiado y representativo de estándar de emisiones durante procesos de partida y parada debería ser definido basado en un rango amplio de turbinas, instalaciones y combustibles, basado en una evaluación precisa de las capacidades del equipamiento (GTA, 2012) (TVA, 2012) (Tampa Electric, 2012) (NEDA CAP, 2012) (SSM Coalition, 2012).
- El proceso de partida y parada de una turbina de ciclo combinado es distinto al de una unidad de ciclo abierto, y considera distintos periodos en donde la turbina a gas se mantiene a carga baja y carga parcial (GTA, 2012) (The Clean Energy Group, 2012) (TVA, 2012) (Tampa Electric, 2012).
- Se indica que la medición de emisiones con CEMS durante periodos de partida y parada no debería ser incluida en el procedimiento de cálculo de exceso de emisiones (promedio de 4 horas y 30 días). Se indica que la precisión de los CEMS depende de la calibración de los CEMS en rangos de operación normal de la turbina. Durante los periodos en que la turbina está en modo de encendido, las emisiones están cambiando rápidamente. Se indica que es esperable que las mediciones en estos periodos sean de precisión limitada. Como alternativa, si las emisiones de partida y parada deben ser incluidas, se indica que se debiera incluir aquellas mediciones donde la turbina a combustión

haya alcanzado su mínimo técnico de operación estable, donde el CEMS haya sido calibrado para cuantificar emisiones de manera precisa (GTA, 2012) (SSM Coalition, 2012).

- Respecto a la consideración de un periodo de 30 minutos en donde se tratarían las emisiones según el estándar de emisiones para carga parcial, se indica que para partidas en frío, donde la unidad ha estado detenida por un periodo extendido y se encuentra a temperatura ambiente, una central de ciclo combinado puede tardar más de 3 horas en entrar en operación a carga nominal. En este contexto, el periodo de 30 minutos sugerido no sería apropiado (GTA, 2012) (TVA, 2012) (Tampa Electric, 2012).

Como se comentó anteriormente, posterior a los comentarios recibidos el año 2012, el proceso de revisión de la norma se detuvo y no existe un cronograma para su finalización.

## 8 DESAFÍOS IDENTIFICADOS

Un contexto esperable de operación de unidades termoeléctricas en los próximos 10 años estará caracterizado por la necesidad de:

- Operar unidades térmicas a carga parcial, a mínimo técnico, para mantener la operación segura del sistema eléctrico. Es deseable que el *turndown* de las centrales<sup>64</sup> sea tan elevado como sea posible; por lo que es esperable que el mínimo técnico y el mínimo nivel de operación con cumplimiento de límites de emisión sea menor al 70% de la potencia máxima de la unidad.
- Operar unidades a carga parcial, para regulación de frecuencia, con el propósito de mantener la operación segura del sistema.
- Operar unidades, particularmente a gas, en modo de ciclaje (partidas y paradas frecuentes) frecuente en función de las necesidades de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico. El ciclo de encendido tendría una duración entre 2 y 14 horas.

En este contexto, es crítico diferenciar los desafíos que se producen durante la operación en régimen (u operación continua) de las centrales térmicas, de aquellos desafíos que emergen producto de la operación intermitente de las centrales; teniendo como objetivo, por una parte, la necesidad de cumplir con una normativa ambiental que esté alineada con la mejor tecnología disponible y mejores prácticas de gestión; y por otra parte, la consideración de que los beneficios ambientales que se produzcan sean justificados de una manera integral.

### 8.1 Desafíos de Flexibilidad en Operación Continua de una Central Térmica

#### 8.1.1 Levantamiento de Mínimo Nivel de Operación con Cumplimiento de Restricciones Ambientales en Centrales Termoeléctricas

Los procedimientos para la determinación de parámetros técnicos como Mínimo Técnico y Tiempo de Partida, definidos en los Anexos de la Norma Técnica, no indican explícitamente la consideración de métricas técnicas de desempeño asociadas a niveles de emisiones que, en un contexto posterior de evaluación de cumplimiento de la normativa ambiental, pueden afectar tanto el resultado de la planificación de la operación como decisiones de operación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

Estas métricas técnicas de desempeño desde el punto de vista de emisiones son tradicionalmente consideradas por los proveedores para evaluar y comparar el desempeño técnico de sistemas de generación termoeléctricos (GE Power Systems, 2000) y (Goldmeer, York, & Glaser, 2017).

En este contexto, y con el fin de unificar procedimientos de certificación, ciertos anexos de la Norma Técnica referencian estándares internacionales que deben considerarse en los aspectos que

---

<sup>64</sup> Turndown: diferencia entre potencia máxima y mínimo técnico.

correspondan; como por ejemplo, se cita el ASME PTC 46: *“Performance Test Code on Overall Plant Performance.”*

El ASME PTC 46, en la Sección 3.4.2.9, indica: *“Durante la prueba, la planta debe ser operada de acuerdo a los límites de emisión definidos en el plan de prueba. Las emisiones deben ser monitoreadas con equipamiento aprobado. El estándar no requiere que una prueba de emisiones sea realizada como parte de la prueba de performance general de la planta. Las emisiones pueden ser monitoreadas con equipamiento de medición de emisiones normales, no necesariamente equipamiento de medición de emisiones utilizados para fines de cumplimiento regulatorio.”*<sup>65</sup> (ASME, 2015)

Por lo tanto, tomando como referencia las indicaciones del ASME PTC 46 y la aplicación práctica de los parámetros técnicos, el hecho de no considerar un límite de emisiones en el plan de pruebas es una opción, que puede producir desafíos al momento de utilizar los parámetros técnicos - que se establezcan como resultado de la prueba - en la operación real de una unidad termoeléctrica.

El desafío planteado anteriormente se produce ya que por una parte el Coordinador Eléctrico Nacional podría instruir una consigna de operación deseada y, por otra, el operador de la central podría definir una limitación no programada derivada del cumplimiento de sus obligaciones ambientales, ya sea derivada del DS N° 13, RCA, u otra exigencia.

Se sugiere revisar el anexo técnico de mínimo técnico de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de manera de:

- Explicitar límites de emisión para plan de pruebas de acuerdo a indicaciones de ASME PTC 46.
- Realizar pruebas con dos objetivos:
  - Definir mínimo técnico sin límite de emisión en plan de pruebas ASME PTC 46, conocido tradicionalmente como Mínimo Técnico.
  - Definir mínimo nivel de operación con cumplimiento de límites de emisión definidas en plan de pruebas ASME PTC 46. Los límites de emisión deben considerar requerimientos definidos en los instrumentos de gestión ambiental que afectan la operación de la unidad.
- Adicionalmente, se sugiere establecer un mínimo nivel de operación sujeto a que la unidad participe en el control primario y/o control secundario de frecuencia. Para control secundario de frecuencia se puede separar la necesidad de regular frecuencia sólo hacia arriba, de la necesidad de regular frecuencia tanto hacia arriba como hacia abajo.

<sup>65</sup> Texto Original ASME PTC 45, Sección 3.4.2.9: *“Throughout the test, the plant shall be operated in accordance with the emissions limits outlined in the test plan. Emissions should be monitored with approved equipment. However this Code does not require that emissions tests be conducted as part of the overall performance test. Emissions can be monitored with normal monitoring equipment, not necessarily compliance testing equipment.”*

En un contexto de operación probable al año 2021 se observó que ciertas centrales a gas operarían un número importante de horas a mínimo técnico. En general el mínimo nivel de operación con cumplimiento de límites de emisión es mayor al mínimo técnico que se podría definir sin considerar restricciones de cumplimiento de DS N° 13. Por lo tanto, el cumplimiento de restricciones ambientales podría disminuir la flexibilidad percibida actualmente para el parque termoeléctrico a gas y aumentar los costos de operación del sistema eléctrico en su conjunto.

### Casos Recientes de Aplicación en Chile

Como parte de las tareas de implementación de los Anexos Técnicos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio ciertas unidades del SING han desarrollado pruebas que han, voluntariamente, sobrepasado los requerimientos mínimos exigidos en el Anexo Técnico<sup>66</sup>. A continuación, se presenta una selección de algunos casos:

#### Caso Angamos

La Central Angamos tiene dos unidades a carbón. La potencia bruta de la Unidad 1 y 2 es 276,9 MW y 281,3 MW respectivamente<sup>67</sup>. El Mínimo Técnico declarado para las dos unidades de Central de Angamos es de 150 MW brutos, lo que representa un 54% y 53% de la potencia bruta de las unidades 1 y 2 respectivamente.

Es importante notar que en el Informe de Verificación del Mínimo Técnico de las Unidades de Angamos se indica que dicho valor no corresponde a un Mínimo Técnico formal con los criterios establecidos en el Anexo Técnico de la Norma Técnica ya que considera una operación de las unidades con los sistemas de control en automático, sin perder la estabilidad de sus parámetros de funcionamiento, garantizando los límites de emisiones ambientales y participando en el control primario de frecuencia CPF.

También se indica que las unidades de carbón operan bajo una curva de corrección del aire la cual es función del Oxígeno (O<sub>2</sub>). Con la unidad en Mínimo Técnico, *“el exceso de oxígeno aumenta provocando un aumento en la corrección del CEMS en chimenea. Mientras menor es la potencia de la unidad mayor es el valor de O<sub>2</sub> en chimenea y mayor es la desviación del particulado, por lo cual se llega a valores cercanos al límite fijado en la normativa ambiental”* (DNV-GL, 2017).

#### Caso Central Kelar

Se ilustra el caso de Central Kelar, cuya potencia bruta se indica en la Tabla 14. En este caso, se indica el mínimo técnico recomendado ante distintas condiciones operacionales: 1) mínimo técnico, tal cual especifica el Anexo de la Norma Técnica (sin consideraciones relativas al cumplimiento de emisiones o la activación del modo de regulación de frecuencia); 2) mínimo técnico para operación en modo de

<sup>66</sup> El listado de pruebas publicadas se encuentra en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional: [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_coord\\_elec.sp\\_pagina?p\\_id=6002](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=6002) (accedido en octubre, 2017).

<sup>67</sup> Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (noviembre 2017).



regulación de frecuencia; y 3) mínima carga para el cumplimiento de norma de emisiones (Samsung Engineering, 2016).

En el informe se indica que: *“para la turbina de gas operando con gas natural, el rango de carga para el cual se garantiza el cumplimiento de emisiones varía entre 45% y carga base; siendo 81 MW el valor de potencia activa equivalente al mínimo de carga para verificar el cumplimiento de emisiones. Los niveles de emisiones se garantizan bajo condiciones de temperatura nominal en el rango de 9,9 a 27,8 °C, para composiciones y parámetros específicos del combustible gas natural... En el rango de carga relativa de 45% a 50% los valores garantizados de emisión de NO<sub>x</sub> están sujetos a la operación del sistema anti-hielo.”*

Para el caso del mínimo técnico con regulación de frecuencia, se indica que *“un margen de 15 MW por sobre el valor de mínimo técnico podría resultar apropiado para compensar en forma efectiva condiciones de sobre-frecuencia cuando la unidad opera cercana al valor de Mínimo Técnico.”*

**Tabla 14: Configuraciones operacionales para el ciclo combinado Kelar con combustible gas natural (Samsung Engineering, 2016)**

Configuración	Potencia Bruta (MW)
TG1(2)	181,0
TG1 + TG2	362,1
TG1(2) + 0,5TV	269,6
TG1 + TG2 + 0,5TV	538,3

**Tabla 15: Resumen de valores de mínimo técnico y otros parámetros de mínima carga de interés. Configuraciones de ciclo simple y ciclo combinado con combustible gas natural (Samsung Engineering, 2016)**

Condición Operacional	Configuración	Información Técnica (MW-Bruto)	Ensayos (MW-Bruto)	Recomendado (MW-Bruto)
Mínimo Técnico	TG1(2)	6	6	6
	TG1 + TG2	12	12	12
	TG1(2) + 0,5TV	129	118	118
	TG1 + TG2 + 0,5TV	264	252	252
Regulación de frecuencia	TG1(2)	6	6	20
	TG1 + TG2	12	12	40
	TG1(2) + 0,5TV	153	145	145
	TG1 + TG2 + 0,5TV	308	290	290
Cumplimiento de emisiones	TG1(2)	81	60	81
	TG1 + TG2	162	120	162
	TG1(2) + 0,5TV	135	118	135
	TG1 + TG2 + 0,5TV	272	252	272

### Caso CTM 3

La Central CTM 3 tiene una potencia máxima bruta de 225,8 MW operando con gas natural. El Informe de Mínimo Técnico de la Unidad CTM 3 Operando con Gas Natural desarrollado en marzo de 2017 indica que se realizaron pruebas con el objeto de analizar la factibilidad técnica asociada a la reducción del mínimo técnico a un valor que permita a la unidad operar de manera estable, continua y segura

cumpliendo tanto las especificaciones dadas por el fabricante como con los requerimientos del Coordinador Eléctrico Nacional.

El informe indica que se justifica la factibilidad técnica de reducir el mínimo técnico de la unidad de 160 MW a 115 MW operando con gas natural (Engie, 2017). Particularmente, se indica:

*“Se observó un periodo de inestabilidad cuando la reducción paulatina de carga hizo que la potencia de la unidad descendiera alcanzando un mínimo de 101 MW, bajando la temperatura de los gases de escape en el difusor de la turbina de gas hasta un mínimo de 466°C (Normalmente 568°C @ Pmax) lo que ocasionó el cambio en el modo de combustión de Premix a Difusión, situación que ocurre cuando dicha temperatura baja de los 480°C.*

*El cambio en el modo de combustión ocasionó un incremento súbito de los NOx desde 24 mg/Nm<sup>3</sup> hasta un máximo de 155 mg/Nm<sup>3</sup> en 4 minutos, lo que equivale a poco más de 3 veces el límite establecido en la Norma de Emisiones actualmente vigente (50 mg/Nm<sup>3</sup>), cumpliendo nuevamente con este límite 2 minutos después luego de cambiar nuevamente a modo Premix cuando la temperatura de los gases era de 489,01°C.*

*Según lo indicado en el manual del fabricante y debido a la necesidad de mantener una llama estable, el cambio de Difusión a Premix se realiza aproximadamente al 50% de la potencia máxima (225,88 MW actualmente vigente) consiguiéndose emisiones de NOx y CO bajas...”*

#### Caso U16

La U16 tiene una potencia máxima bruta de 361,1 MW utilizando gas natural. El Informe de Pruebas de Mínimo Técnico de la Unidad U16 realizado el año 2014 indica que “de acuerdo a las pruebas y modificación en el sistema de control, en lo que respecta al modo de respuesta en frecuencia realizadas durante abril 2014, se concluye que la unidad puede trabajar a cargas menores del actual mínimo técnico 178 MW, hasta un valor de 145 MW en ciclo combinado” (E-CL, 2014).

Por su parte, el reporte “Información de parámetros de la Unidad U16 según Anexo Técnico: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” indica que el mínimo técnico de la Central U16 es 124 MW, lo que representa un 35% de la potencia nominal de la central (Engie, 2016).

No obstante, de acuerdo a lo ilustrado en la Tabla 2, durante la operación efectiva se ha declarado al Coordinador Eléctrico Nacional un mínimo técnico provisorio entre 145-170 MW por alta emisión de NOx, según IRO N° 13317, 13442, 13472, 13501, 13502, 13505.

La Figura 31 ilustra el desafío de cumplimiento de norma de emisiones de NOx en horas de operación en régimen cuando la unidad está en mínimo técnico (124 MW).

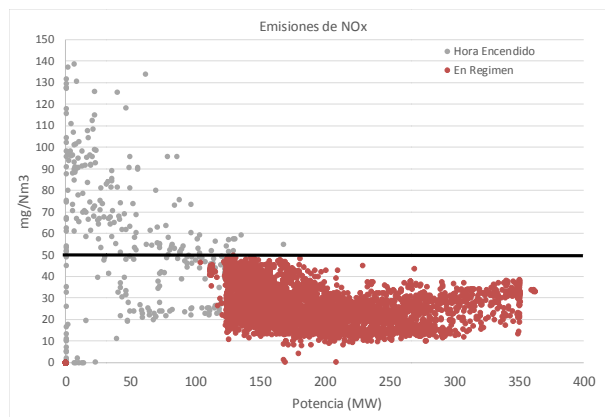


Figura 31: Emisiones de NOx reportadas en 2016 (Fuente: SMA)

### 8.1.2 Definición de un Límite de Emisión Diferenciado para Unidades a Gas Operando con Carga Parcial

El DS N° 13 establece un límite de emisiones de NO<sub>x</sub> para unidades operando con gas natural que es independiente del nivel de carga de la central. En la Comunidad Europea, la Directiva 2010/75/UE establece límites de emisión para unidades a gas operando con carga superior a 70%. Por su parte, en Estados Unidos, la 40 CFR Part 60, Subpart KKKK, define un estándar de emisiones para turbinas operando con carga parcial (a una potencia menor al 75% de su potencia máxima), independiente del tipo de combustible. La definición de este nivel de nivel particular de emisión se justifica basado en emisiones en condiciones de operación en que la turbina opera con llama de difusión, no con el sistema de Dry Low NO<sub>x</sub>.

En Chile, basado en el desempeño de sistemas Dry Low NO<sub>x</sub> instalados, se podría considerar un nivel límite de emisiones diferenciado para unidades de gas que operen con un nivel de carga inferior a 50% de la potencia nominal aproximadamente; factor que, en caso de ser reducido bajo el 50%, debería ser evaluado en función de las alternativas de adaptación de las centrales CCGT ya instaladas y el desempeño probado de sistemas Dry Low NO<sub>x</sub> que eventualmente tengan un rango de operación más amplio.

Otra alternativa para reducir las emisiones atmosféricas de NO<sub>x</sub> procedentes de la combustión de gas natural en turbinas consiste en utilizar sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR). Para el contexto europeo se identificó que su aplicabilidad no es factible a las instalaciones de combustión que funcionen menos de 500 horas por año; ni para instalaciones de combustión existentes menores a 100 MW<sub>th</sub>. La modernización de instalaciones existentes puede verse limitada por razones de espacio. Además, puede haber restricciones técnicas y económicas para la modernización de unidades que funcionen entre 500 y 1500 horas por año (UE 2017/1442, MTD 42, pg. 52 - 53). Antes de hacer un juicio de su factibilidad en Chile, su aplicación debería ser evaluada caso a caso.

#### Caso Desempeño de Quemadores Low-NOx

La Figura 32 ilustra el desempeño de distintos sistemas de control de emisiones para turbinas a gas. Se observa que los sistemas ilustrados controlan efectivamente emisiones de NO<sub>x</sub> desde el 50% de la carga de la turbina hasta potencia nominal, cuando la unidad se encuentra en modo de operación premix; bajo el 50% de la carga nominal las emisiones de NO<sub>x</sub> aumentan considerablemente. Dos de los sistemas presentados pueden ser efectivos en un rango mayor de operación, por ejemplo, el Sistema DLN-2.6, operando en modo 5Q (GE Power Systems, 2000), En algunos casos se cuenta con evidencia de sistemas que permiten controlar los niveles de NO<sub>x</sub> y CO bajo las 9 ppm para un nivel de 40% de la potencia nominal de la máquina; pudiendo llegar incluso a 35% (Goldmeier, York, & Glaser, 2017)<sup>68</sup>.

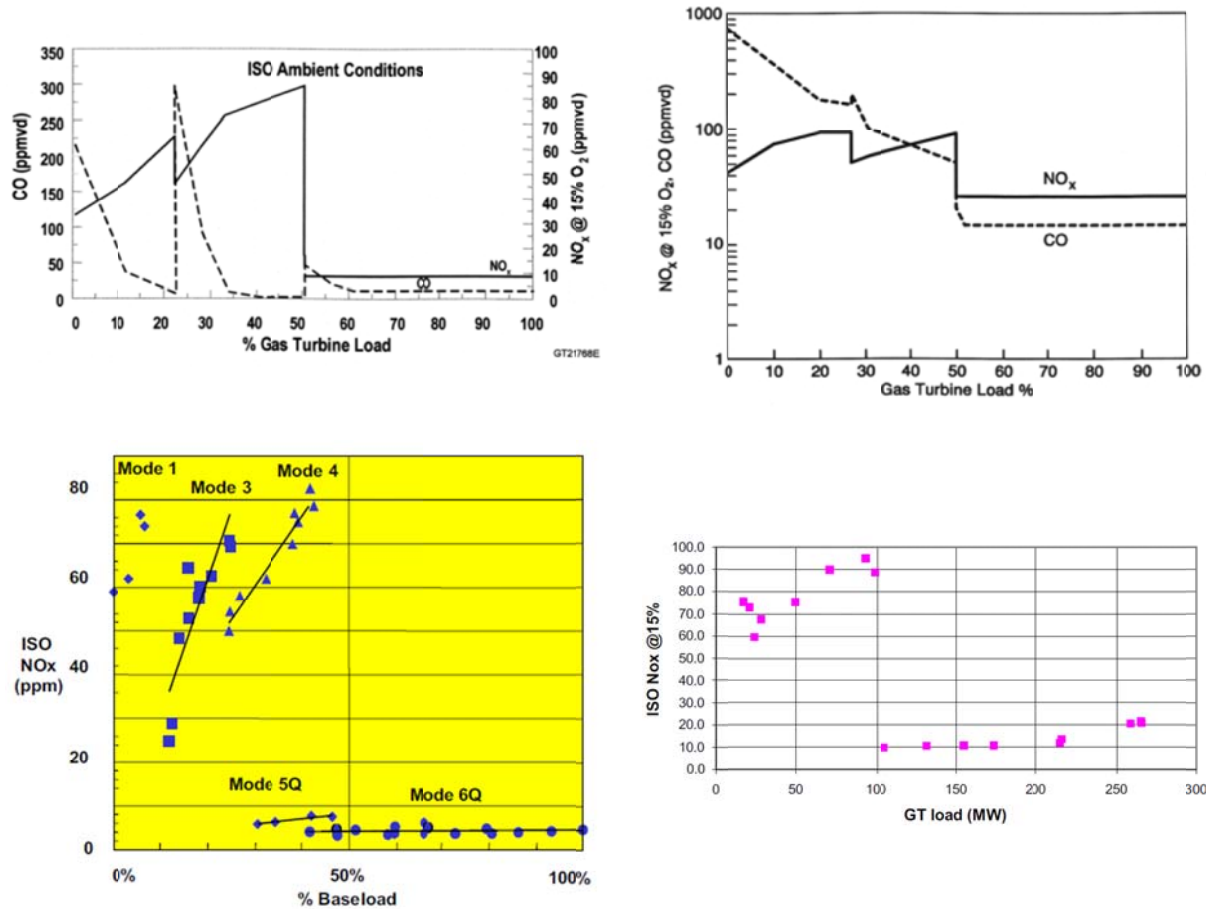


Figura 32: Emisiones de NO<sub>x</sub> (a 15% O<sub>2</sub>) en función del nivel de carga de una turbina a gas para distintos tipos de sistemas de combustión: DLN-1 (imagen superior izquierda), DLN-2 (imagen superior derecha), DLN-2.6 (imagen inferior izquierda), y DLN-2+ (imagen inferior derecha). Fuente: GE Power Systems (GE Power Systems, 2000).

Como se ilustra en la Figura 32 (imagen superior derecha), bajo el 50% de la carga nominal las emisiones de CO también pueden aumentar considerablemente.

<sup>68</sup> En el reporte citado se indica que estos valores no corresponden a performance garantizados.

### 8.1.3 Definición Condición de No Cumplimiento Durante Horas de Operación en Régimen

En Chile, para el caso de la norma de emisión de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se debe determinar el promedio horario de cada hora de funcionamiento. El promedio horario obtenido en cada hora de funcionamiento debe compararse con el límite de emisión aplicable y determinar para cada hora de funcionamiento si es una hora de conformidad o de inconformidad.

Como se indicó en la Sección 7.1, en la Comunidad Europea se utiliza un criterio estadístico distinto. Particularmente, se considera el cumplimiento de los valores límites de emisión si la evaluación de los resultados de las medidas en continuo indica, para las horas de funcionamiento de un año, que se han cumplido las siguientes condiciones (Anexo V, Parte 4 de la Directiva 2010/75/UE):

- Ningún **valor medio mensual** validado supera los valores límites de emisión definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.
- Ningún **valor medio diario**<sup>69</sup> validado supera el 110% de los valores límite de emisión definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.
- El 95% de todos los **valores medios horarios**<sup>70</sup> validados del año no supera el 200% de los valores límite de emisión pertinentes definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.

Por su parte, de acuerdo a lo indicado en la Sección 7.2, para turbinas que utilizan sistemas de monitoreo continuo de emisiones, en Estados Unidos se define un exceso de emisiones a cualquier periodo en que el promedio móvil de 4 horas o 30 días de la tasa de emisión de NO<sub>x</sub> excede el límite de emisión aplicable definido en §60.4380.

Se sugiere evaluar la definición de un criterio estadístico que, sin relajar el límite de emisiones en un periodo de 30 días de funcionamiento, permita a las unidades a gas ciertas holguras que den cuenta de una operación flexible.

#### Caso de Unidades Térmicas que Participan en Regulación de Frecuencia

En unidades térmicas que participan en regulación de frecuencia, variaciones en la potencia provocan variaciones en el nivel de emisiones. Por ejemplo, dependiendo del sistema de control de emisiones, en

---

<sup>69</sup> Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua (UE 2017/1442).

<sup>70</sup> El valor medio durante el período de muestreo corresponde al valor medio de tres mediciones consecutivas de al menos 30 minutos cada una (UE 2017/1442).

unidades a gas una operación a menor potencia podría producir mayores emisiones de NO<sub>x</sub>, sobre todo si la unidad está funcionando en un nivel cercano al mínimo técnico<sup>71</sup>.

Por ejemplo, la Central Kelar comenzó a operar el año 2016. El Informe Técnico I de verificación de mínimo técnico de Central Kelar indica:

*“La turbina de gas GT13E2 incorpora una cámara de combustión anular con quemadores secos tipo AEV para baja emisión de NO<sub>x</sub>...*

*Al nivel de potencia de 50 MW se activó el modo Regulación de la Frecuencia, con el fin de evaluar el efecto de la respuesta del control carga/frecuencia sobre el comportamiento de las emisiones de NO<sub>x</sub>. Las variaciones lentas y rápidas de la frecuencia de la red introducen cambios relevantes en la potencia de salida de la turbina de gas, la cual fluctúa en torno a +/-15MW alrededor de la consigna de carga... Cabe señalar que la potencia podría enfrentar cambios más significativos si la magnitud de la variación de la frecuencia es mayor que la observada durante las pruebas de campo, y por lo tanto el nivel de emisiones de NO<sub>x</sub> también variará en forma más significativa.”*

#### 8.1.4 Definición del Rango de Validación de los Equipos de Control de Emisiones

El Protocolo de Validación de los CEMS, particularmente en el Ensayo de Exactitud Relativa, indica que se debe seleccionar el rango de medición de manera que la mayoría de las lecturas (>50%) obtenidas durante el Funcionamiento Normal de la Fuente se mantengan entre un rango de 20 y 80 por ciento del valor de Span. El concepto de Funcionamiento Normal de la Fuente también se repite en la definición de otros requerimientos.

Dado que en los Considerandos de la RE N° 57, particularmente el Considerando 4°, se tiene como referencia la necesidad de certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de acuerdo con lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la EPA; es importante establecer una mayor estandarización entre ciertos conceptos utilizados en la RE N° 57 / 2013 de la SMA, y los conceptos definidos en US EPA 40 CRF Part 75.

Por ejemplo, la Sección 6.5.2.1 de la norma US EPA 40 CRF Part 75 indica que, para establecer el concepto de Funcionamiento Normal de la Fuente, se debe:

1.- Definir 3 niveles de operación para la central termoeléctrica (no peak):

- Bajo: el primer 30% del rango de operación<sup>72</sup>
- Medio: entre el 30 y 60 por ciento del rango de operación

<sup>71</sup> Comparado con un sistema de reducción catalítica selectiva (SCR), los quemadores de bajo NO<sub>x</sub> son más sensibles a los cambios operacionales en la combustión de gas.

<sup>72</sup> Rango de operación medido en el intervalo entre la potencia máxima y potencia de mínimo técnico. Por ejemplo, Si la unidad es de 200 MW y tiene un mínimo técnico de 100 MW, el rango de operación es 100 MW y el Nivel Bajo de operación sería entre 100 y 130 MW.

- Alto: entre el 60 y 100 por ciento del rango de operación

2.- Realizar el siguiente procedimiento para identificar el rango normal de operación: Primero se identifica, para los últimos 4 trimestres, el número de horas que la unidad opera en cada rango de operación (bajo, medio y alto). El rango normal de operación para unidades no peak se define como aquel nivel de operación más utilizado en los últimos cuatro trimestres.

En el Anexo V de este reporte se presentan los detalles de la definición que la EPA realiza al concepto de Funcionamiento Normal de la Fuente.

Luego, para el caso de centrales que operan de manera persistente a mínimo técnico, como el ilustrado en la Figura 33 y esperable en el contexto chileno, se tendría que las pruebas deben ser realizadas a potencia nominal, lo que no considera el nivel de operación a mínimo técnico.

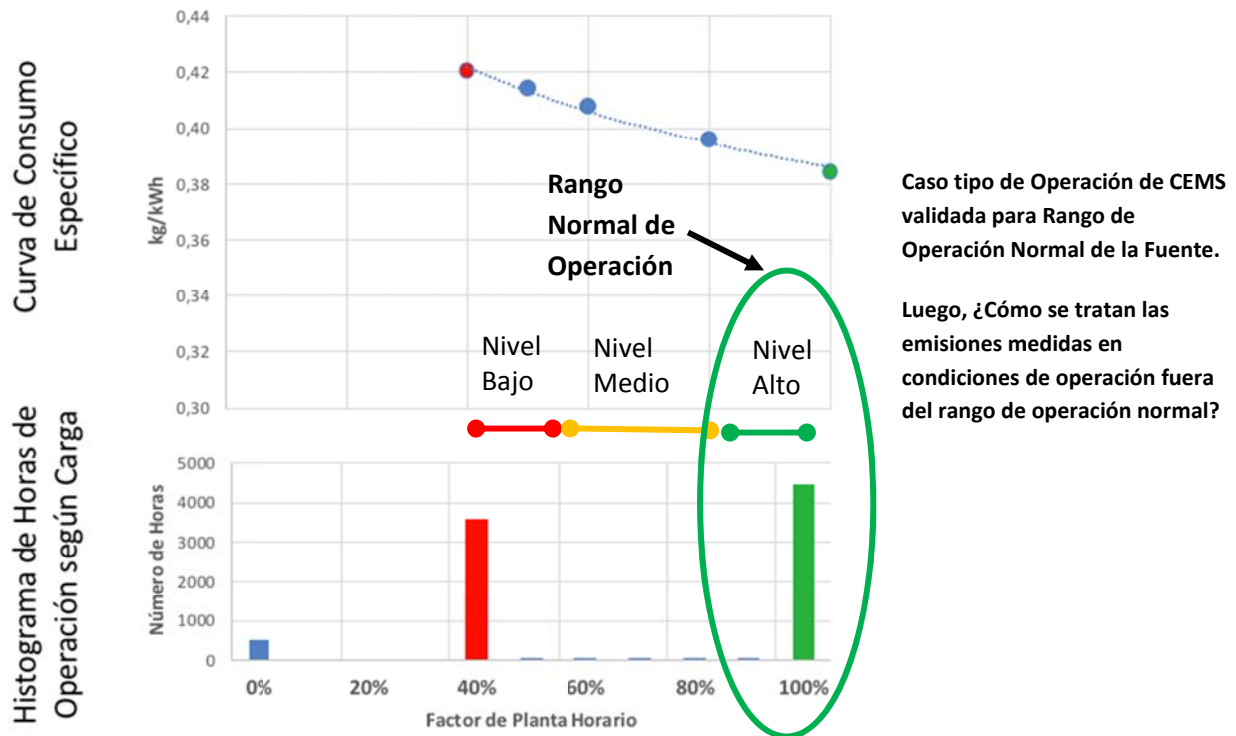


Figura 33: Rango de operación para central térmica a carbón (en periodo de un año) en con ciclaje persistente en Chile (Fuente: Elaboración propia)

La EPA también indica que para unidades *peaking*, la designación de rango de operación normal no es necesaria y todo el rango de operación debiera ser considerado como normal.

Para unidades que operan persistentemente en modo de ciclaje entre mínimo técnico y potencia nominal, donde el número de horas de operación a mínimo técnico es significativo y comparable al número de horas de operación a potencia nominal, es deseable realizar los ensayos de validación basado en requerimientos para todo el rango de operación (entre mínimo técnico y potencia nominal), o en los niveles extremos (mínimo técnico y potencia nominal). Lo indicado anteriormente, es

particularmente relevante para aquellas unidades que actualmente tienen un mínimo técnico menor al 50% de la carga máxima de la central (por ejemplo, Kelar, U16, Guacolda, entre otras<sup>73</sup>).

### **8.1.5 Definición de Requerimiento de Límites de Emisiones en Caso de Condiciones Particulares de Operación**

Es deseable definir las condiciones de aplicación de una norma de emisión en el caso que una o más unidades termoeléctricas no estén inyectando energía al sistema eléctrico, pero la unidad si este operando o sea este quemando combustible.

La regulación de la Comunidad Europea, Directiva 2010/75/UE, indica que para efectos del cálculo de los valores medios de emisión no se consideran los valores medidos durante periodos de partida y parada de las unidades. De manera complementaria, en la Decisión 2012/249/UE se indica que los períodos durante los cuales una instalación de combustión, tras el arranque, funciona de forma estable y segura, con suministro de combustible, aunque sin exportar calor, electricidad ni energía mecánica, no se incluirán en los períodos de arranque y parada (Artículo 3).

Adicionalmente, es importante revisar y establecer consideraciones particulares de verificación del nivel de cumplimiento en caso que dos unidades compartan una chimenea común, sobre todo en caso en que las unidades no parten simultáneamente, es decir, aquellas condiciones de operación donde una unidad está operando en régimen y la otra está en modo de partida.

## **8.2 Desafíos de Flexibilidad en Operación Intermitente de una Central Térmica**

### **8.2.1 Definición de Horas de Funcionamiento con Fines de Evaluación de Cumplimiento de Estándar de Emisiones**

El DS N° 13 y la Circular IN AD N° 1 / 2015 definen horas de funcionamiento como el periodo de tiempo en el cual la unidad quema combustible e incluye las horas de encendido, horas de operación en régimen y horas de apagado. El periodo de encendido finaliza cuando la central alcanza su mínimo técnico.

---

<sup>73</sup> Para el caso de las centrales indicadas se tiene:

- Kelar: Potencia Máxima Bruta 532,46 MW; Mínimo Técnico: 252 MW (Informe Implementación de Norma Técnica)
- U16: Potencia Máxima Bruta 361,1 MW; Mínimo Técnico: 145 MW (Informe Implementación de Norma Técnica)
- Guacolda 3: Potencia Neta 137,7 MW (Fuente iPLP julio 2017); Mínimo Técnico: 38 MW (Informe Implementación de Norma Técnica)
- Guacolda 2: Potencia Neta 139,3 MW (Fuente iPLP julio 2017); Mínimo Técnico: 50 MW (Informe Implementación de Norma Técnica). Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.



La normativa de la Comunidad Europea define horas de funcionamiento como el tiempo, expresado en horas, durante el que una instalación de combustión, en su conjunto o en parte, funciona y expulsa emisiones a la atmósfera, excepto los períodos de arranque y de parada (2010/75/UE) (UE 2017/1442).

La normativa en Estados Unidos, en Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, y 40 CFR Part 60, Subpart KKKK (2006), también se optó por excluir los periodos de partida y detención del periodo de evaluación del cumplimiento de límite de emisiones.

Es importante notar que la regulación en Chile y Europa define los bordes para el término de una partida de la misma forma, esto es, cuando la unidad de generación llega a mínimo técnico. En Estados Unidos, sin embargo, para centrales térmicas a carbón se utiliza un criterio distinto, y se tiene la opción de que el proceso de encendido finalice cuatro (4) horas después que la unidad de generación produce electricidad que es vendida o utilizada para cualquier fin (incluyendo uso interno), o cuatro (4) horas después que la central produce energía térmica utilizable en procesos industriales de cualquier naturaleza, lo que ocurra primero (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, §63.10042).

La definición realizada en Estados Unidos se debe a que:

- La forma general de definir el proceso de partida de una central termoeléctrica a carbón, particularmente el fin de una partida, no permitía suficiente tiempo para que los equipos de control de emisiones fueran efectivos. Los comentarios que recibió la EPA el 2012 indicaron que el proceso de partida no finalizaba en el instante en que la central es capaz de generar electricidad o producir vapor útil, como propuso la EPA inicialmente (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781).
- En Estados Unidos, las pruebas y procedimientos de medición continua de emisiones han sido validados basados en operación en régimen cuando el equipamiento y los sistemas de control de emisiones alcanzan sus condiciones nominales (o normales) de operación (US EPA, 2013), (US EPA, 2013b), (US EPA, 2013c, pág. 174), (US EPA, 2013d, págs. 91, 107, 118), (US EPA, 2014, págs. 39, 48, 69, 73, 78, 88, 127 y 161), (US EPA, 2014b), (GTA, 2012) y (SSM Coalition, 2012).
- La EPA indicó que las metodologías de medición de contaminantes al aire<sup>74</sup> no son capaces de medir de manera precisa las emisiones de contaminantes durante los procesos de partida (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781).

Para centrales a gas natural, en Estados Unidos se ha observado la necesidad de diferenciar el proceso de partida y parada de una turbina de ciclo combinado del proceso de partida de una unidad de ciclo abierto, ya que en el primer caso se consideran distintos periodos en donde la turbina a gas se mantiene a carga baja y carga parcial (GTA, 2012) (The Clean Energy Group, 2012) (TVA, 2012) (Tampa Electric, 2012).

---

<sup>74</sup> HAP (*hazardous air pollutant*)

El enfoque europeo si bien no considera un tiempo para que los equipos de control de emisiones logren un estado de operación estable (posterior al mínimo técnico de la central), sí considera flexibilidad en los límites de cumplimiento de corto plazo al establecer intervalos de confianza y niveles de cumplimiento distintos para el valor medio horario, valor medio diario y valor medio mensual.

Como se ha mencionado anteriormente, en un contexto de alta penetración de energía renovable variable, las centrales termoeléctricas a gas podrían ser sometidas a un régimen exigente desde el punto de vista del número de partidas y detenciones por año. En este contexto, un escenario probable es que algunas centrales operen en promedio entre 2 y 16 horas (promedio 8 horas) de manera frecuente. Este modo de operación también es esperable en un contexto de mayor costo a emisiones de CO<sub>2</sub> (posiblemente incorporado en el costo variable de generación) con fines de reducir emisiones de CO<sub>2</sub> de centrales termoeléctricas a carbón.

No obstante, bajo la definición vigente del DS N° 13, en escenarios de operación con partidas y paradas frecuentes se tiene una alta posibilidad de no satisfacer el porcentaje de cumplimiento exigido en el DS N° 13 para emisiones de NO<sub>x</sub> dado que bajo los diseños de centrales operativas en Chile y las prácticas actuales de operación se requeriría de un periodo de hasta 6 horas<sup>75</sup> para lograr controlar emisiones de NO<sub>x</sub> efectivamente bajo el límite definido en el DS N° 13. Lo que podría implicar un porcentaje de incumplimiento entre 6% y 75%, que es difícil de anticipar<sup>76</sup>.

Teniendo en cuenta que el criterio de evaluación de emisiones durante procesos de partida vigente en Chile es más exigente que el enfoque europeo y americano, se sugiere revisar el criterio de cumplimiento de estándar de emisiones durante procesos de partida y parada, no sólo desde el punto de vista de indicar si los periodos de partida y parada son incluidos dentro del periodo de evaluación, sino también desde el punto de vista del criterio para definir el término de una partida y el criterio estadístico utilizado para evaluar el cumplimiento de límites de emisión (promedio horario sin holguras, promedio horario con holguras, promedio cada 4 horas, promedio diario con holguras, promedio 30 días sin holguras, porcentaje de cumplimiento anual).

### 8.2.2 Contabilización de Emisiones Durante Periodos de Partida

Los valores límites de emisión indicados en el DS N° 13 están definidos en condiciones normales (25 °C y 1 atmósfera). En caso de calderas con combustibles sólidos los valores reportados se deben corregir a 6% de oxígeno (O<sub>2</sub>) en base seca.

Durante procesos de partida se utiliza un exceso de aire para iniciar la combustión. La medición de gases se realiza en términos de concentración (ppm), que posteriormente es convertida a tasas de emisión

<sup>75</sup> Considerando los antecedentes presentados en la Sección 6. Se recomienda verificar este valor con un análisis de las emisiones durante partidas efectuadas en el periodo 2017.

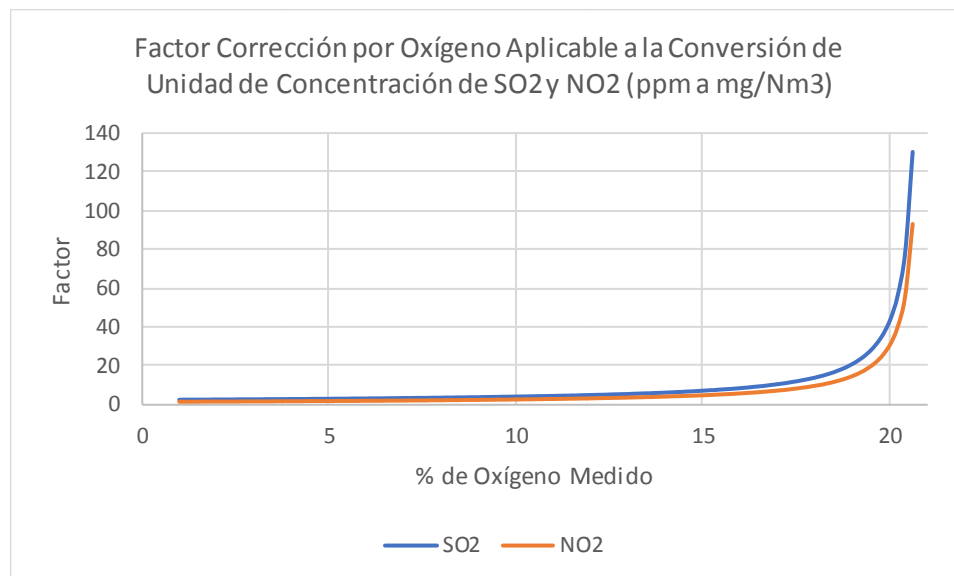
<sup>76</sup> Se estima 6% cuando se tiene 1 hora de incumplimiento durante la partida y la central opera por 16 horas (caso optimista desde el punto de vista de emisiones). Podría ser 12,5% en caso de que la central tenga un incumplimiento de 1 hora y opere por 8 horas. Podría ser 75% en caso de que la central opere por 8 horas y tenga un incumplimiento por un periodo de encendido de 6 horas.

(mg/Nm<sup>3</sup>). La conversión se realiza mediante el uso de un factor, indicado en el Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones Termoeléctricas, Sección 7.4. Este factor también se indica en el Apéndice F de 40 CFR Part 75 de la US EPA (US EPA, 2013c). El factor se ilustra a continuación:

Parámetro	Factor para convertir de ppm a mg/Nm <sup>3</sup>
<b>SO<sub>2</sub></b>	2,617
<b>NO<sub>2</sub></b>	1,881

$$ppm(\text{corregido}) = ppm(\text{no corregido}) * \frac{20,9 - \text{Std } O_2 \%}{20,9 - \%O_{2(\text{seco})\text{medido}}}$$

Es probable que se generen errores en la lectura de O<sub>2</sub> debido a diversos factores. La relación entre el factor de conversión mencionado anteriormente y el porcentaje de O<sub>2</sub> se muestra en la siguiente figura para el caso de calderas que operan con combustibles sólidos. Para altas concentraciones de O<sub>2</sub> la pendiente de la curva es alta, por lo cual pequeños errores en la medición de O<sub>2</sub> podrían producir errores significativos en el cálculo de las tasas de emisión.



**Figura 34: Factor conversión ppm a mg/Nm<sup>3</sup> para calderas con combustibles sólidos**

A modo de ejemplo, la siguiente figura ilustra el % de O<sub>2</sub> reportado para una central a carbón y gas en Chile. Se clasifican los datos de acuerdo a mediciones realizadas durante horas de encendido y mediciones realizadas durante horas de operación en régimen. Se observa que durante el proceso de partida el porcentaje de O<sub>2</sub> puede superar el 20%. En el Anexo IV se complementa la información presentada con la caracterización de casos de otras centrales en Chile.

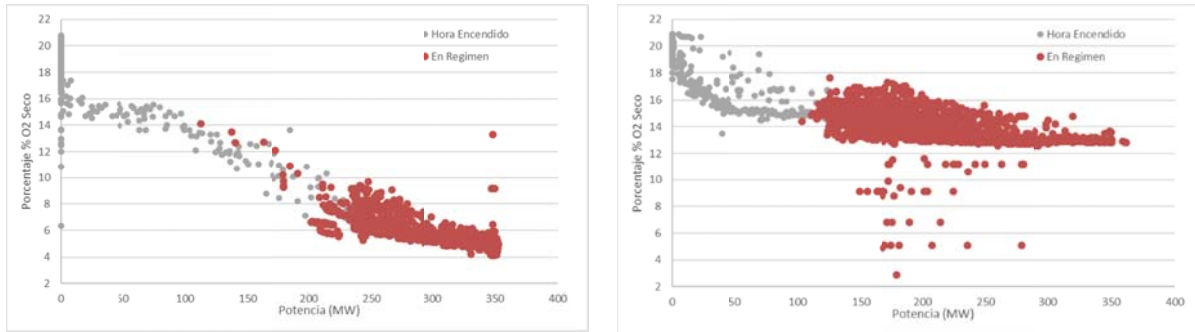


Figura 35: Caracterización de mediciones de concentración de O<sub>2</sub> en una central a carbón (imagen izquierda) y CCGT

La US EPA indica que en el proceso de conversión de unidades se puede limitar la concentración de O<sub>2</sub> a 14% en calderas y 19% en turbinas a gas. Lo anterior es particularmente importante para reducir los posibles errores en el cálculo de tasas de emisión durante procesos de partida (40 CFR Part 75, Apéndice F) (40 CFR Part 60, Subpart KKKK, §60.4350) (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68789, §63.10007).

Se sugiere revisar si este criterio es aplicado en proceso de verificación de cumplimiento del DS N° 13.

### 8.3 Desafíos de Flexibilidad en Operación en Régimen e Intermitente

El porcentaje de no cumplimiento (5%) para material particulado y dióxido de azufre en horas de partida, parada o falla está en línea con los requerimientos planteados por el Banco Mundial en el documento *“Pollution Prevention and Abatement Handbook – Thermal Power: Guidelines for New Plants”* (The World Bank Group, 1998).

No obstante, en el mismo documento el Banco Mundial establece que para unidades *peaking*, donde el modo de partida se espera que sea mayor que el 5% de las horas de operación al año, un mayor porcentaje de no cumplimiento podría ser justificado en la evaluación ambiental teniendo en cuenta el impacto de la operación de la fuente en la calidad del aire<sup>77, 78</sup>.

El porcentaje indicado anteriormente también está en línea con los requerimientos definidos en el *“Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants”*, Tabla 6 (The World Bank Group, 2008), donde se definen límites cuyo objetivo primario de aplicación se focaliza en centrales nuevas. Para el caso de calderas, los límites de emisión se diferencian dependiendo si el proyecto se desarrolla en una zona con calidad de aire degradado o en una zona sin calidad de aire no degradado<sup>79</sup>. Los límites aplican a instalaciones que operan más de 500 horas al año; no se definen consideraciones especiales para unidades *peaking*.

<sup>77</sup> Particularmente se indica: *“For peaking units where the start-up mode is expected to be longer than 5% of the annual operating hours, exceedance should be justified by the EA with regard to air quality impacts.”*

<sup>78</sup> El documento no contiene una definición de “peaking unit”.

<sup>79</sup> En el documento se define NDA (non-degraded airshed) y DA (degraded airshed).

Se podría inferir que en ambos documentos citados anteriormente, se pueden definir consideraciones especiales en función de la calidad de aire presente en el emplazamiento del proyecto y su área de influencia.

En la normativa vigente en Chile sólo se hace referencia a unidad *peak* en el Anexo I de la RE N° 57 / 2013 de la SMA, donde se define a unidad *peak* como aquella que cumple con la definición de unidad a gas o dual Petróleo – Gas y que tiene: (i) un factor de capacidad promedio de no más de 10% durante los últimos tres años anteriores y (ii) un factor de capacidad de no más de 20% en cada uno de esos tres años. Esta definición está basada en lo indicado por la US EPA en 40 CFR Part 72 – Permit Regulation, Sección 72.2 (US EPA, 2000).

En un contexto de alta penetración de energía renovable variable, es crítico tener en consideración que los modos de operación de las centrales termoeléctricas están cambiando. Las fechas de definición de la normativa vigente tanto en Europa como Estados Unidos permiten inferir que la definición su normativa no tuvo en consideración requerimientos de operación en un contexto de alta penetración de energía renovable variable. No obstante, es posible inferir requerimientos que siguen siendo válidos en ese contexto.

Teniendo en cuenta que el criterio de evaluación de emisiones durante procesos de partida vigente en Chile es más exigente que el enfoque europeo y americano, se sugiere revisar el criterio de cumplimiento de estándar de emisiones durante procesos de partida y parada en Chile, no sólo desde el punto de vista de indicar si los periodos de partida y parada son incluidos dentro del periodo de evaluación, sino también desde el punto de vista del criterio para definir el término de una partida y el criterio estadístico utilizado para evaluar el cumplimiento de límites de emisión (promedio horario sin holguras, promedio horario con holguras, promedio cada 4 horas, promedio diario con holguras, promedio 30 días sin holguras, porcentaje de cumplimiento anual).

#### **8.4 Sobre la Presentación de Antecedentes en RCA de Nuevos Proyectos**

Cuando se realice la evaluación de impacto ambiental de nuevos proyectos, es deseable proporcionar niveles de emisión (mg/Nm<sup>3</sup> y kg/hora) en distintas condiciones de operación, como por ejemplo:

- 100% de potencia de despacho (potencia nominal).
- 80% de la potencia de despacho (u otro nivel representativo de carga parcial).
- Mínimo nivel de operación con cumplimiento de límites de emisión.
- Mínimo técnico
- Proceso de Partida / Parada

Se debe indicar las condiciones bajo las cuales se han evaluado las emisiones proyectadas teniendo como base las condiciones normalizadas definidas en el DS 13.

Es crítico tener en consideración que es muy difícil anticipar el número de partidas que una unidad tendrá en un periodo de un año.

## 8.5 Aplicación del Estándar de Emisiones Definido para Centrales Nuevas a Centrales Existentes

Sobre la base de los resultados obtenidos durante su implementación, en el DS N° 13 se plantea el requerimiento de evaluar, en su primer periodo de revisión, la factibilidad de adecuar las exigencias de las centrales termoeléctricas existentes a las centrales termoeléctricas nuevas. También se indica que en la primera revisión de la norma se establecerán valores límites de emisión para Níquel y Vanadio. Al respecto, en función de los antecedentes levantados, se puede comentar lo siguiente:

**Se evaluó los efectos de adecuar las exigencias de las fuentes a carbón existentes a los límites definidos para fuentes nuevas. La evaluación se realizó considerando los datos reportados por los operadores de las centrales durante el año 2016 considerando sólo las horas de operación en régimen. Se observan menores brechas de cumplimiento en el caso de material particulado (Tabla 16), y desafíos mayores en la aplicación de este nuevo estándar a emisiones de SO<sub>2</sub> (**

- Tabla 17) y NO<sub>x</sub> (Tabla 18). Las implicancias de una posible adaptación deben ser evaluadas caso a caso.
- Para el caso de unidades a gas, la adaptación del DS N° 13 sólo implica cambiar el requerimiento de cumplimiento para emisiones de NO<sub>x</sub> desde un 70% de las horas de funcionamiento a un 95% de las horas de funcionamiento, pudiendo sólo incumplirse un 5% de las horas de funcionamiento. Como se ha comentado anteriormente, en un contexto de alta penetración de energía renovable variable se podría inviabilizar la operación de ciertas centrales a gas bajo el cumplimiento de la normativa vigente<sup>80</sup>, más aún si se aumenta el nivel de exigencia de cumplimiento durante las horas de partida y parada.
- Respecto de la revisión de valores de emisión para Níquel y Vanadio. Tras una revisión de la normativa internacional no se observó la definición de límites de emisión directo a las emisiones de Níquel y Vanadio. Tampoco se ha tenido acceso a estadísticas de emisiones de Níquel y Vanadio en Chile como para establecer una línea de base.
- El aplicar el estándar de central nueva a una central existente puede requerir de inversiones adicionales significativas, llegando incluso a en la necesidad de reemplazar un equipo de abatimiento instalado. El levantamiento de desafíos particulares de cada planta debe ser evaluado caso a caso.

---

<sup>80</sup> El nivel de incumplimiento de la normativa ambiental dependerá de qué tan relevante es el número de horas durante el periodo de partida en que una unidad no puede controlar sus emisiones de manera efectiva bajo los límites definidos en el DS 13, respecto del número total de horas de funcionamiento en un año.

Es crítico tener en consideración que es muy difícil anticipar el número de partidas que una unidad tendrá en un periodo de un año.

Tabla 16: Evaluación de potencial cumplimiento de límites de emisión de material particulado de acuerdo a estándar para centrales nuevas en Chile (según definición del DS N° 13)

Chimenea de Central	Horas en que emisión de MP está sobre 30 mg/Nm <sup>3</sup> durante operación en régimen	Número de horas de operación en régimen	% del tiempo de operación en régimen que se supera límite
Central Angamos	2581	7296	35.4%
Central Campiche	0	8660	0.0%
Bocamina 1	10	6435	0.2%
Bocamina 2	5	6623	0.1%
Guacolda 1 & 2	40	8499	0.5%
Guacolda 3	0	7998	0.0%
Guacolda 4	611	7832	7.8%
Central Andina (CTA)	66	8013	0.8%
Central Hornitos (CTH)	3	7564	0.0%
C. Térmica Mejillones 1 y 2	789	5561	14.2%
Central Térmica Tarapacá	1755	2453	71.5%
Nueva Tocopilla 1	3	7312	0.0%
Nueva Tocopilla 2	0	7530	0.0%
Nueva Ventanas	837	8208	10.2%
Tocopilla U12 y 13	1718	5743	29.9%
Tocopilla U 14 y 15	10	6180	0.2%
Santa María	0	7085	0.0%
Ventanas I	0	7637	0.0%
Ventanas II	0	7648	0.0%

Tabla 17: Evaluación de potencial cumplimiento de límites de SO<sub>2</sub> particulado de acuerdo a estándar para centrales nuevas en Chile (según definición del DS N° 13)

Chimenea de Central	Horas en que emisión de SO <sub>2</sub> está sobre 200 mg/Nm <sup>3</sup> durante operación en régimen	Número de horas de operación en régimen	% del tiempo de operación en régimen que se supera límite
Central Angamos	7170	7296	98.3%
Central Campiche	8174	8660	94.4%
Bocamina 1	5597	6440	86.9%
Bocamina 2	6260	6623	94.5%
Guacolda 1 & 2	7595	8499	89,4%
Guacolda 3	4178	7998	52.2%
Guacolda 4	6331	7832	80.8%
Central Andina (CTA)	7834	8011	97.8%
Central Hornitos (CTH)	7388	7564	97.7%
C. Térmica Mejillones 1 y 2	5551	5561	99.8%
Central Térmica Tarapacá	2079	2458	84.6%
Nueva Tocopilla 1	4237	7301	58.0%
Nueva Tocopilla 2	5169	7521	68.7%
Nueva Ventanas	7980	8211	97.2%
Tocopilla U12 y 13	5721	5743	99.6%
Tocopilla U 14 y 15	6162	6180	99.7%
Santa María	904	7085	12.8%
Ventanas I	4258	7626	55.8%
Ventanas II	3968	7648	51.9%



Tabla 18: Evaluación de potencial cumplimiento de límites de emisión de NO<sub>x</sub> de acuerdo a estándar para centrales nuevas en Chile (según definición del DS N° 13)

Chimenea de Central	Horas en que emisión de NO <sub>x</sub> está sobre 200 mg/Nm <sup>3</sup> durante operación en régimen	Número de horas de operación en régimen	% del tiempo de operación en régimen que se supera límite
Central Angamos	6347	7295	87.0%
Central Campiche	8640	8660	99.8%
Bocamina 1	6431	6440	99.9%
Bocamina 2	6623	6623	100.0%
Guacolda 1 & 2	8469	8499	99.6%
Guacolda 3	7939	7998	99.3%
Guacolda 4	15	7832	0.2%
Central Andina (CTA)	7771	8013	97.0%
Central Hornitos (CTH)	6891	7564	91.1%
C. Térmica Mejillones 1 y 2	5561	5561	100.0%
Central Térmica Tarapacá	2324	2455	94.7%
Nueva Tocopilla 1	7291	7312	99.7%
Nueva Tocopilla 2	7445	7529	98.9%
Nueva Ventanas	8202	8211	99.9%
Tocopilla U12 y 13	5221	5743	90.9%
Tocopilla U 14 y 15	5980	6180	96.8%
Santa María	6783	7085	95.7%
Ventanas I	7637	7637	100.0%
Ventanas II	7646	7648	100.0%

## 9 COMENTARIOS FINALES

El estudio tiene la intención de analizar la flexibilidad de operación de centrales termoeléctricas chilenas y su compatibilización con los instrumentos de gestión ambiental vigentes que las rigen y la normativa eléctrica correspondiente. A continuación, se sintetizan los principales aspectos identificados.

### Tendencias de Operación Emergentes en un Contexto de Alta Penetración ERNC

El mercado eléctrico chileno está evolucionando rápidamente hacia un contexto de alta integración de energía renovable variable, lo cual disminuye los requerimientos de generación base y aumenta la necesidad de generación intermedia flexible, caracterizada por unidades con mayor capacidad de rampas y menor costo de encendido, mínimo técnico, tiempo de partida, y tiempos mínimos de encendido y apagado. Esta necesidad de flexibilidad, desde el punto de vista de oferta de energía, puede ser provista por distintas tecnologías, como unidades termoeléctricas flexibles, hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, u otros sistemas de almacenamiento de distinta naturaleza (Figura 36).

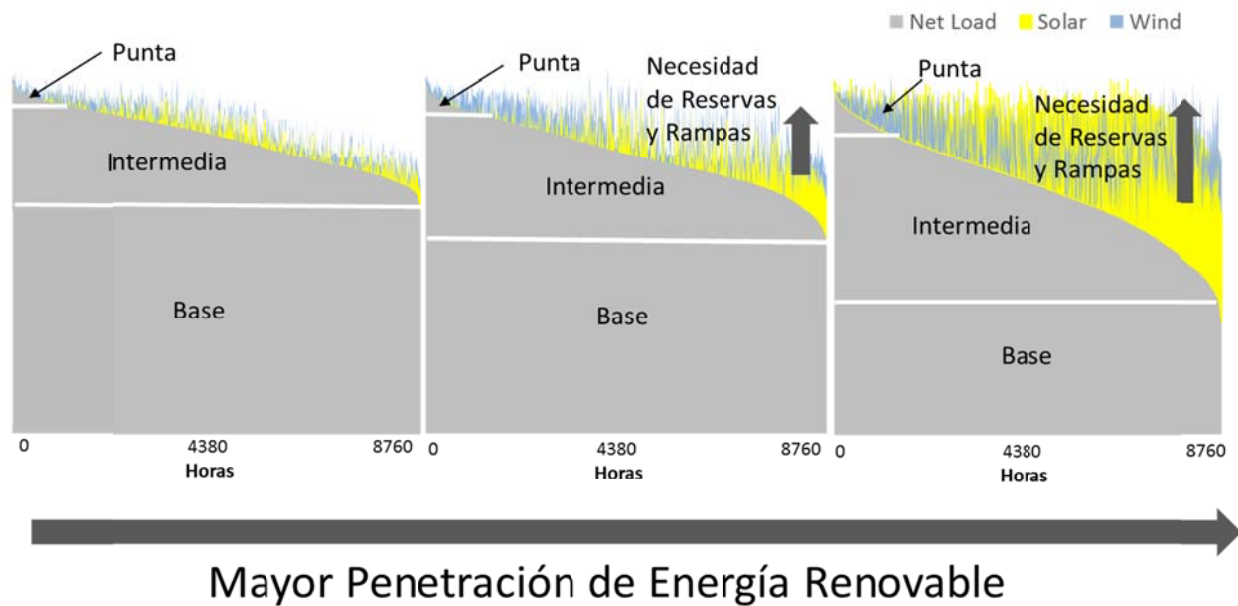


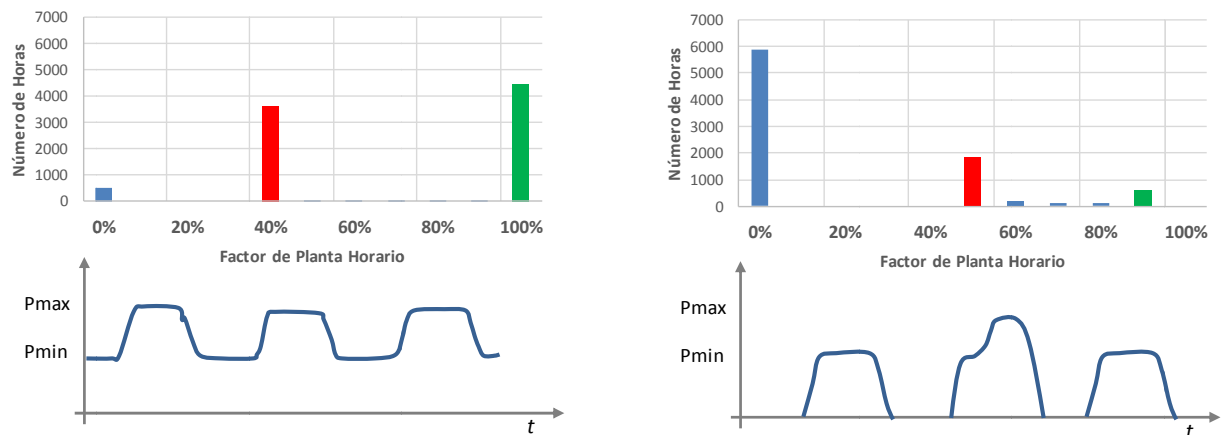
Figura 36: Curva de duración de la demanda neta en un contexto de mayor penetración ERNC. Fuente: Elaboración Propia.

En el caso particular de generación termoeléctrica flexible, otro requerimiento que caracteriza el desempeño de las unidades es el cumplimiento del nivel máximo de emisión permitido para cada contaminante no sólo en condiciones de carga base, sino también la habilidad de controlar las emisiones, bajo los límites permitidos, en un rango amplio de operación.

Los procesos de partida y parada son parte de la operación normal de una central termoeléctrica y son considerados en el diseño e implementación de procedimientos de operación de la central y su equipo de control de emisiones. La frecuencia de partidas y paradas exigidas en un contexto de mercado

eléctrico determinado puede no ser una condición normal de operación para ciertas plantas termoeléctricas.

De acuerdo con simulaciones realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional para un contexto del año 2021, es probable que las unidades termoeléctricas estén operando frecuentemente a mínimo técnico, y, para unidades a gas, se observen ciclos de operación de 2 a 16 horas. La Figura 4 (imagen izquierda) ilustra la operación esperada de una central termoeléctrica a carbón en la zona norte de Chile dentro de un periodo de un año. En la figura se observa que se podría esperar una cantidad significativa de horas de operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad específica, como 40% de la potencia nominal). Por su parte, la sección derecha de la figura ilustra un modo de operación probable para central de CCGT, donde también la operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad específica, como 50% de la potencia nominal) podría ser un modo de operación frecuente, incluso más utilizado que el modo de operación a potencia nominal.



**Figura 37: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año.**  
Fuente: Elaboración Propia<sup>81</sup>.

El ciclaje de centrales térmicas se debe a los siguientes motivos:

- Necesidad de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico.
- Desviación de pronóstico de demanda eléctrica en periodo de 24 horas.
- Desviación de pronóstico de generación solar y eólica en periodo de 24 horas.
- Factores socio-técnico-ambientales que afectan el rango de operación y tiempo de respuesta de centrales convencionales durante la operación real, en particular:
  - Centrales Hidráulicas: Altura neta, control de cota y convenios de riego.
  - Centrales Térmicas: Temperatura ambiente, control de temperatura de entrada y descarga de agua refrigerante, control de emisiones, tiempo de permanencia en rangos de potencia, fallas, y disponibilidad de combustible.

<sup>81</sup> Pmax: Potencia máxima; Pmin: Potencia mínima o mínimo técnico.

Estos distintos modos de operación más flexibles, que podrían ser considerados normales en un contexto de un sistema eléctrico con alta penetración de centrales renovables variables (solares y eólicas), no han sido evaluados apropiadamente en la RCA de los proyectos.

### Objetivos y Requerimientos de Largo Plazo Vigentes

La Política Energética de Chile, Energía 2050, estableció en su Pilar N° 3 el requerimiento de Energía compatible con el Medio Ambiente. Se plantea la intención de promover una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica chilena (Lineamiento 21). También se indica que como complemento de la matriz renovable se deberá utilizar al máximo aquella infraestructura de generación existente que contribuya a un desempeño eficiente del sistema, privilegiando los nuevos desarrollos con tecnologías termoeléctricas bajas en emisiones, como el gas natural y la biomasa.

Las normas primarias de calidad ambiental señalan valores de las concentraciones y períodos máximos o mínimos permisibles de elementos, sustancias, entre otros factores, cuya presencia o carencia en el medio ambiente pueda constituir un riesgo para la vida o salud de la población. Por otra parte, las normas secundarias de calidad ambiental señalan valores contaminantes con el objetivo de identificar situaciones que puedan constituir un riesgo para la protección o la conservación del medio ambiente o la preservación de la naturaleza. Finalmente, las normas de emisión establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante, medida en el efluente de la fuente emisora.

La definición del DS N° 13 consideró criterios técnicos, económicos y sociales, entre los que se destacan tecnologías de control, prácticas de operación, tendencia de regulación internacional, costos privados, costos para el Estado en materia de fiscalización, resguardo de la seguridad de los sistemas eléctricos, y evaluación costo beneficio. El nuevo contexto de operación de ciclaje de centrales termoeléctricas refleja un cambio significativo en las condiciones de uso o prácticas de operación respecto de lo que se evaluó al momento de definir los requerimientos del DS N° 13.

La evaluación del cumplimiento de la norma de emisión se realiza en promedios de emisión en base horaria, teniendo en cuenta, para centrales existentes, los siguientes requerimientos:

Material Particulado (MP)	Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	Cumplimiento 70% de las horas de funcionamiento

Para fuentes emisoras nuevas, el requerimiento de cumplimiento para NO<sub>x</sub> es similar al requerimiento definido para SO<sub>2</sub> y MP.

La Circular IN AD N° 1 / 2015 se define horas de funcionamiento como el periodo de tiempo en el cual la unidad quema combustible e incluye las horas de encendido, horas de operación en régimen y horas de apagado.

### Revisión de Normativa Internacional

Se revisó la siguiente normativa en Estados Unidos y Europa:

Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Federal Register Volume 79, N° 223, November 19, 2014: 40 CFR Parts 60 and 63, Reconsideration of Certain Startup/Shutdown Issues.</li> <li>- 40 CFR Part 60, Subpart KKKK (2006) – Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines.</li> <li>- Federal Register Volume 77, N° 168, August 29, 2012: 40 CFR Parts 60, (Proposed Rule) Standards of Performance for Stationary Gas Turbines.</li> <li>- 40 CFR Part 75 – Continuous Emission Monitoring</li> </ul>
Europa	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Directiva 2010/75/UE sobre emisiones industriales.</li> <li>- Decisión 2012/249/UE relativa a la determinación de los períodos de arranque y parada a efectos de la Directiva 2010/75/UE.</li> <li>- Decisión (UE) 2017/1442 sobre las mejores técnicas disponibles conforme a la Directiva 2010/75/UE.</li> </ul>

En general se identificó lo siguiente:

- En la Comunidad Europea se establecen límites de emisión para unidades a gas operando con carga superior a 70%. Por su parte, en Estados Unidos se define un estándar de emisiones para turbinas operando a carga superior a 75% de la potencia máxima y otro estándar para carga parcial (a una potencia menor al 75% de su potencia máxima). La definición de este nivel de nivel particular de emisión se justifica por emisiones en condiciones de operación en que la turbina opera con llama de difusión, no con el sistema de Dry Low NO<sub>x</sub>.
- Tanto la normativa de la Comunidad Europea como la normativa americana excluye del periodo de cumplimiento a los periodos de partida y parada de centrales termoeléctricas. No obstante, las emisiones y/o el estado de la central (en algunos casos) debe ser monitoreado.
- Se observan distintos criterios para definir el término de una partida. En el caso de centrales a carbón en Estados Unidos, el proceso de partida finaliza cuatro (4) horas después que la unidad de generación produce electricidad que es vendida o utilizada para cualquier fin (incluyendo uso interno), o cuatro (4) horas después que la central produce energía térmica utilizable en procesos industriales de cualquier naturaleza, lo que ocurra primero.

La definición realizada en Estados Unidos se debe a que:

- La forma general de definir el proceso de partida de una central termoeléctrica a carbón, particularmente el fin de una partida, no permitía suficiente tiempo para que los equipos de control de emisiones fueran efectivos. Los comentarios que recibió la EPA el 2012 indicaron

que el proceso de partida no finalizaba en el instante en que la central es capaz de generar electricidad o producir vapor útil, como propuso la EPA inicialmente (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781).

- En Estados Unidos, las pruebas y procedimientos de medición continua de emisiones, definidas en 40 CFR Part 75, han sido validados basados en operación en régimen cuando el equipamiento y los sistemas de control de emisiones alcanzan sus condiciones nominales (o normales) de operación (US EPA, 2013), (US EPA, 2013b), (US EPA, 2013c, pág. 174), (US EPA, 2013d, págs. 91, 107, 118), (US EPA, 2014, págs. 39, 48, 69, 73, 78, 88, 127 y 161), (US EPA, 2014b), (GTA, 2012) y (SSM Coalition, 2012).
- La EPA indicó que las metodologías de medición de contaminantes al aire<sup>82</sup> no son capaces de medir de manera precisa las emisiones de contaminantes durante los procesos de partida (Federal Register, Vol. 79, N° 223, 2014, pg. 68781).
- La EPA indica que en el proceso de conversión de unidades de las emisiones medidas durante la partida de centrales termoeléctricas, se puede limitar la concentración de O<sub>2</sub> a 14% en calderas y 19% en turbinas a gas. Lo anterior es particularmente importante para reducir los posibles errores en el cálculo de tasas de emisión durante procesos de partida.
- En la Comunidad Europea se considera el cumplimiento de los valores límites de emisión si la evaluación de los resultados de las medidas en continuo indica, para las horas de funcionamiento de un año, que se han cumplido las siguientes condiciones (Anexo V, Parte 4 de la Directiva 2010/75/UE):
  - Ningún **valor medio mensual** validado supera los valores límites de emisión definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.
  - Ningún **valor medio diario**<sup>83</sup> validado supera el 110% de los valores límite de emisión definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.
  - El 95% de todos los **valores medios horarios**<sup>84</sup> validados del año no supera el 200% de los valores límite de emisión pertinentes definidos en Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.

---

<sup>82</sup> HAP (*hazardous air pollutant*)

<sup>83</sup> Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua (UE 2017/1442).

<sup>84</sup> El valor medio durante el período de muestreo corresponde al valor medio de tres mediciones consecutivas de al menos 30 minutos cada una (UE 2017/1442).

- En Estados Unidos, para turbinas que utilizan sistemas de monitoreo continuo de emisiones, se define un exceso de emisiones a cualquier periodo en que el promedio móvil de 4 horas o 30 días de la tasa de emisión de NOx excede el límite de emisión aplicable definido en §60.4380.

### **Desafíos de Sustentabilidad en un Contexto de Mayor Penetración ERNC en Chile**

Un contexto esperable de operación de unidades termoeléctricas en los próximos 10 años estará caracterizado por la necesidad de:

- Operar unidades térmicas a carga parcial, a mínimo técnico, para mantener la operación segura del sistema eléctrico.
- Operar unidades a carga parcial, para regulación de frecuencia, con el propósito de mantener la operación segura del sistema.
- Operar unidades, particularmente a gas, en modo de ciclaje (partidas y paradas frecuentes) frecuente en función de las necesidades de abastecer la demanda neta del sistema eléctrico. El ciclo de encendido tendría una duración entre 2 y 14 horas.

En este contexto, es crítico diferenciar los desafíos que se producen durante la operación en régimen (u operación continua) de las centrales térmicas, de aquellos desafíos que emergen producto de la operación intermitente de las centrales; teniendo como objetivo, por una parte, la necesidad de cumplir con una normativa ambiental que esté alineada con la mejor tecnología disponible y mejores prácticas de gestión; y por otra parte, la consideración de que los beneficios ambientales que se produzcan sean justificados de una manera integral.

Es importante tener presente que las características y desempeño operacional de los sistemas de control de emisiones dependen del diseño del fabricante, el diseño de la planta donde están instalados, y las condiciones de operación de dicha planta. Por lo tanto, se puede indicar que la característica operacional del sistema de control de emisiones es específica de cada planta.

La información indicada en las RCA no permite inferir condiciones de desempeño para situaciones de operación a mínimo técnico (de acuerdo a definición estricta de la norma técnica) ni procesos de partida y parada. En una condición donde el parámetro de mínimo técnico considere restricciones de emisiones establecidas en DS N° 13 y RCA se afectaría la flexibilidad percibida del parque de generación termoeléctrico, principalmente a gas natural, aún cuando estas centrales tienen menos emisiones desde el punto de vista absoluto que las centrales a carbón.

Adicionalmente, ciertas unidades térmicas en sus RCA tienen requerimientos adicionales a los definidos en el DS N° 13, por ejemplo, límites máximos de emisión diarios o emisiones de CO. Estas restricciones también pueden ser relevantes en caso de operación persistente a mínimo técnico o en caso de partidas y paradas frecuentes.

En un contexto de operación probable al año 2021 se observó que ciertas centrales a carbón, particularmente aquellas ubicadas en el SING, operarían un número importante de horas a mínimo técnico. La operación de las centrales a carbón a mínimo técnico no tendría un impacto mayor en el

cumplimiento de las tasas de emisión límites establecidas en el DS N° 13, no obstante, esta condición debe ser verificada mediante el desarrollo de pruebas que evalúen el nivel de emisiones en dicha condición de operación.

En el mismo contexto se observó que ciertas centrales a gas operarían un número importante de horas a mínimo técnico. En general el mínimo nivel de operación con cumplimiento de límites de emisión es mayor al mínimo técnico que se podría definir sin considerar restricciones de cumplimiento de DS N° 13. Por lo tanto, el cumplimiento de restricciones ambientales podría disminuir la flexibilidad percibida actualmente para el parque termoeléctrico a gas y aumentar los costos de operación del sistema eléctrico en su conjunto.

Para centrales a gas, bajo la definición vigente del DS N° 13, en escenarios de operación con partidas y paradas frecuentes se tiene una alta posibilidad de no satisfacer el porcentaje de cumplimiento exigido en el DS N° 13 para emisiones de NO<sub>x</sub> dado que bajo los diseños de centrales operativas en Chile y las prácticas actuales de operación se requiere de un periodo hasta 6 horas para lograr controlar emisiones de NO<sub>x</sub> efectivamente bajo el límite definido en el DS N° 13. Lo que podría implicar un porcentaje de incumplimiento entre 6% y 75%, que es difícil de anticipar<sup>85</sup>.

Se debe tener presente también que, bajo la definición actual de Hora de Encendido se podrían encontrar alzas de emisiones después del fin del Proceso de Partida o en la condición de Operación en Régimen inmediatamente después de finalizar la partida. Esta alza de emisiones se podría producir sin una condición de Falla en un equipo de control de emisiones o un equipo de proceso que provoque un aumento de las emisiones.

Bajo estas condiciones, se puede dificultar la operación de unidades ciclo combinados a gas como un sistema que permite balancear la oferta de energía el sistema eléctrico en un contexto de mayor penetración de energía renovable variable y mayor costo a emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto aún cuando las centrales a gas, incluso durante los procesos de partida, tienen menos emisiones desde el punto de vista absoluto que las centrales a carbón.

Teniendo en cuenta que el criterio de evaluación de emisiones durante procesos de partida vigente en Chile es más exigente que el enfoque europeo y americano, se sugiere revisar el criterio de cumplimiento de estándar de emisiones durante procesos de partida y parada en Chile, no sólo desde el punto de vista de indicar si los periodos de partida y parada son incluidos dentro del periodo de evaluación, sino también desde el punto de vista del criterio para definir el término de una partida y el criterio estadístico utilizado para evaluar el cumplimiento de límites de emisión (promedio horario sin holguras, promedio horario con holguras, promedio cada 4 horas, promedio diario con holguras, promedio 30 días sin holguras, porcentaje de cumplimiento anual).

### **Sobre la adecuación de las exigencias aplicadas a termoeléctricas existentes**

---

<sup>85</sup> Se estima 6% cuando se tiene 1 hora de incumplimiento durante la partida y la central opera por 16 horas (caso optimista desde el punto de vista de emisiones). Podría ser 12,5% en caso de que la central tenga un incumplimiento de 1 hora y opere por 8 horas. Podría ser 75% en caso de que la central opere por 8 horas y tenga un incumplimiento por un periodo de encendido de 6 horas.



El DS N° 13 plantea el requerimiento de evaluar, en su primer periodo de revisión, la factibilidad de adecuar las exigencias de las centrales termoeléctricas existentes a las centrales termoeléctricas nuevas. También se indica que en la primera revisión de la norma se establecerán valores límites de emisión para Níquel y Vanadio. Al respecto, en función de los antecedentes levantados, se puede comentar lo siguiente:

- Para centrales a carbón, se observaron menores brechas de cumplimiento en el caso de emisiones de material particulado, y desafíos mayores en la aplicación del estándar de emisiones SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>. Las implicancias de una posible adaptación deben ser evaluadas caso a caso.
- Para el caso de unidades a gas, la adaptación del DS N° 13 sólo implica cambiar el requerimiento de cumplimiento para emisiones de NO<sub>x</sub> desde un 70% de las horas de funcionamiento a un 95% de las horas de funcionamiento, pudiendo sólo incumplirse un 5% durante las horas. Tomando como referencia las definiciones vigentes del DS N° 13, este requerimiento en un contexto de alta penetración de energía renovable variable podría inviabilizar la operación de ciertas centrales a gas de ciclo combinado<sup>86</sup>.
- Respecto de la revisión de valores de emisión para Níquel y Vanadio. Tras una revisión de la normativa internacional no se observó la definición de límites de emisión directo a las emisiones de Níquel y Vanadio. Tampoco se ha tenido acceso a estadísticas de emisiones de Níquel y Vanadio en Chile como para establecer una línea de base.
- El aplicar el estándar de central nueva a una central existente puede requerir de inversiones adicionales significativas, llegando incluso a en la necesidad de reemplazar un equipo de abatimiento instalado. El levantamiento de desafíos particulares de cada planta debe ser evaluado caso a caso.

## **Definición de Buenas Prácticas**

### Sobre las Mediciones en Periodos de Partida

La EPA indica que en el proceso de conversión de unidades (ppm a mg/Nm<sup>3</sup>) se puede limitar la concentración de O<sub>2</sub> a 14% en calderas y 19% en turbinas a gas. Lo anterior es particularmente importante para reducir los posibles errores en el cálculo de tasas de emisión durante procesos de partida. Se sugiere aplicar un criterio similar.

---

<sup>86</sup> El nivel de incumplimiento de la normativa ambiental dependerá de qué tan relevante es el número de horas durante el periodo de partida en que una unidad no puede controlar sus emisiones de manera efectiva bajo los límites definidos en el DS 13, respecto del número total de horas de funcionamiento en un año.

Es crítico tener en consideración que es muy difícil anticipar el número de partidas que una unidad tendrá en un periodo de un año.

Considerar las mediciones durante periodos de partida como un dato tendencial y no para fines de cumplimiento regulatorio.

De acuerdo con las mejores técnicas disponibles, desarrolladas por la Comunidad Europea el año 2017, el monitoreo de emisiones durante periodos de partida y parada puede ser desarrollado mediante mediciones directas de emisiones o mediante el monitoreo de otros parámetros relacionados, si es posible demostrar que se puede obtener datos de igual o mejor calidad que los obtenidos mediante medición directa de emisiones. Las emisiones durante partidas y paradas deberían ser evaluadas basados en una medición detallada que se realice una vez al año durante un procedimiento de partida y parada típico. Posteriormente, se pueden utilizar los resultados de esa medición para estimar las emisiones para cada partida y parada que se realice durante el año (Decisión UE 2017/1442, MTD 11, pg. 21).

#### Sobre el Mínimo Técnico de las Centrales

Una interpretación de la definición de parámetros que se utilizan para caracterizar la flexibilidad de unidades termoeléctricas de acuerdo a los Anexos Técnicos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio es realizar las pruebas de las unidades independiente del desempeño técnico de la unidad desde el punto de vista de métricas de emisiones de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

En este contexto, cuando la unidad es despachada en función de sus parámetros técnicos, validados sólo desde la perspectiva eléctrica – térmica, es decir, sin considerar restricciones por cumplimiento de la norma de emisiones, potencialmente se puede entrar en conflicto con el cumplimiento de normativa ambiental de emisiones atmosféricas (DS N° 13) y/o su RCA.

Es importante notar que con el fin de unificar procedimientos de certificación, ciertos anexos de la Norma Técnica referencian estándares internacionales que deben considerarse en los aspectos que correspondan. Por ejemplo, se cita el ASME PTC 46: “*Performance Test Code on Overall Plant Performance.*” El ASME PTC 46, Sección 3.4.2.9, indica: “Durante la prueba, la planta debe ser operada de acuerdo a los límites de emisión definidos en el plan de prueba.”

La aplicación del ASME PTC 46 permite:

- Explicitar límites de emisión para plan de pruebas.
- Realizar pruebas con dos objetivos:
  - Definir mínimo técnico sin límite de emisión en plan de pruebas ASME PTC 46, conocido tradicionalmente como Mínimo Técnico.
  - Definir mínimo nivel de operación con cumplimiento de límites de emisión definidos en plan de pruebas ASME PTC 46. Los límites de emisión deben considerar requerimientos definidos en los instrumentos de gestión ambiental que afectan la operación de la unidad.

Se han identificado casos particulares, recientes, en donde el operador de la unidad realiza pruebas de mínimo técnico y tiempo de encendido considerando restricciones ambientales.

#### Sobre las Alternativas para Demostrar Cumplimiento de Emisiones de NO<sub>x</sub> en Centrales a Gas

Como alternativa para demostrar el cumplimiento de emisiones de NO<sub>x</sub> en los casos en que no se utiliza inyección de agua o vapor en la unidad de generación, la EPA indica, en §60.4340, que se puede instalar, calibrar, mantener y operar uno de los siguientes sistemas de monitoreo continuo:

- Sistema de monitoreo continuo de emisiones, como se describe en §60.4335(b) y §60.4345.
- Sistema de monitoreo continuo de parámetros de operación de la central.<sup>87</sup>

#### Sobre la Operación en Procesos de Partida

- Reducir los tiempos de partida tanto como sea posible en función de recomendaciones del proveedor.
- Se debe comenzar a operar los sistemas de control de emisiones tan pronto como sea posible, considerando requerimientos de seguridad y recomendaciones del proveedor.
- Se debe mantener registro durante los procesos de encendido y entregar reportes que incluyan todas las actividades durante proceso de partida.
- Evaluar frecuentemente los procesos de partida comparándolas con las prácticas y curvas recomendadas por el proveedor para determinar las mejores prácticas posibles de partida.
- Evaluar la factibilidad de utilizar combustibles limpios (gas natural, gas natural sintético, propano, destilado de petróleo, entre otros) durante los procesos de partida.

#### Sobre Protocolo de Validación de los CEMS

Se sugiere cerrar brechas entre protocolo vigentes con definiciones de 40 CFR Part 75 de la EPA.

---

<sup>87</sup> En §60.4340, se indica: “Continuous parameter monitoring as follows:

*(i) For a diffusion flame turbine without add-on selective catalytic reduction (SCR) controls, you must define parameters indicative of the unit’s NOX formation characteristics, and you must monitor these parameters continuously.*

*(ii) For any lean premix stationary combustion turbine, you must continuously monitor the appropriate parameters to determine whether the unit is operating in low-NOX mode.*

*(iii) For any turbine that uses SCR to reduce NOX emissions, you must continuously monitor appropriate parameters to verify the proper operation of the emission controls. (iv) For affected units that are also regulated under part 75 of this chapter, with state approval you can monitor the NOX emission rate using the methodology in appendix E to part 75 of this chapter, or the low mass emissions methodology in § 75.19, the requirements of this paragraph (b) may be met by performing the parametric monitoring described in section 2.3 of part 75 appendix E or in § 75.19(c)(1)(iv)(H).”*

Alternativamente, se sugiere levantar y evaluar diferencias con normas utilizadas en Europa:

Dióxido de Azufre	Normas EN Genéricas (EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 y EN 14181) y Norma EN 14791.
Óxidos de Nitrógeno	Normas EN Genéricas (EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 y EN 14181).
Partículas	Normas EN Genéricas (EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 y EN 14181), Norma EN 13284-1 y EN 13284-2.

## 10 BIBLIOGRAFÍA

- ASME. (2015). *Performance Test Code on Overall Plant Performance*.
- de Weck, O., Ross, A., & Rhodes, D. (2012). *Investigating Relationships and Semantic Sets amongst System Lifecycle Properties (Ilities)*. Third International Engineering Systems Symposium. CESUN 2012, Delft University of Technology.
- DNV-GL. (2017). *Informe de Verificación del Mínimo Técnico de las Unidades Generadoras de Central Angamos*.
- E-CL. (2014). *Informe de Pruebas 145 MW - Unidad N° 16*. Obtenido de [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_coord\\_elec.sp\\_pagina?p\\_id=5150](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5150) (Accedido en octubre 2017)
- Engie. (2016). *Declaración al CDEC-SING: Información de parámetros de la Unidad U16 según Anexo Técnico: Declaración de parámetros para los procesos de partida y detención de unidades generadoras*. Obtenido de [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_cont\\_normativa.baja\\_inf\\_file\\_at?p\\_correl\\_dat\\_file=225&p\\_tipo\\_file=application/pdf](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cont_normativa.baja_inf_file_at?p_correl_dat_file=225&p_tipo_file=application/pdf) (Accedido en Octubre 2017)
- Engie. (2017). *Informe de Mínimo Técnico Operando con Gas Natural - Unidad CTM 3*.
- Engie Lab. (2016). LATAM Flexibility Conference. Santiago.
- European IPPC Bureau. (2016). *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants (Final Draft)*.
- GE Power Systems. (2000). *Dry Low NOx Combustion Systems for GE Heavy-Duty Gas Turbines*.
- Goldmeer, J., York, W., & Glaser, P. (2017). Fuel and Combustion System Capabilities of GE's F and HA Class Gas Turbines. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2017: Turbomachinery Technical Conference and Exposition, Charlotte, NC, USA*.
- Gomez-Salazar, M., Kirsten, T., & Prchlik, L. (2017). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- GTA. (24 de December de 2012). Respuesta: Docket ID N° EPA-HQ-OAR-2004-0490. Standards of Performance for Stationary Gas Turbines (Subpart KKKK). Proposed Rule.
- Institute of Clean Air Companies. (2015). *Guidance Document on Startup and Shutdown under MATS*.
- Lew, D., Brinkman, G., Kumar, N., Besuner, P., Agan, D., & Lefton, S. (2012). Impacts of Wind and Solar on Fossil-Fueled Generators. *Presented at IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, July 22-26, 2012.

- NEDA CAP. (28 de December de 2012). Standards of Performance for Stationary Gas Turbines: Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines – Proposed Rule: 77 Fed. Reg. 52554 (Aug. 29, 2012).
- Ross, A., Beesemyer, J., & Rhodes, D. (2012). *A Prescriptive Semantic Basis for System Lifecycle Properties*. MIT SEAr Working Paper Series.
- Samsung Engineering. (2016). *Informe Técnico I - Mínimo Técnico Unidad Kelar, Configuraciones en Operación con Gas Natural*.
- SSM Coalition. (2012). *Comments on Proposed New Source Performance Standards for Stationary Gas Turbines; Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines; Docket ID No. EPA-HQ-OAR-2004-0490*.
- Tampa Electric. (28 de December de 2012). Respuesta: Docket ID N° EPA-HQ-OAR-2004-0490. Standards of Performance for Stationary Gas Turbines; Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines. .
- The Clean Energy Group. (27 de December de 2012). Respuesta: Docket ID N° EPA-HQ-OAR-2004-0490. Standards of Performance for Stationary Gas Turbines; Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines.
- The World Bank Group. (1998). *Pollution Prevention and Abatement Handbook – Thermal Power: Guidelines for New Plants*.
- The World Bank Group. (2008). *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants*.
- TVA. (28 de December de 2012). Respuesta: Docket ID N° EPA-HQ-OAR-2004-0490. TVA Comments on USEPA’s Proposed Rule: Standards of Performance For Stationary Gas Turbines; Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines.
- US EPA. (1982). *Memorandum: Policy on Excess Emissions During Startup, Shutdown, Maintenance, and Malfunctions*.
- US EPA. (2000). *40 CFR Part 72 - Permits Regulation*.
- US EPA. (2013). *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Coal and Oil Fired Electric Utility Steam Generating Units - Reconsideration; Summary of Public Comments and Responses*.
- US EPA. (2013b). *Assessment of startup period at coal-fired electric generating units*.
- US EPA. (2013c). *40 CFR 75 - Continuous Emission Monitoring*.
- US EPA. (2013d). *Part 75 - Emissions Monitoring Policy Manual*.

US EPA. (2014). *National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Coal and Oil Fired Electric Utility Steam Generating Units - Reconsideration of Certain Startup/Shutdown Issues; Summary of Public Comments and Responses.*

US EPA. (2014b). *40 CFR Parts 60 and 63, Reconsideration of Certain Startup/Shutdown Issues.*

## 11 ANEXOS



## 11.1 ANEXO I – Glosario

A continuación, se presenta un glosario con la descripción de algunos términos utilizados en el reporte. En la mayoría de los casos, las definiciones se encuentran en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro o en otras referencias del Coordinador Eléctrico Nacional.

**Demanda Neta Horaria:** Demanda horaria menos la generación renovable variable (solar y eólica) en una hora.

**Rampas:** Variación de la demanda en un periodo de tiempo determinado, como por ejemplo, 10 minutos, 1 hora, 3 horas o 5 horas.

**Mínimo Técnico:** Potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al Sistema Interconectado en forma continua (Fuente: Norma Técnica).

**Tiempo de Partida:** El tiempo de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de una unidad generadora (Fuente: Norma Técnica).

**Proceso de Partida:** Es aquel que permite llevar la unidad desde el estado apagado hasta su condición de operación a Mínimo Técnico, inyectando energía al SI de manera segura y estable. Al término de este proceso, la unidad generadora se considerará en servicio (Fuente: Norma Técnica).

**Proceso de Partida en Frío:** Proceso que se inicia cuando la unidad generadora se encuentra detenida durante un tiempo mayor al tiempo declarado para estar en estado frío, y por ende debe realizar todos los procesos térmicos para pasar de su estado apagado hasta su operación a Mínimo Técnico (Fuente: Norma Técnica).

**Operación en Régimen:** Corresponde al estado de funcionamiento de una unidad, cuando la unidad está en servicio y se encuentra en las condiciones técnicas declaradas por el titular, de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE o los respectivos CDEC, según corresponda (Fuente: Circular IN AD N° 1 / 2015).

**Potencia Bruta:** Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la Dirección de Operación (Fuente: Norma Técnica).

**Potencia Neta:** corresponde a la diferencia entre la potencia bruta, medida en bornes de la unidad generadora, y la potencia consumida para el funcionamiento de la misma unidad generadora, expresado en kW. Este último consumo, refleja las pérdidas eléctricas del generador y en los casos que corresponda, el suministro de energía a los servicios auxiliares (Fuente: Norma Técnica).

**Regulación de Frecuencia:** La Norma Técnica define el control primario de frecuencia y el control secundario de frecuencia. El control primario de frecuencia es la acción de control ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación activa habilitados

para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.

Por su parte, de acuerdo a las definiciones de la norma técnica, el control secundario de frecuencia corresponde a la acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras y/o controladores de frecuencia/potencia de los equipos de compensación de energía activa dispuestos para tal fin.

## 11.2 ANEXO II – Simulaciones de Pre-Despacho Año 2021

El Coordinador Eléctrico Nacional desarrolló las simulaciones teniendo en consideración los siguientes supuestos y consideraciones:

### 11.2.1 Generación ERNC

<b>Centrales ERNC (eólico y solar FV)</b>	Se consideran todas aquellas en operación (Disponible en el sitio web del Coordinador), declaradas en construcción (según Resolución Exenta CNE N°315) y licitaciones (información proporcionada por CNE).											
<b>Parámetros técnicos a considerar</b>	Potencias máximas, según: 1. En operación: Disponible en el sitio web del Coordinador. 2. Declaradas en construcción: Resolución Exenta CNE N°315. 3. Licitaciones: Información proporcionada por CNE.											
<b>Requerimientos de reservas para control de frecuencia</b>	No aplica.											
<b>Perfiles de generación ERNC</b>	Explorador eólico/solar del Ministerio de Energía, para proyectos ubicados en una misma zona se utiliza el mismo perfil.											
<b>Capacidad parque ERNC</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>MW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Operación</td> <td>3.282</td> </tr> <tr> <td>Declaradas en construcción</td> <td>864</td> </tr> <tr> <td>Licitaciones</td> <td>3.534</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7.681</b></td> </tr> </tbody> </table> <p>Demanda en energía anual considerada para el año 2021: 83.414.843 MWh (información preparada por el Coordinador).</p>			MW	Operación	3.282	Declaradas en construcción	864	Licitaciones	3.534	<b>Total</b>	<b>7.681</b>
	MW											
Operación	3.282											
Declaradas en construcción	864											
Licitaciones	3.534											
<b>Total</b>	<b>7.681</b>											

### 11.2.2 Generación convencional

<b>Centrales convencionales</b>	Se consideran todas aquellas en operación y declaradas en construcción a la fecha, según Resolución Exenta CNE N° 315.
<b>Parámetros técnicos a considerar (parámetros vigentes a la fecha)</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Potencias mínimas y máximas (Disponible en el sitio web del Coordinador).</li> <li>2. Tiempos mínimos de operación/detención (Disponible en el sitio web del Coordinador).</li> <li>3. Costos de partida (Disponible en el sitio web del Coordinador).</li> <li>4. Reservas para control de frecuencia (<a href="https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/">https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/</a>)</li> </ol>
	5. Programa de mantenimiento (ITD 2017-1).
<b>Requerimientos de reservas para control de frecuencia</b>	Valores calculados en estudios del Coordinador para la operación interconectada SING-SIC, utilizando un criterio distribuido para abastecer las reservas. ( <a href="https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/">https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/</a> )
<b>Disponibilidad y costos de combustibles</b>	Según ITD 2017-1.

### 11.2.3 Sistema de transmisión

<b>Instalaciones a considerar (topología)</b>	Se considerarán instalaciones con tensión nominal igual o superior a 220 kV. Adicionalmente, se incluirán líneas en 110kV ubicadas en la cercanía de Santiago. (ITD 2017-1)
<b>Restricciones de capacidad</b>	Sin restricciones, considerando que: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La magnitud de la nueva capacidad de ERNC requiere análisis específicos para distintas condiciones de operación para determinar capacidad con criterio N-1. Dicho análisis requiere un tiempo de desarrollo mayor a los plazos solicitados.</li> <li>2. No se cuenta con información de seccionamientos de nuevos proyectos ERNC de licitaciones a efectos de determinar las reactancias de los tramos derivados del seccionamiento.</li> <li>3. Se podrían obtener mayores requerimientos de flexibilidad (peor caso) del parque generador convencional en caso de no aplicar las restricciones del sistema transmisión.</li> </ol>
<b>Parámetros R y X</b>	Para instalaciones existentes se utilizan valores contenidos en ITD 2016-1, para nuevas instalaciones se considera la información ITD 2017-1.
<b>Nuevas obras/ampliaciones</b>	Según ITD 2017-1.
<b>S/E de conexión de proyectos ERNC asociado a licitaciones</b>	En subestaciones existentes más cercana (ejemplo: Parque Eólico Cabo Leones ubicarlo en S/E Nueva Maitencillo 220 kV)

### 11.2.4 Demanda

<b>Tipo de demanda</b>	Horaria distribuida por barra. En particular, se ingresó un día representativo para cada mes del año, repitiendo dicho perfil para todos los días del mes.
<b>Interconexiones con otros sistemas eléctricos</b>	No se consideran.
<b>Fuente</b>	Informe de Expansión de la Transmisión, enero 2017, Coordinador Eléctrico Nacional.

### 11.2.5 Resolución del problema

<b>Software de optimización</b>	PLEXOS® versión 7.4 64 bit.
<b>Horizonte</b>	1 año (2021).
<b>Coordinación hidro-térmica</b>	Simulación de 2 etapas: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Etapa 1: Curva duración 3 bloques por día paso anual.</li> <li>2. Etapa 2: Cronológica, resolución horaria, paso de optimización de 4 días, el target son las cotas de embalses obtenidas en la Etapa 1.</li> </ol>
<b>Hidrología</b>	3 hidrologías (húmeda, media, seca).
<b>Cotas iniciales embalses</b>	Registros históricos disponibles en el Coordinador del mes de enero de 2016.

Start Cost Method: Calculate.

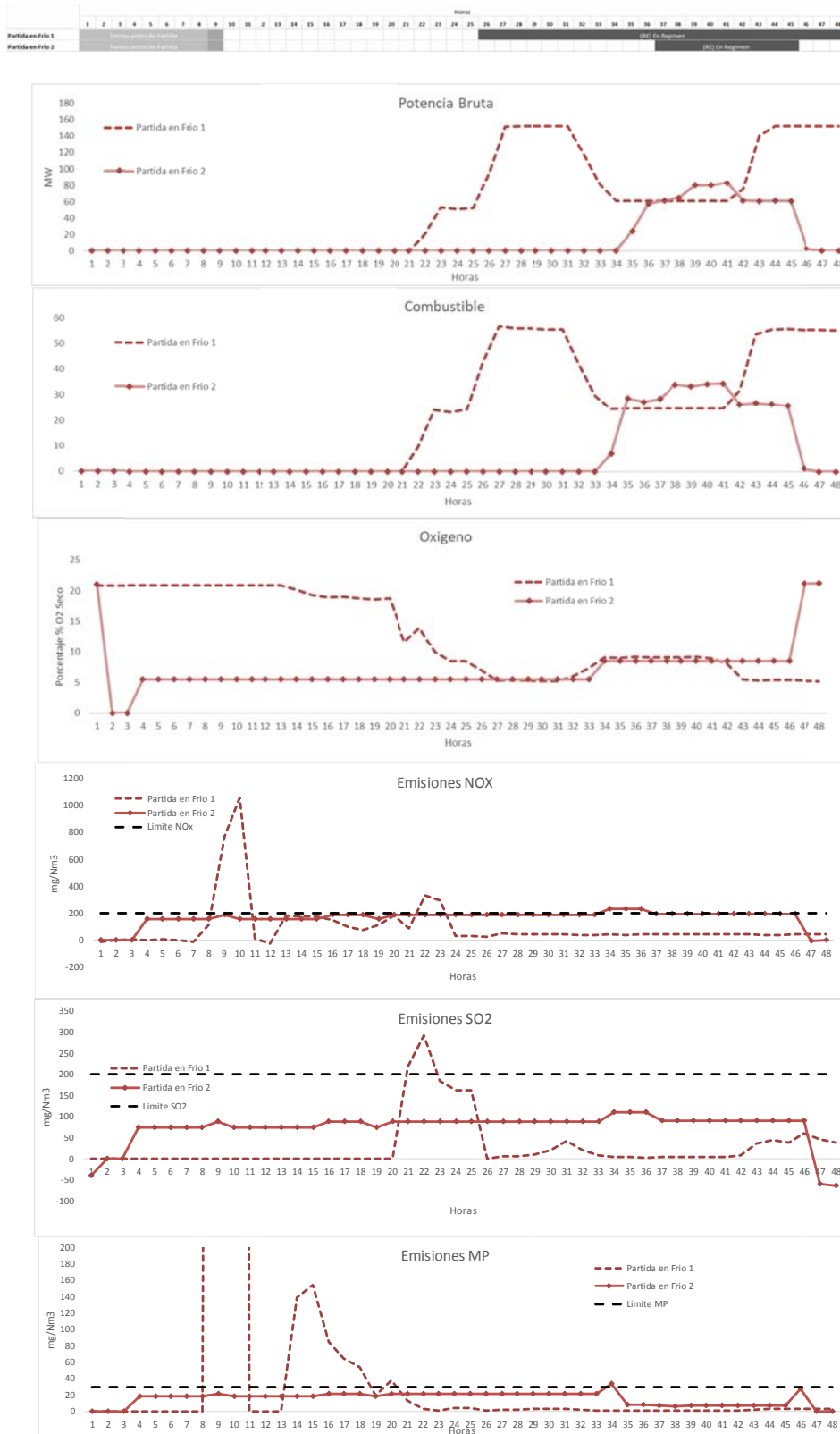
### 11.3 ANEXO III – Casos de Emisiones Durante de Partidas de Centrales

A continuación, se presentan casos que representan el proceso de partida de centrales a carbón y gas en Chile de acuerdo a datos reportados a la SMA el año 2016. Para cada caso de central se encogió un número máximo de 5 partidas de manera aleatoria.

En cada caso se presenta:

- Definición de horas de encendido y horas de operación en régimen. En cada caso se consideró 8 horas previa a comenzar el encendido de la central.
- Potencia bruta durante la partida
- Combustible reportado
- Medición de O<sub>2</sub>
- Medición de Material Particulado, para centrales a carbón
- Medición de SO<sub>2</sub>, para centrales a carbón
- Medición de NO<sub>x</sub>

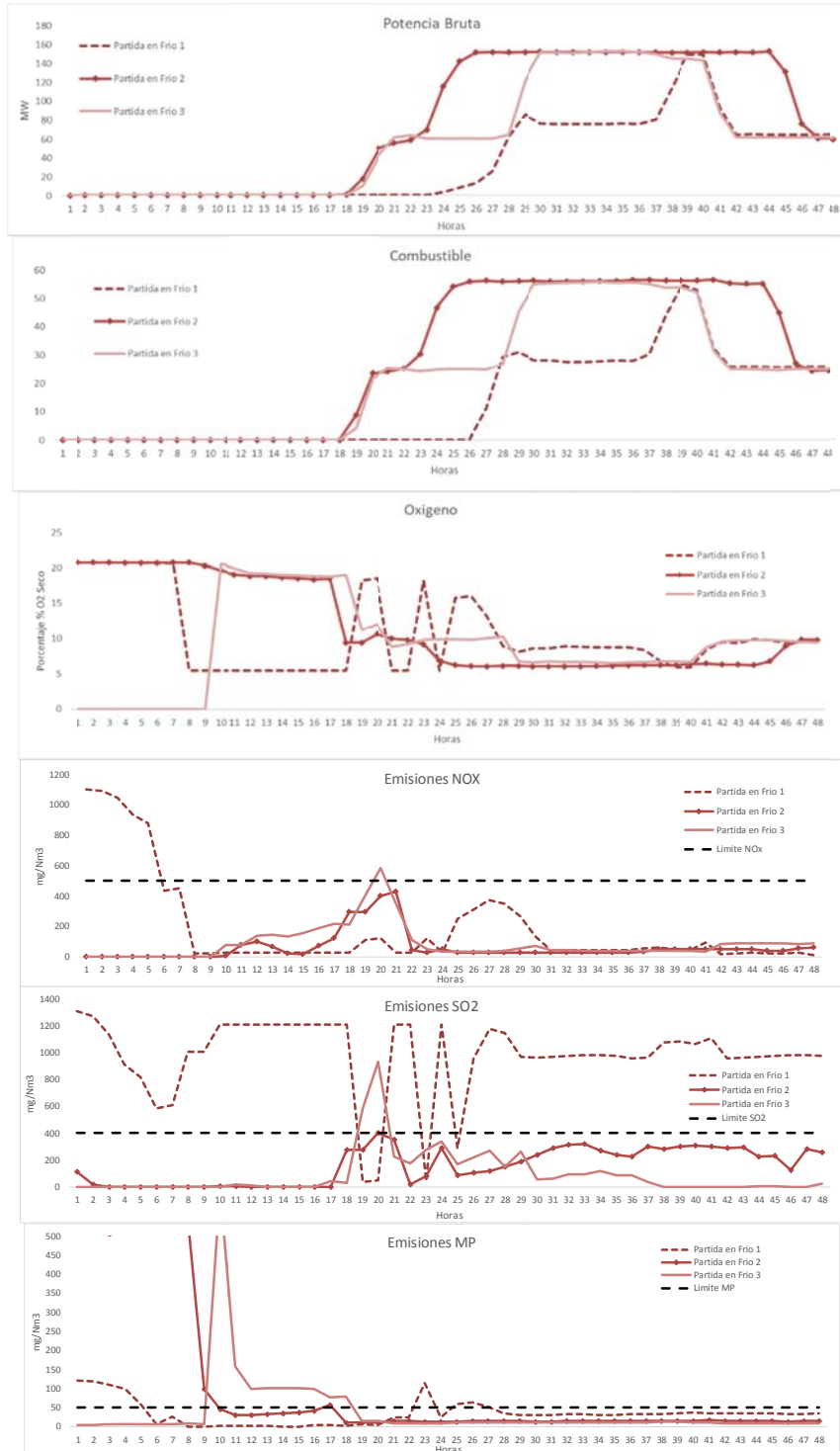
### 11.3.1 Central a Carbón – Caso 1 (clasificación DS 13: existente)





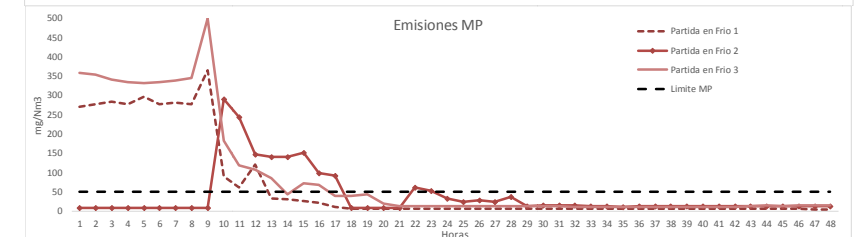
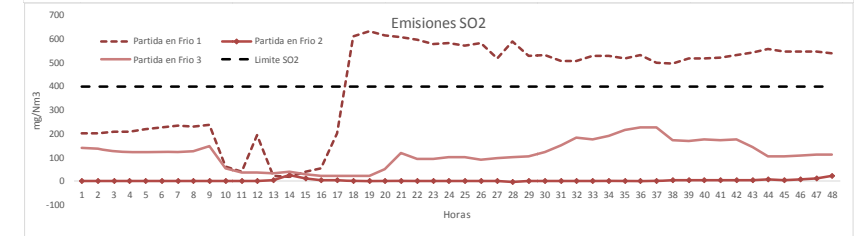
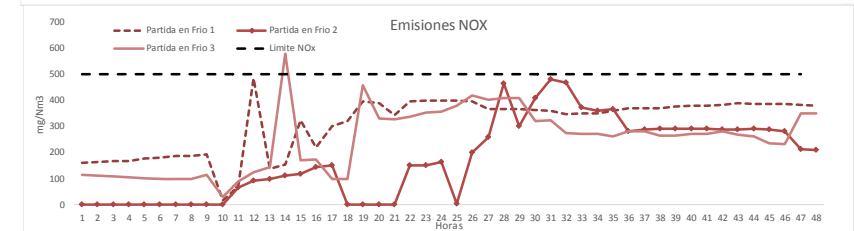
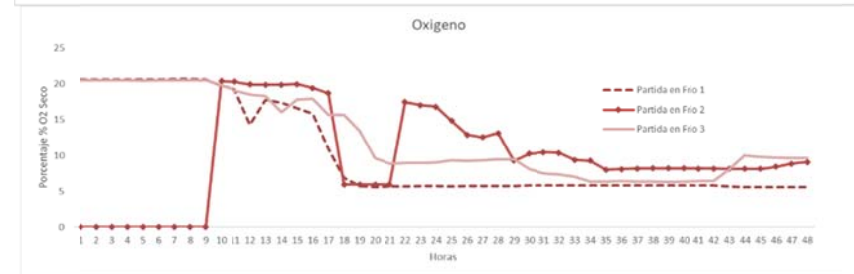
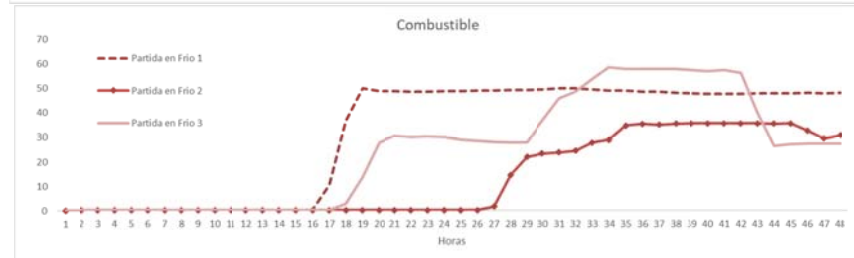
### 11.3.2 Central a Carbón – Caso 2 (clasificación DS 13: existente)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48						
Partida en Frio 1																																																						
Partida en Frio 2																																																						
Partida en Frio 3																																																						



### 11.3.3 Central a Carbón – Caso 3 (clasificación DS 13: existente)

	Horas																																															
Partida en Frio 1																	[M] En Regimen																[M] En Regimen															
Partida en Frio 2																																	[M] En Regimen															
Partida en Frio 3																																																

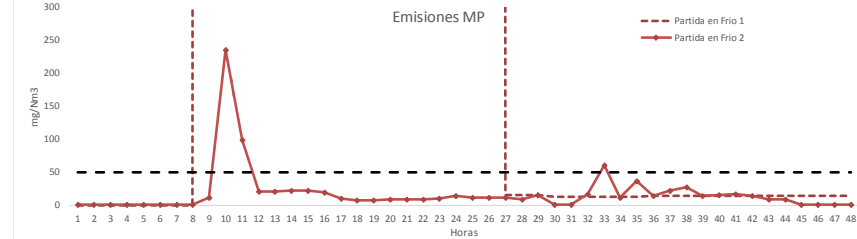
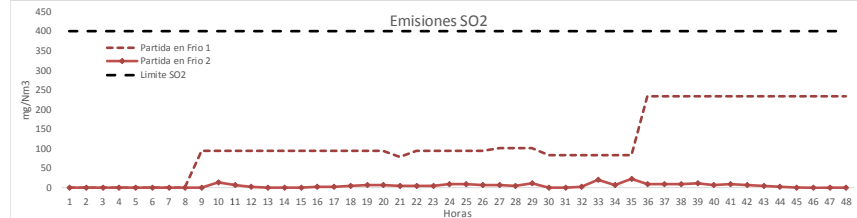
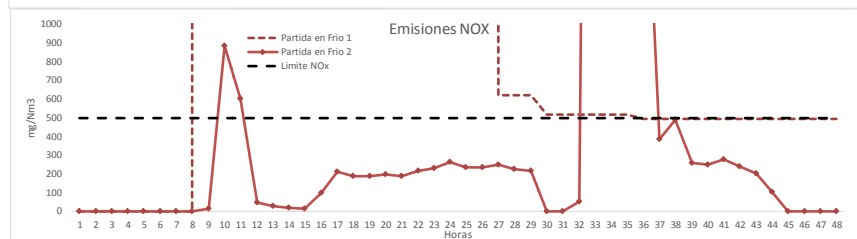
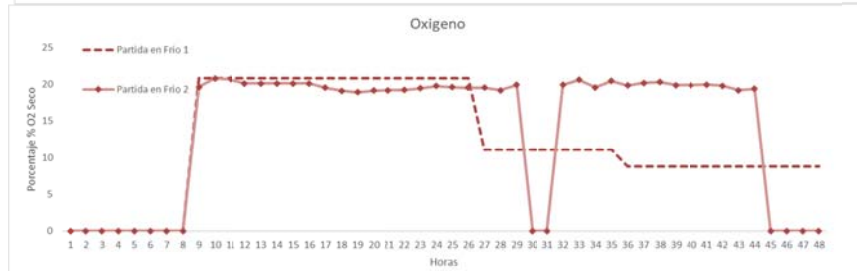
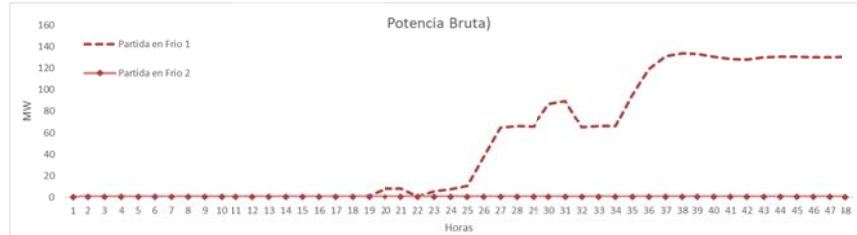


### 11.3.4 Central a Carbón – Caso 4 (clasificación DS 13: existente)

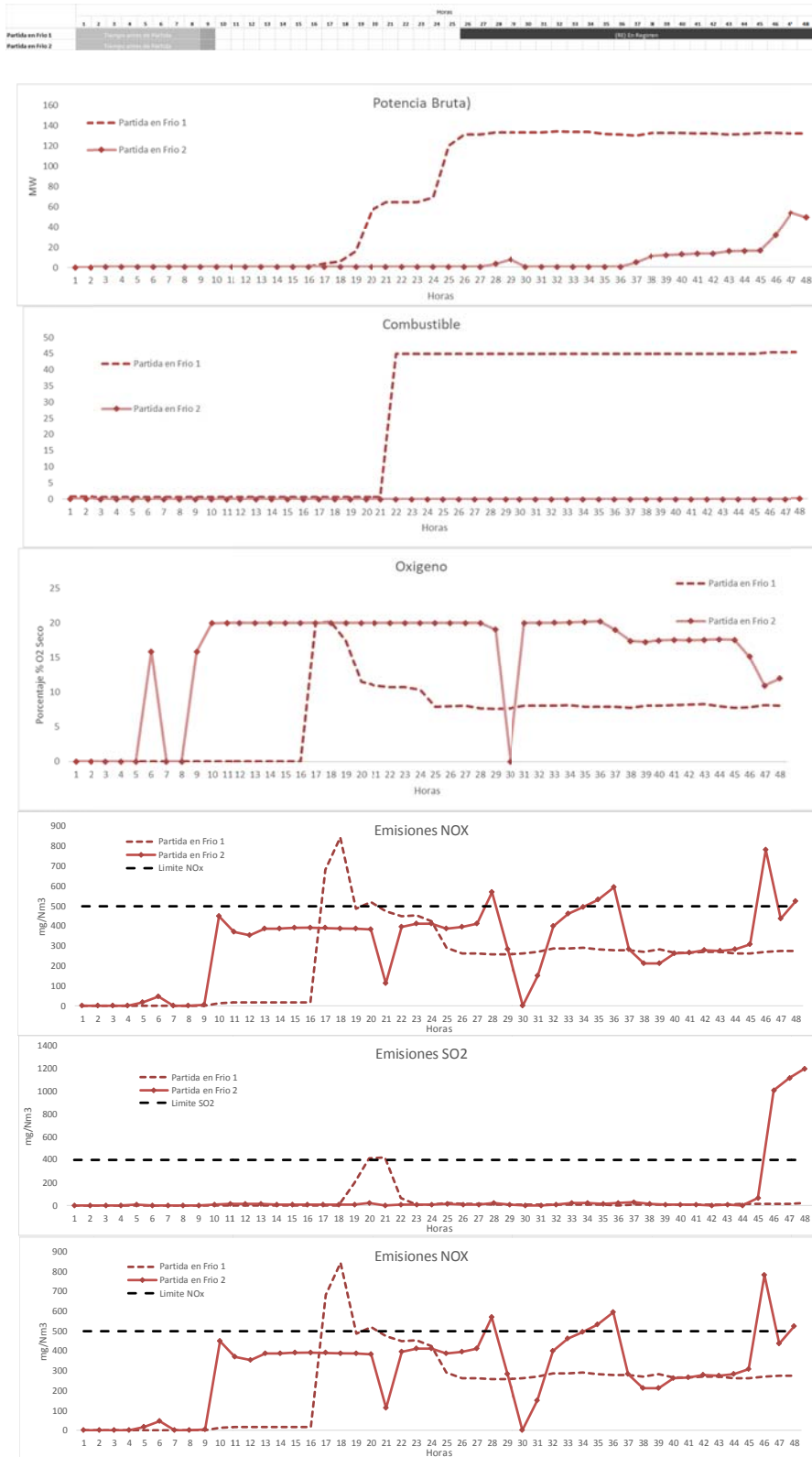


### 11.3.5 Central a Carbón – Caso 5 (clasificación DS 13: existente)

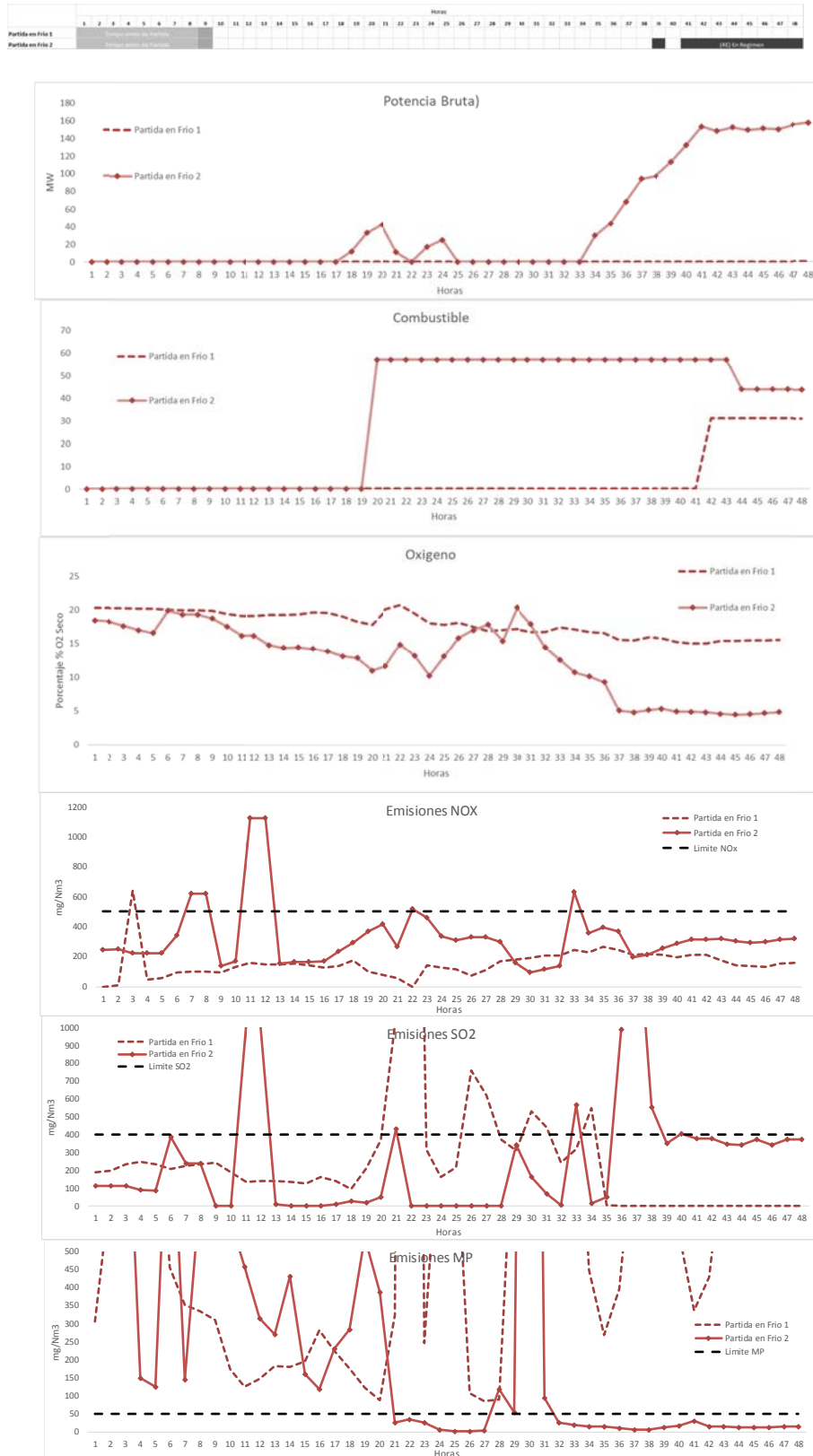
	Horas																																															
Partida en Frio 1	[Bar chart showing power output for Frio 1 over 48 hours]																																															
Partida en Frio 2	[Bar chart showing power output for Frio 2 over 48 hours]																																															



### 11.3.6 Central a Carbón – Caso 6 (clasificación DS 13: existente)



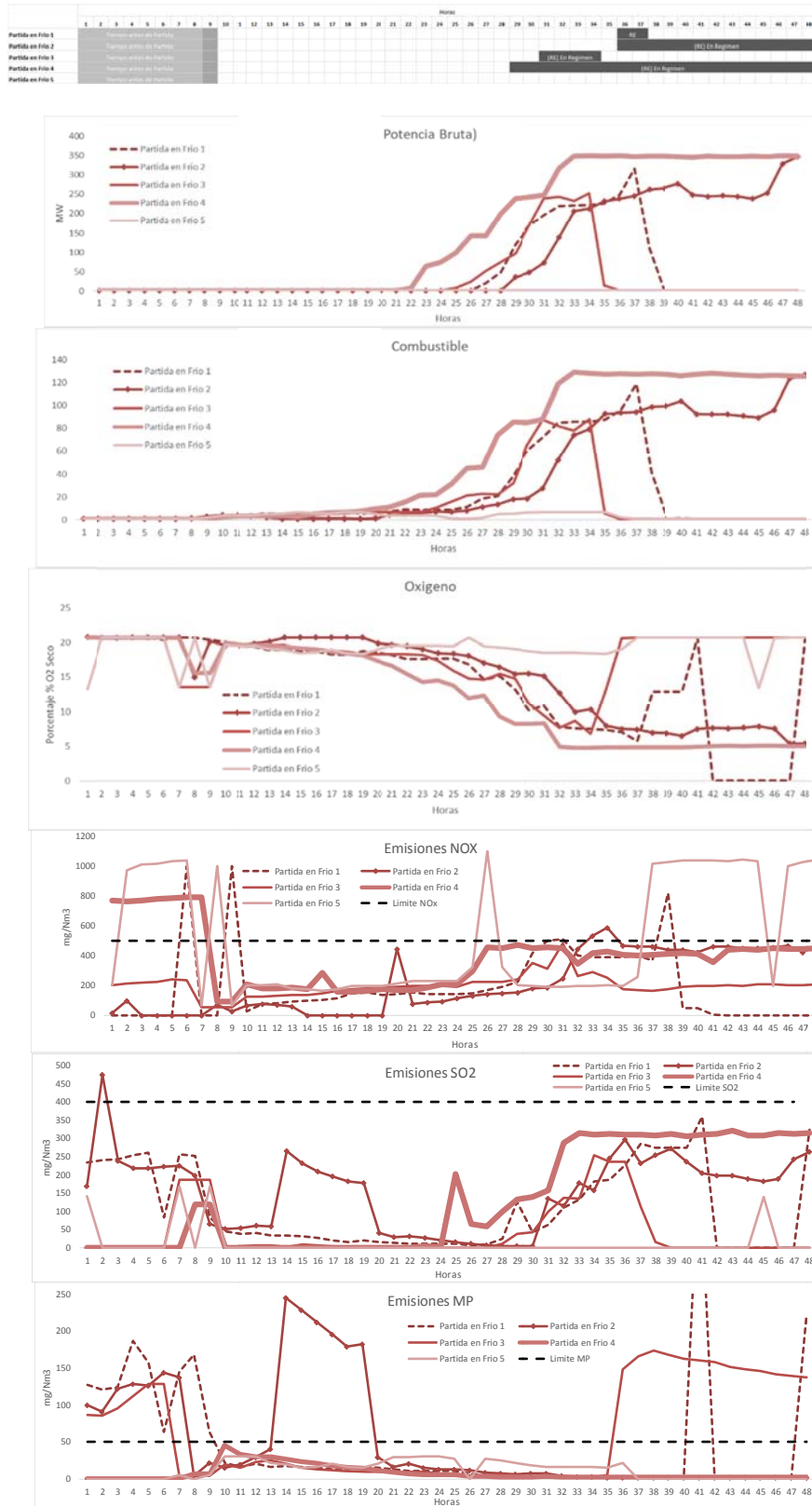
### 11.3.7 Central a Carbón – Caso 7 (clasificación DS 13: existente)



### 11.3.8 Central a Carbón – Caso 8 (clasificación DS 13: existente)

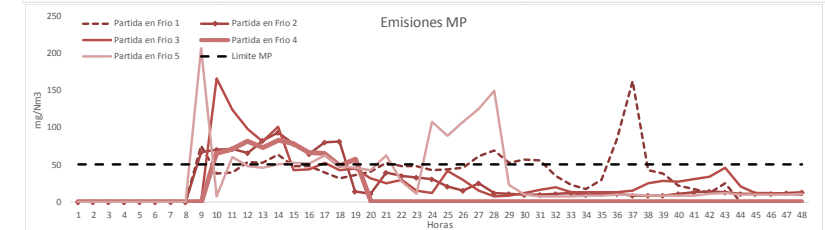
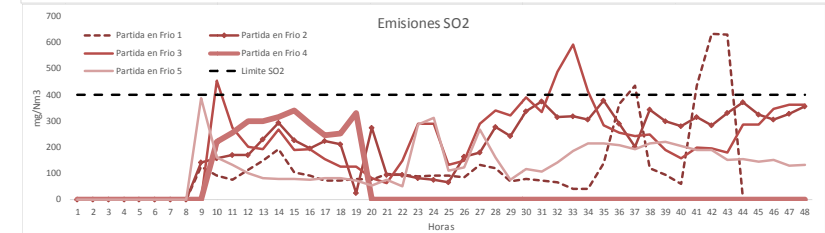
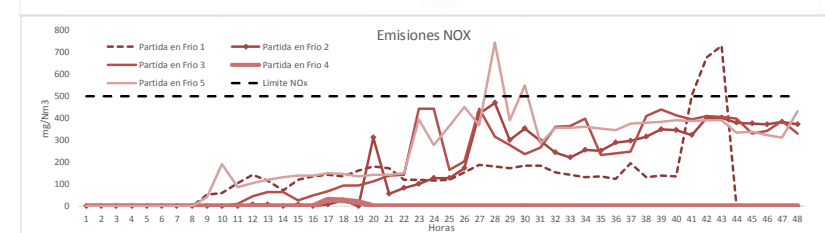
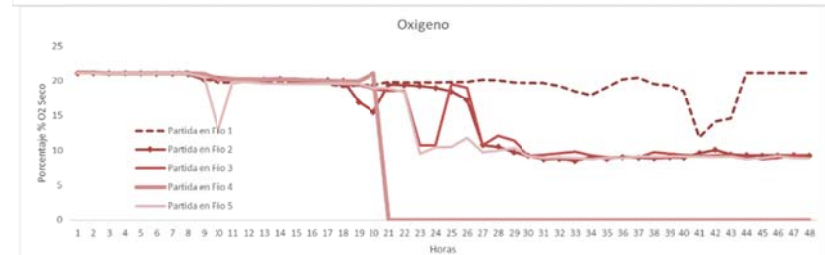
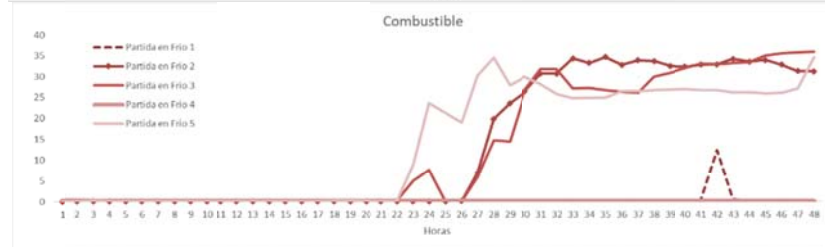
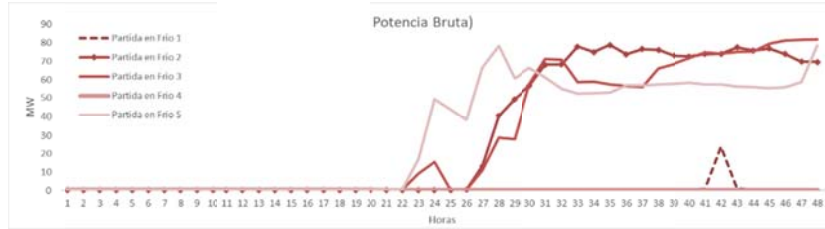


### 11.3.9 Central a Carbón – Caso 9 (clasificación DS 13: existente)

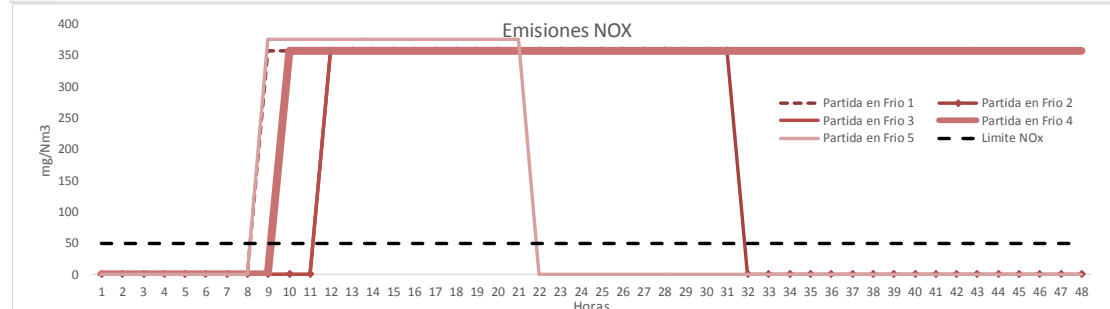
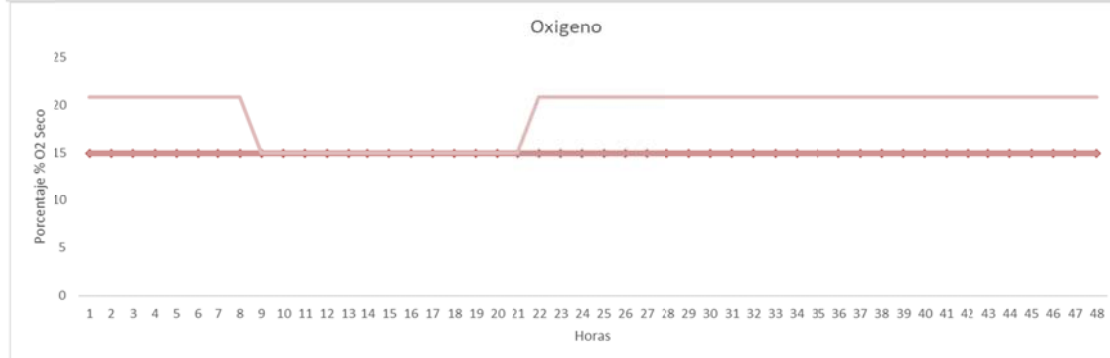
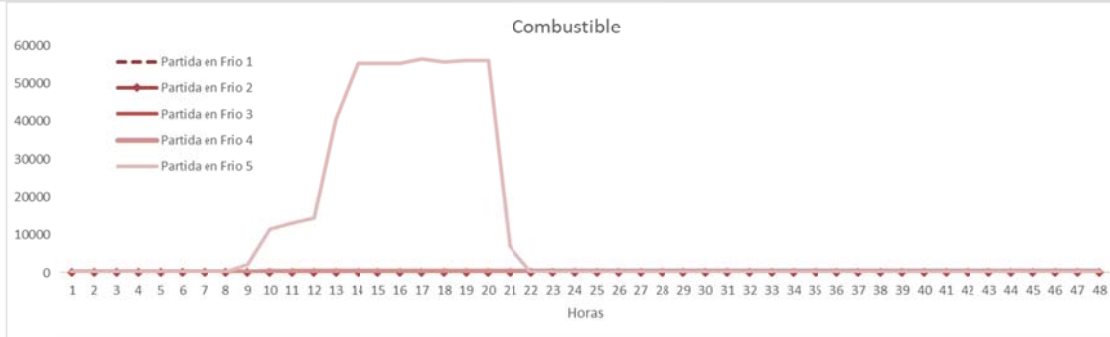
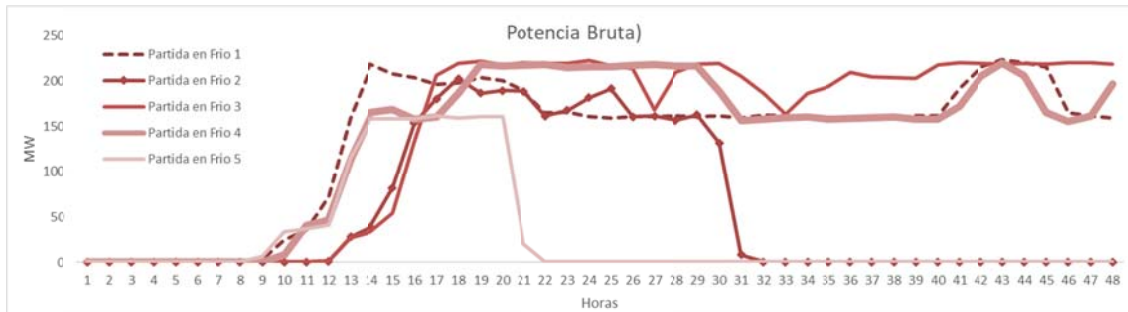
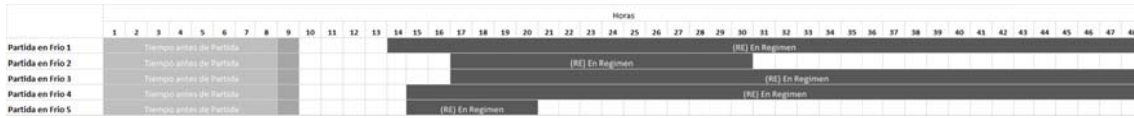




### 11.3.10 Central a Carbón – Caso 10 (clasificación DS 13: existente)

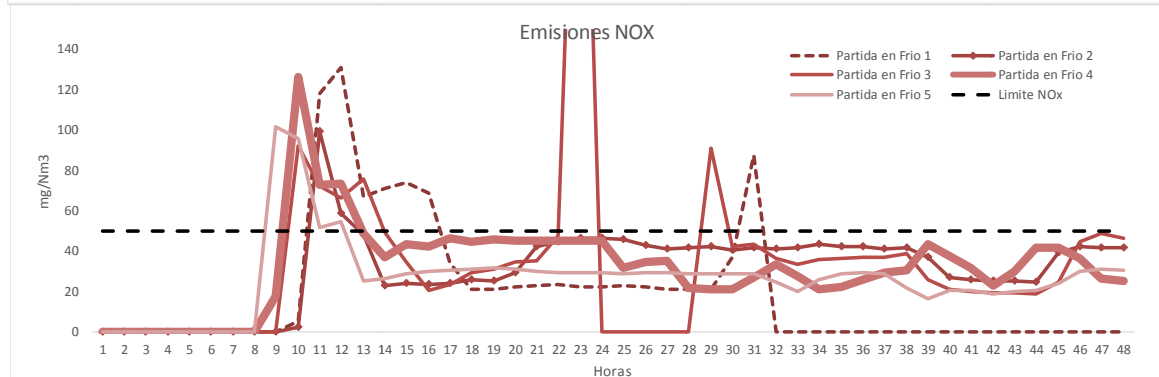
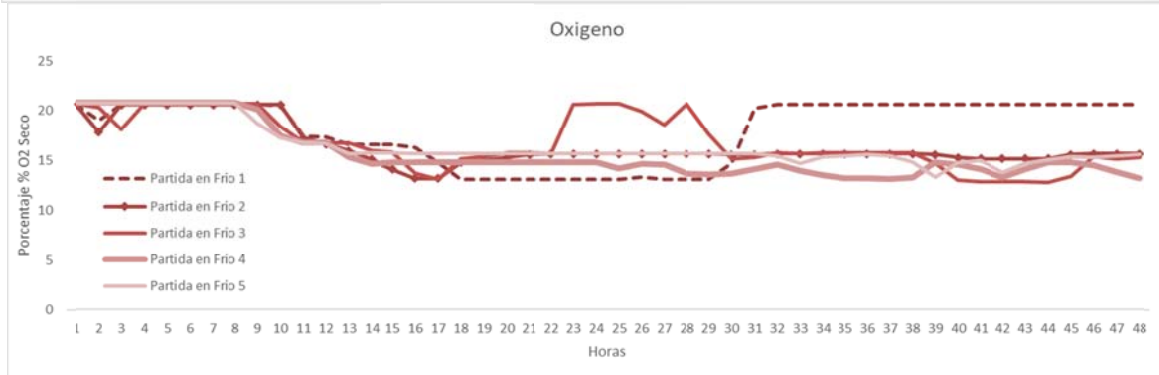
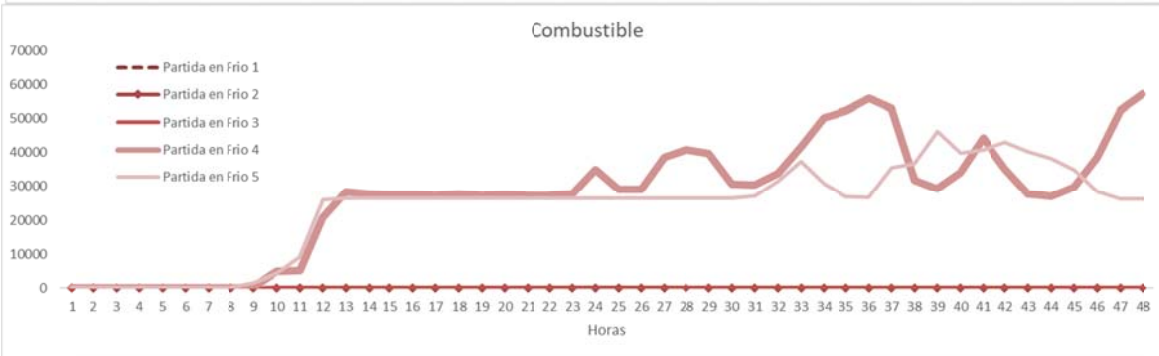
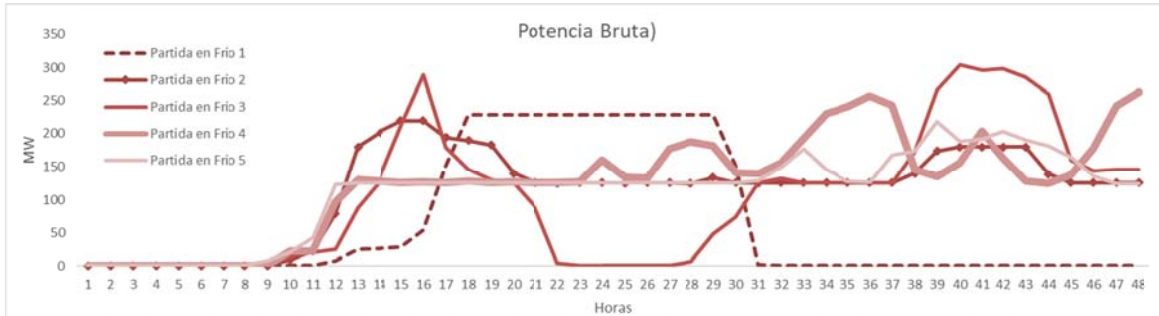


### 11.3.11 Central a Gas CCGT – Caso 1 (clasificación DS 13: existente)



### 11.3.12 Central a Gas CCGT – Caso 2 (clasificación DS 13: existente)

	Horas																																															
Partida en Frío 1	Tiempo antes de Partida									(RE) En Regimen																																						
Partida en Frío 2	Tiempo antes de Partida																					(RE) En Regimen																										
Partida en Frío 3	Tiempo antes de Partida																					(RE) En Regimen																										
Partida en Frío 4	Tiempo antes de Partida																					(RE) En Regimen																										
Partida en Frío 5	Tiempo antes de Partida																					(RE) En Regimen																										



## 11.4 ANEXO IV - Medición de Concentración de O<sub>2</sub>

Se presentan datos que caracterizan la operación de centrales térmicas a carbón y gas durante horas de encendido y horas de operación en régimen; particularmente la medición de O<sub>2</sub>.

### 11.4.1 Casos de Centrales a Carbón

Las siguientes figuras ilustran la medición de O<sub>2</sub> en centrales a carbón en Chile, diferenciando la medición durante horas de encendido y horas de operación en régimen. Se observa que durante las partidas el porcentaje de O<sub>2</sub> supera el 20%. Los datos corresponden a operación durante el año 2016, reportados a la Superintendencia de Medio Ambiente.

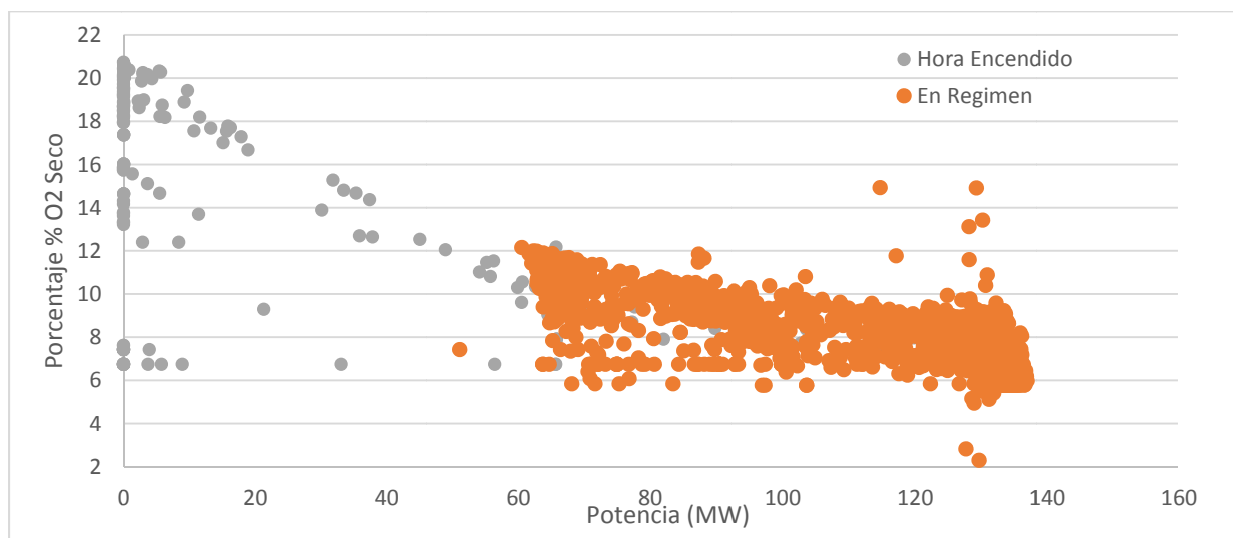


Figura 38: Caso Central Térmica a Carbón 1

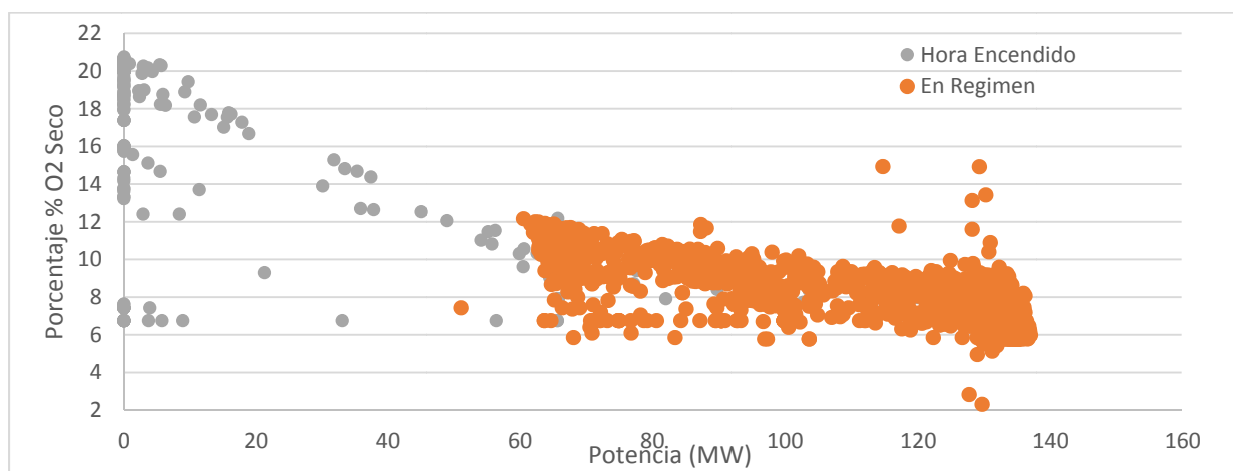


Figura 39: Caso Central Térmica a Carbón 2

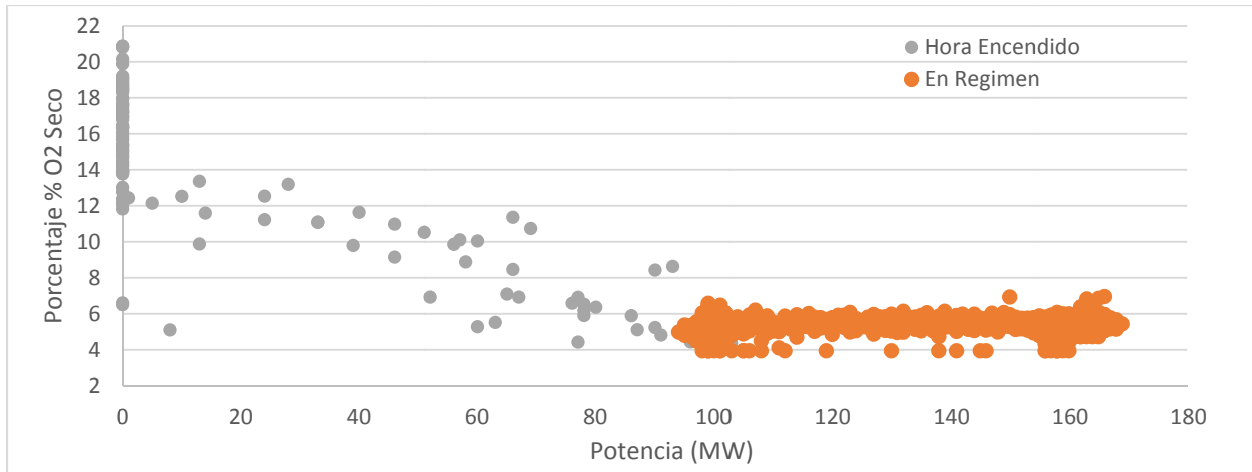


Figura 40: Caso Central Térmica a Carbón 3

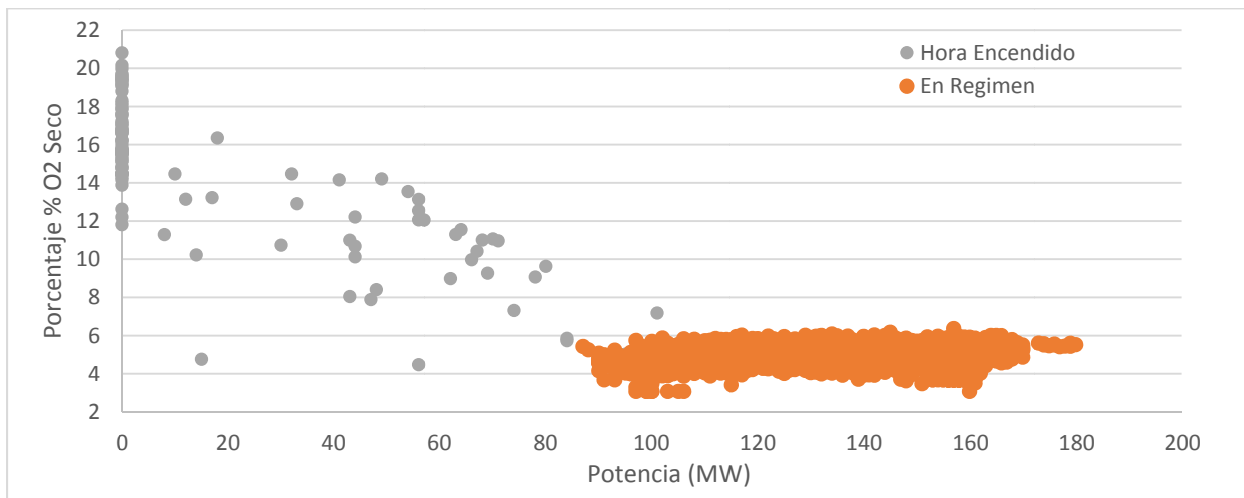


Figura 41: Caso Central Térmica a Carbón 4

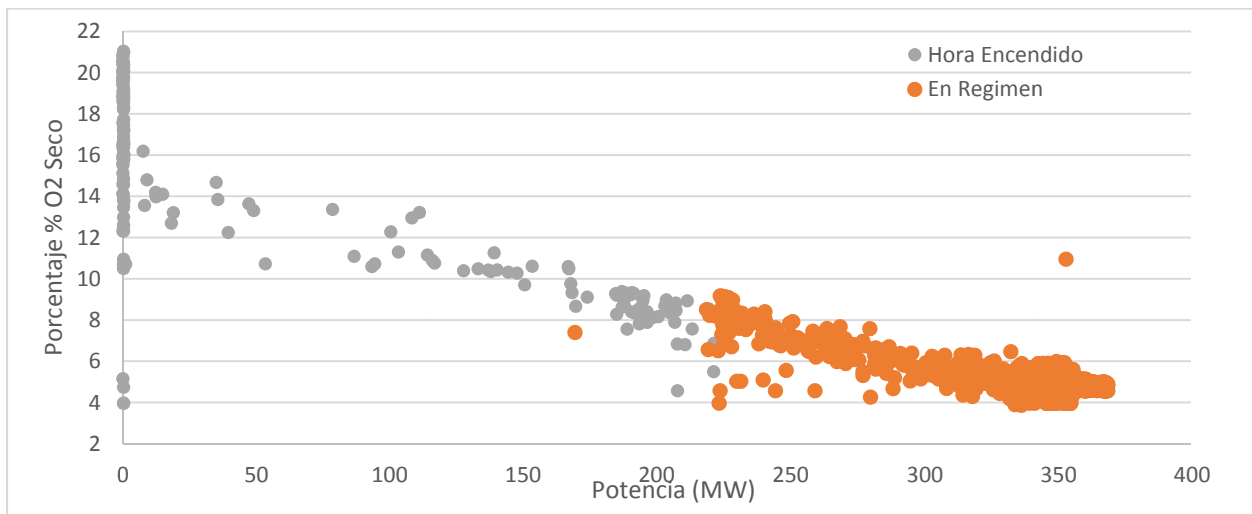


Figura 42: Caso Central Térmica a Carbón 5

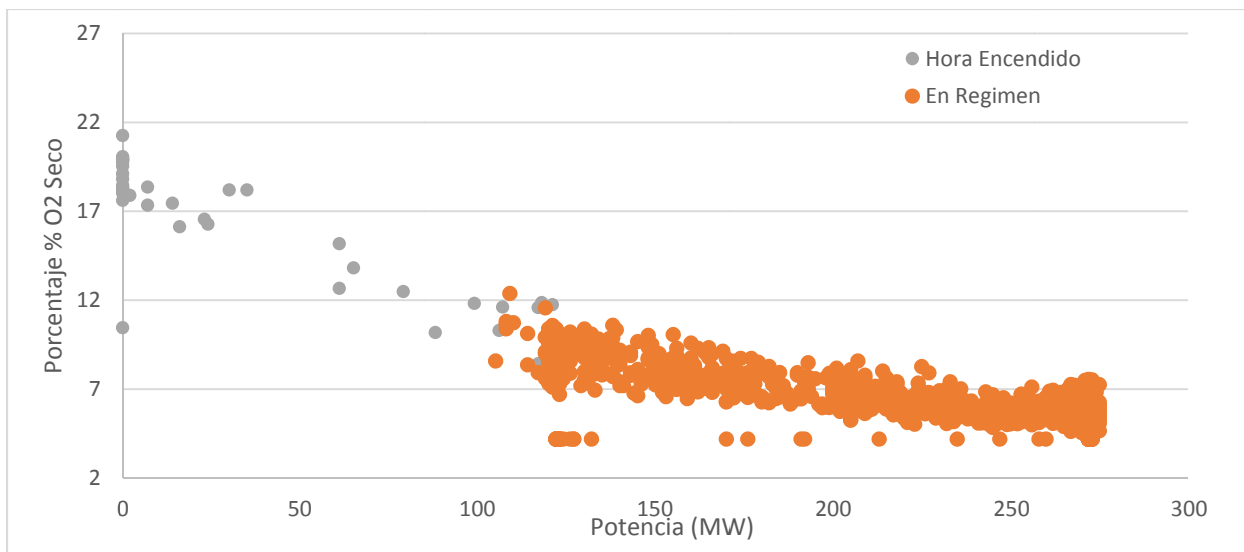


Figura 43: Caso Central Térmica a Carbón 6

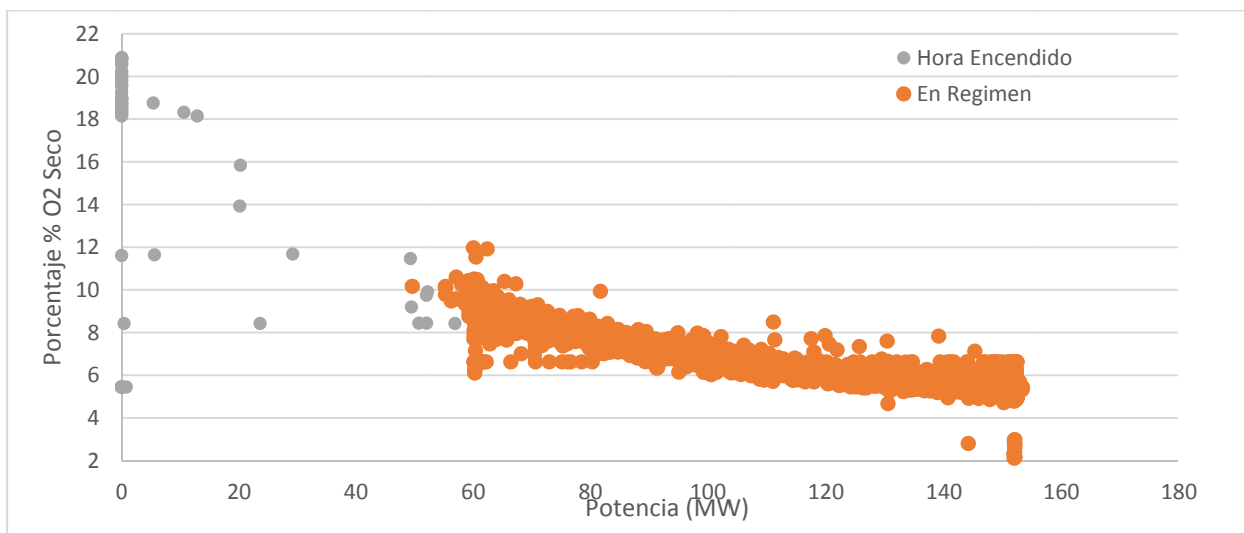


Figura 44: Caso Central Térmica a Carbón 7

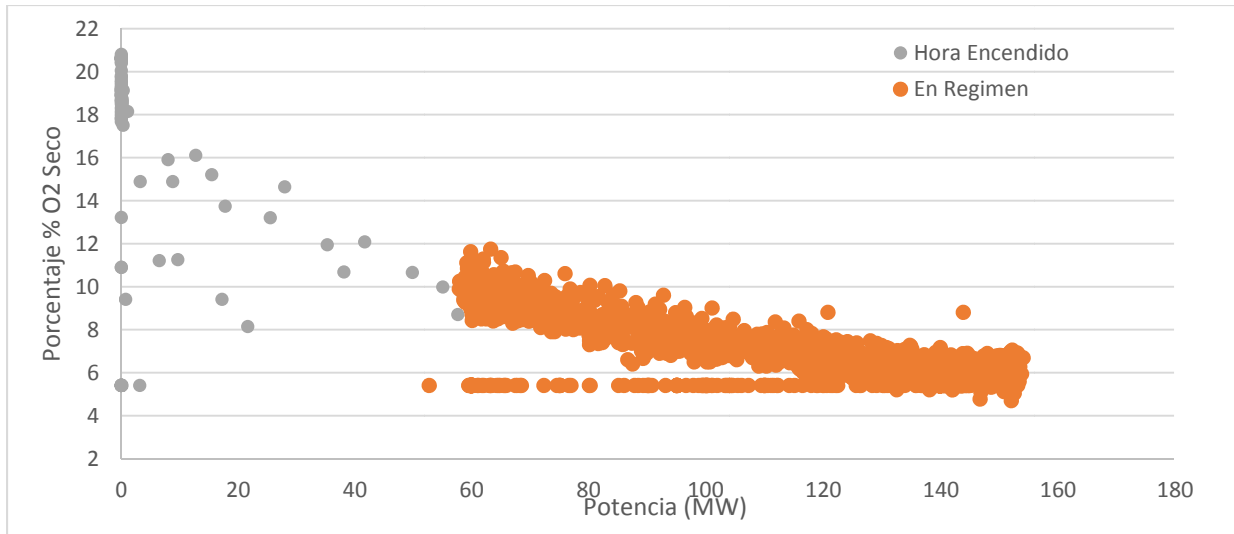


Figura 45: Caso Central Térmica a Carbón 8

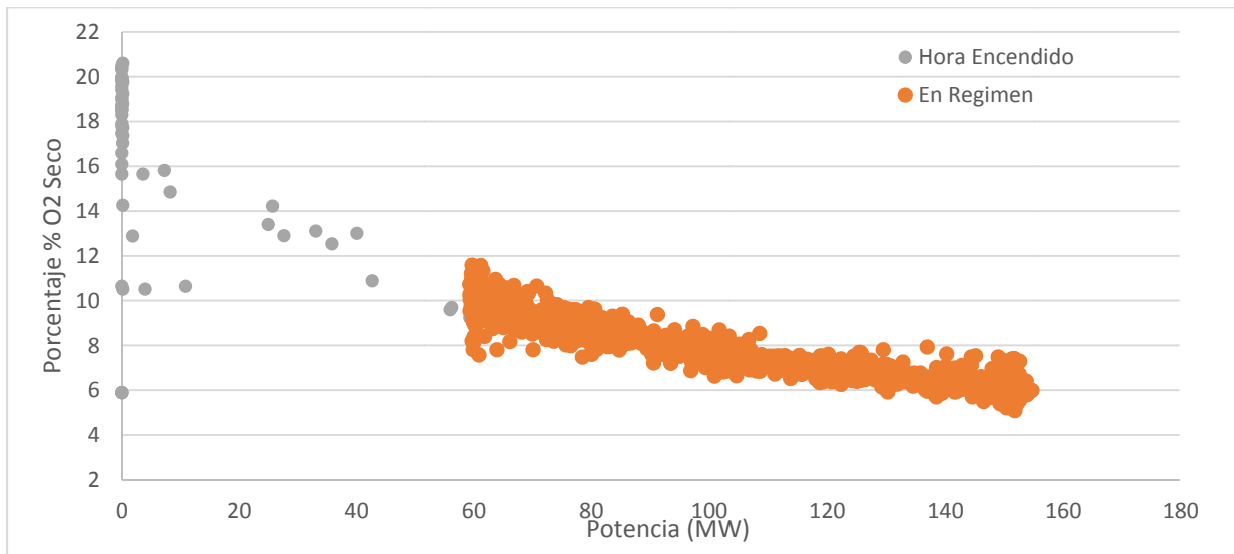


Figura 46: Caso Central Térmica a Carbón 9

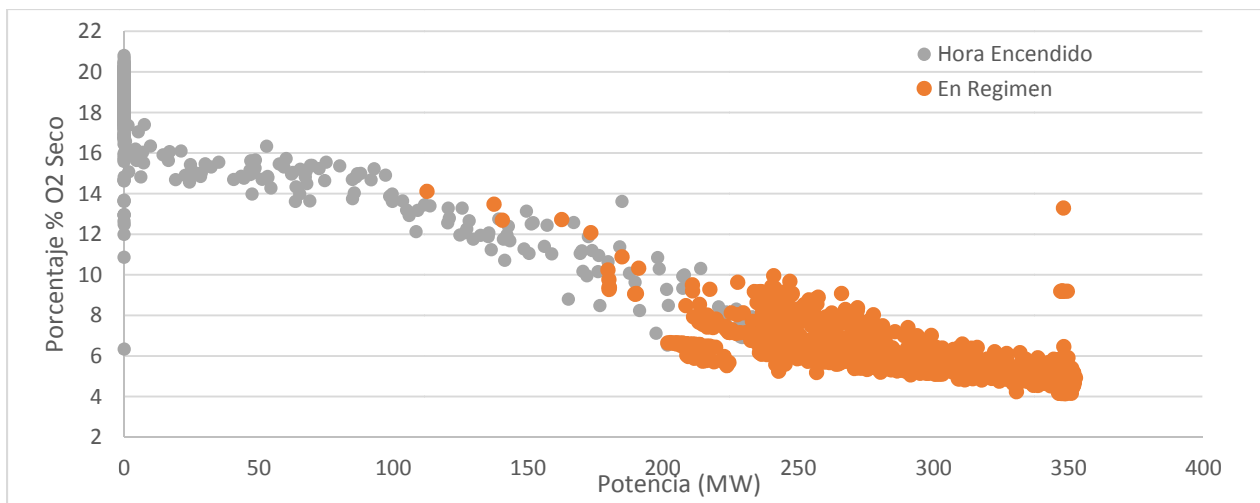


Figura 47: Caso Central Térmica a Carbón 10

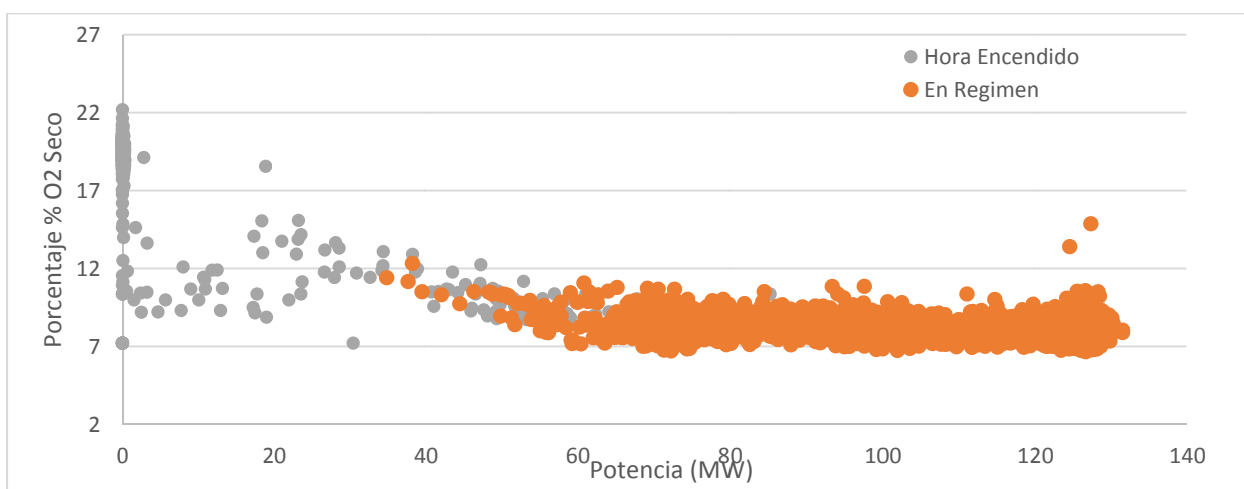


Figura 48: Caso Central Térmica a Carbón 11



### 11.4.2 Casos de Centrales a Gas

Las siguientes figuras ilustran la medición de O<sub>2</sub> en centrales a gas en Chile, diferenciando la medición durante horas de encendido y horas de operación en régimen. Se observa que durante las partidas el porcentaje de O<sub>2</sub> supera el 20%. Los datos corresponden a operación durante el año 2016, reportados a la Superintendencia de Medio Ambiente.

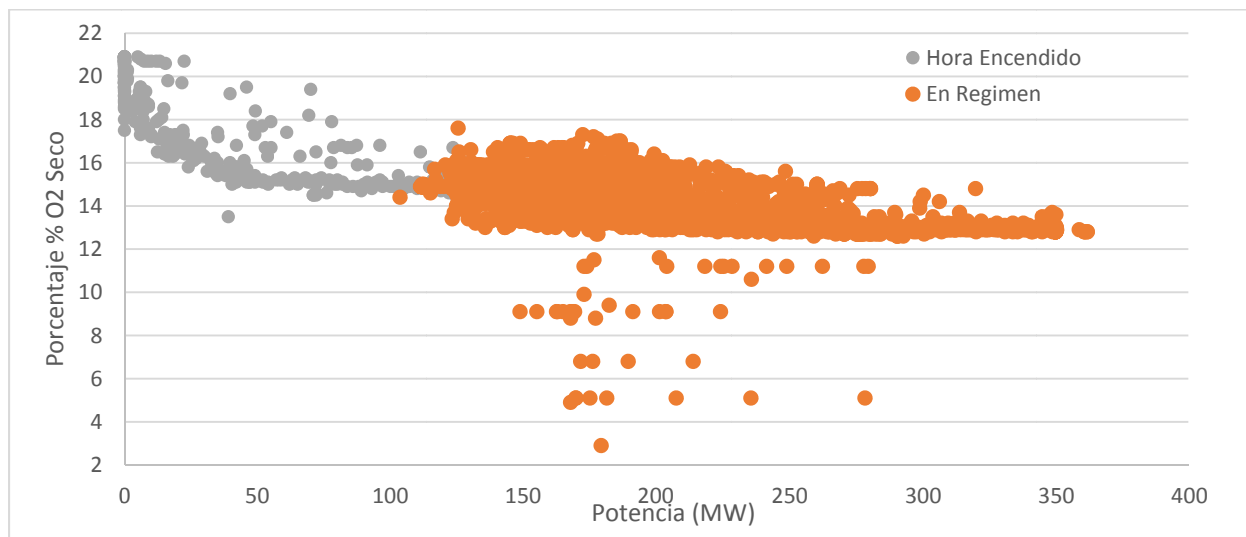


Figura 49: Caso Central Térmica a gas 1

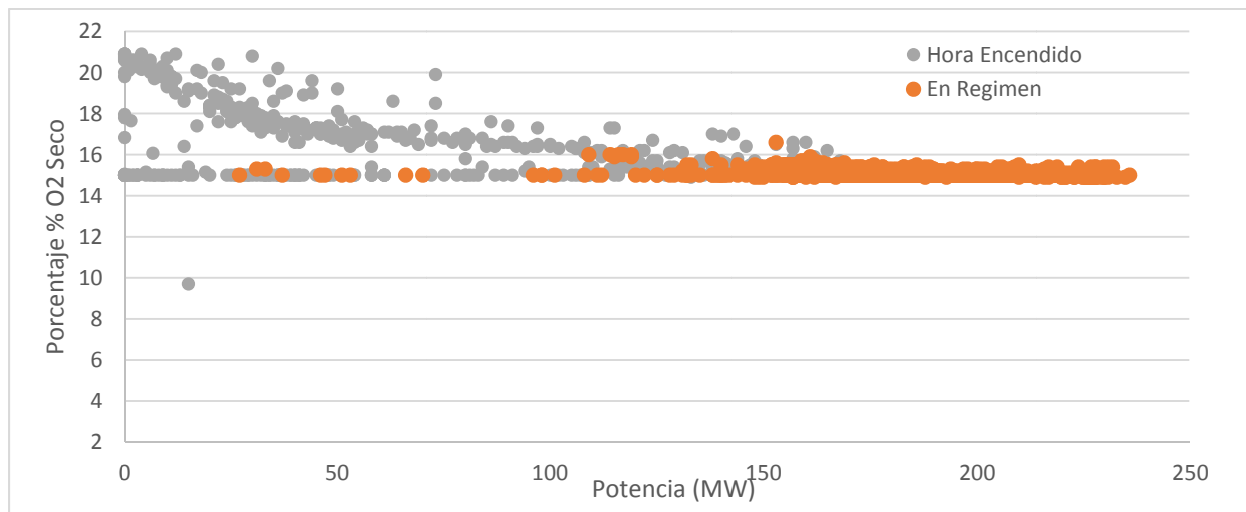


Figura 50: Caso Central Térmica a gas 2

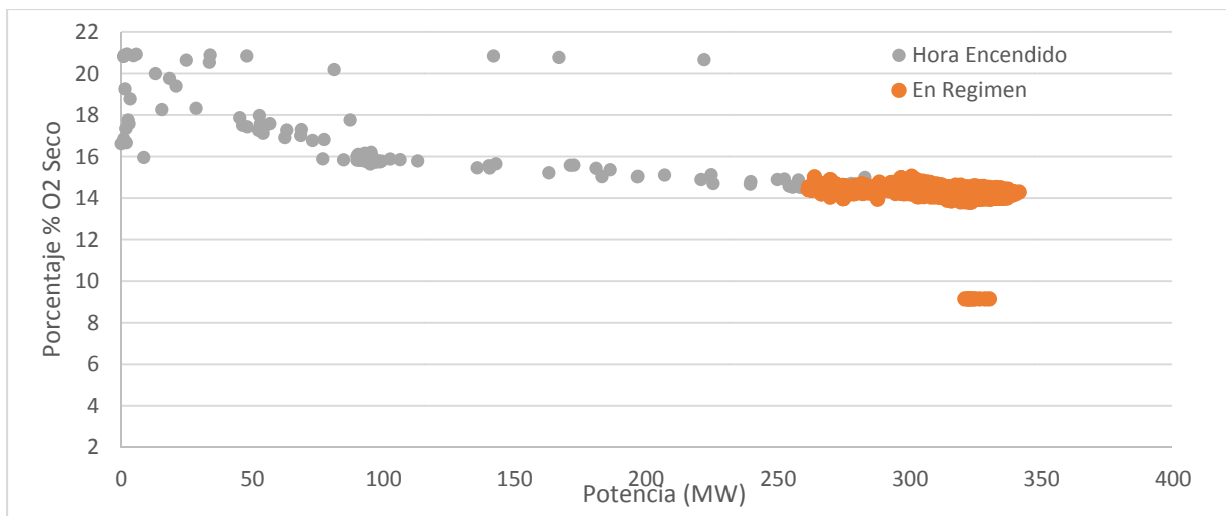


Figura 51: Caso Central Térmica a gas 3

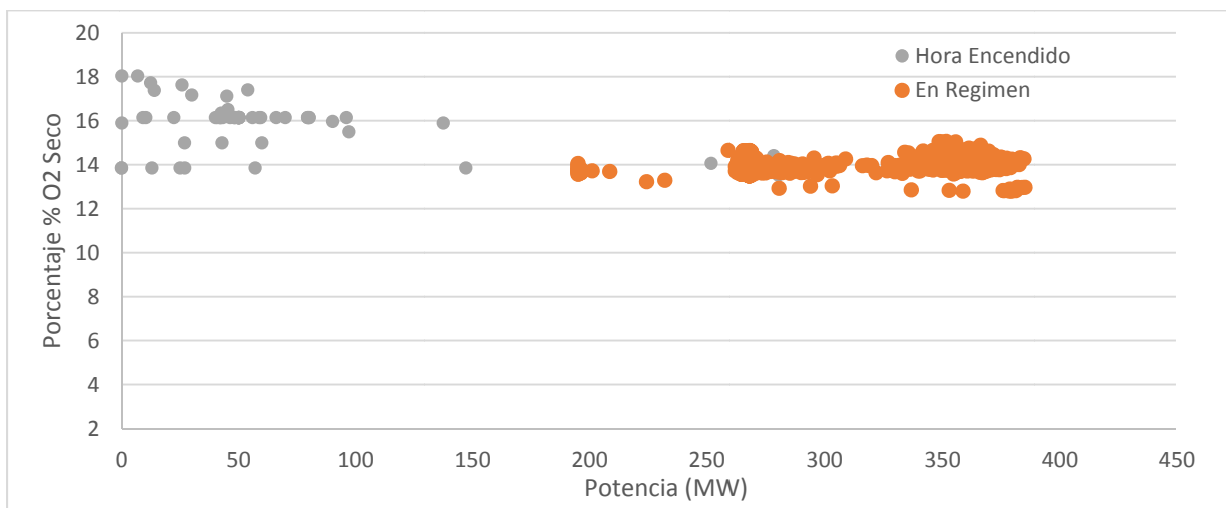


Figura 52: Caso Central Térmica a gas 4

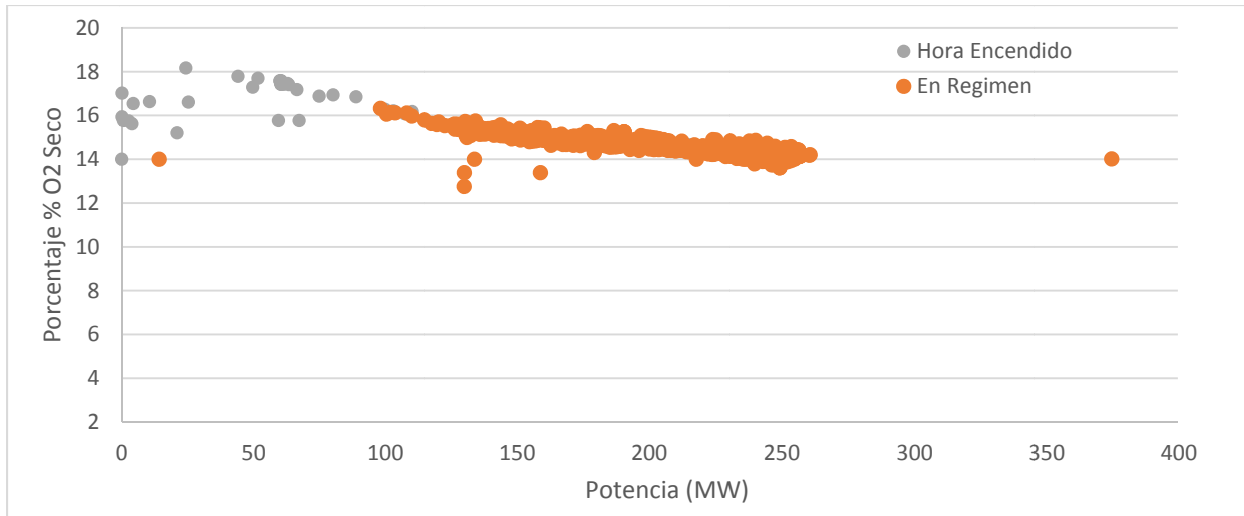


Figura 53: Caso Central Térmica a gas 5

## 11.5 Anexo V: Extracto de la Sección 6.5.2.1 de la Norma US EPA 40 CRF Part 75

### *“Range of Operation and Normal Load (or Operating) Level(s)*

*(b) The operating levels for relative accuracy test audits shall, except for peaking units, be defined as follows: the “low” operating level shall be the first 30.0 percent of the range of operation; the “mid” operating level shall be the middle portion (>30.0 percent, but ≤60.0 percent) of the range of operation; and the “high” operating level shall be the upper end (>60.0 percent) of the range of operation.*

*(c) Units that do not produce electrical or thermal output are exempted from the requirements of this paragraph, (c). The owner or operator shall identify, for each affected unit or common stack (except for peaking units and units using the low mass emissions (LME) excepted methodology under §75.19), the “normal” load level or levels (low, mid or high), based on the operating history of the unit(s). To identify the normal load level(s), the owner or operator shall, at a minimum, determine the relative number of operating hours at each of the three load levels, low, mid and high over the past four representative operating quarters. The owner or operator shall determine, to the nearest 0.1 percent, the percentage of the time that each load level (low, mid, high) has been used during that time period. A summary of the data used for this determination and the calculated results shall be kept on-site in a format suitable for inspection. For new units or newly-affected units, the data analysis in this paragraph may be based on fewer than four quarters of data if fewer than four representative quarters of historical load data are available. Or, if no historical load data are available, the owner or operator may designate the normal load based on the expected or projected manner of operating the unit. However, in either case, once four quarters of representative data become available, the historical load analysis shall be repeated.*

### *(d) Determination of normal load (or operating level)*

*(1) Based on the analysis of the historical load data described in paragraph (c) of this section, the owner or operator shall, for units that produce electrical or thermal output, designate the most frequently used load level as the normal load level for the unit (or combination of units, for common stacks). The owner or operator may also designate the second most frequently used load level as an additional normal load level for the unit or stack. For peaking units and LME units, normal load designations are unnecessary; the entire operating load range shall be considered normal. If the manner of operation of the unit changes significantly, such that the designated normal load(s) or the two most frequently used load levels change, the owner or operator shall repeat the historical load analysis and shall redesignate the normal load(s) and the two most frequently used load levels, as appropriate. A minimum of two representative quarters of historical load data are required to document that a change in the manner of unit operation has occurred. Update the electronic monitoring plan whenever the normal load level(s) and the two most frequently-used load levels are redesignated.*

*(2) For units that do not produce electrical or thermal output, the normal operating level(s) shall be determined using sound engineering judgment, based on knowledge of the unit and operating experience with the industrial process.”*

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]