

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: https://www.inodu.com/</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 ₂	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 operación¹.
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.

¹ 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 CO₂ 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 variable². 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,

² A modo de ejemplo, para el caso de emisiones de óxidos de nitrógeno, el DS 13 establece un límite de 400 mg/Nm³ para centrales a carbón existentes y 50 mg/Nm³ 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/Nm³; mientras que para centrales a gas es 44 mg/Nm³.

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, Beesemyer, & 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 conjunto³. 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 escala⁴) 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.

³ 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.

⁴ 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.

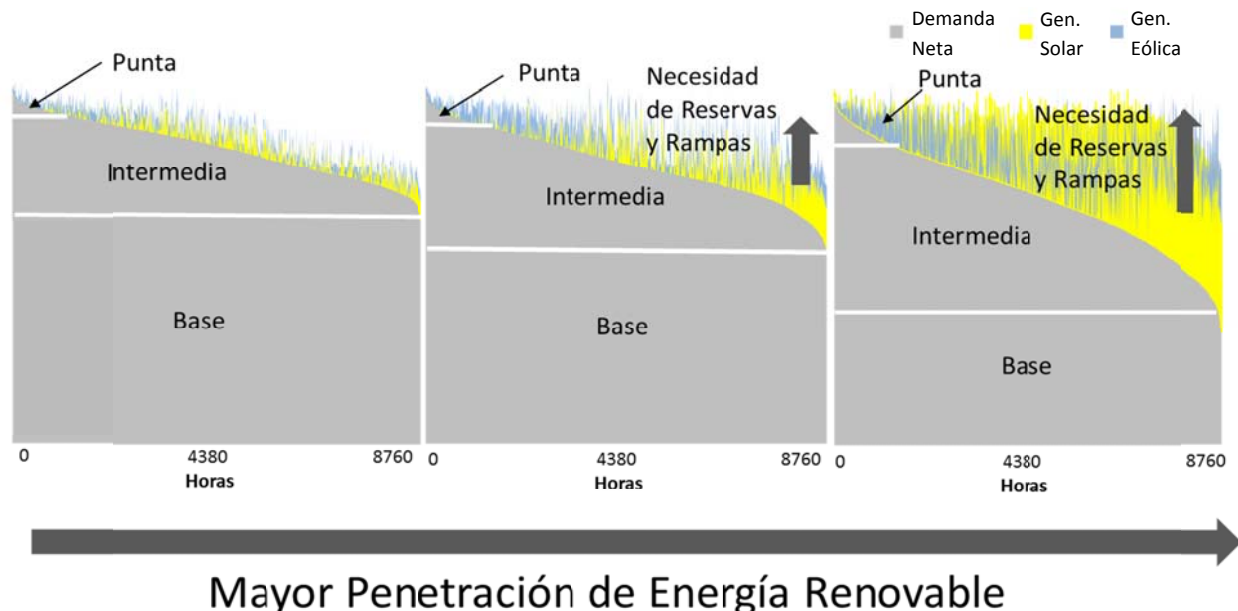


Figura 1: Curva de duración de la demanda neta en un contexto de mayor penetración ERNC. Fuente: Elaboración Propia.

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 operación⁵.

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

⁵ 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.

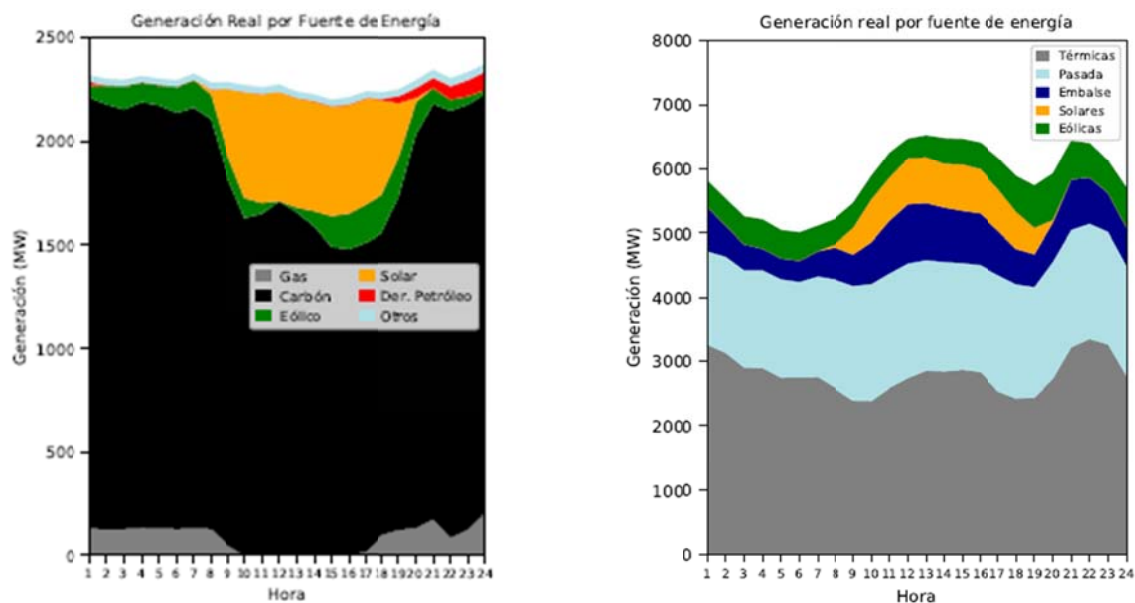


Figura 2: Operación del SING (imagen izquierda) y SIC el 30 de septiembre de 2017. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional.

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 sistema⁶. 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.

⁶ 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.

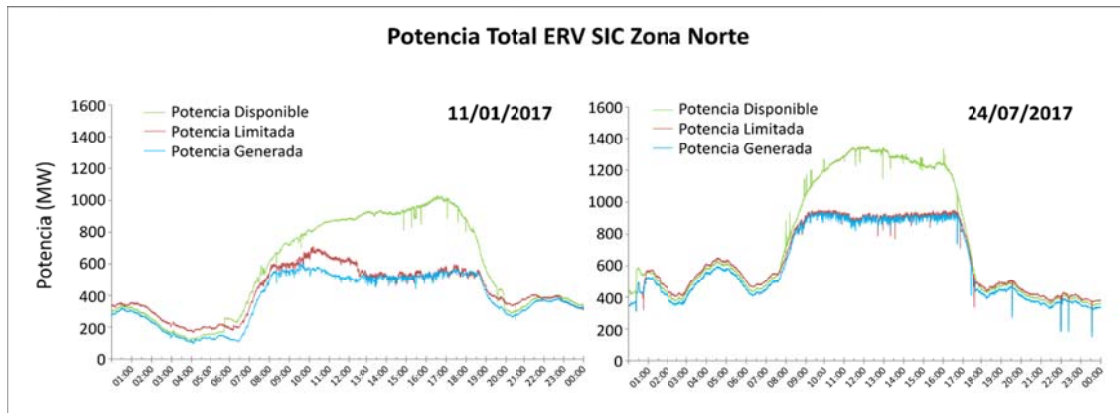


Figura 3: Energía renovable (solar y eólica) disponible en SIC-Norte vs energía renovable generada. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

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 central⁷. 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.

⁷ El consumo específico (kg/kWh o m³/kWh) también es una forma de reflejar la eficiencia de la central.

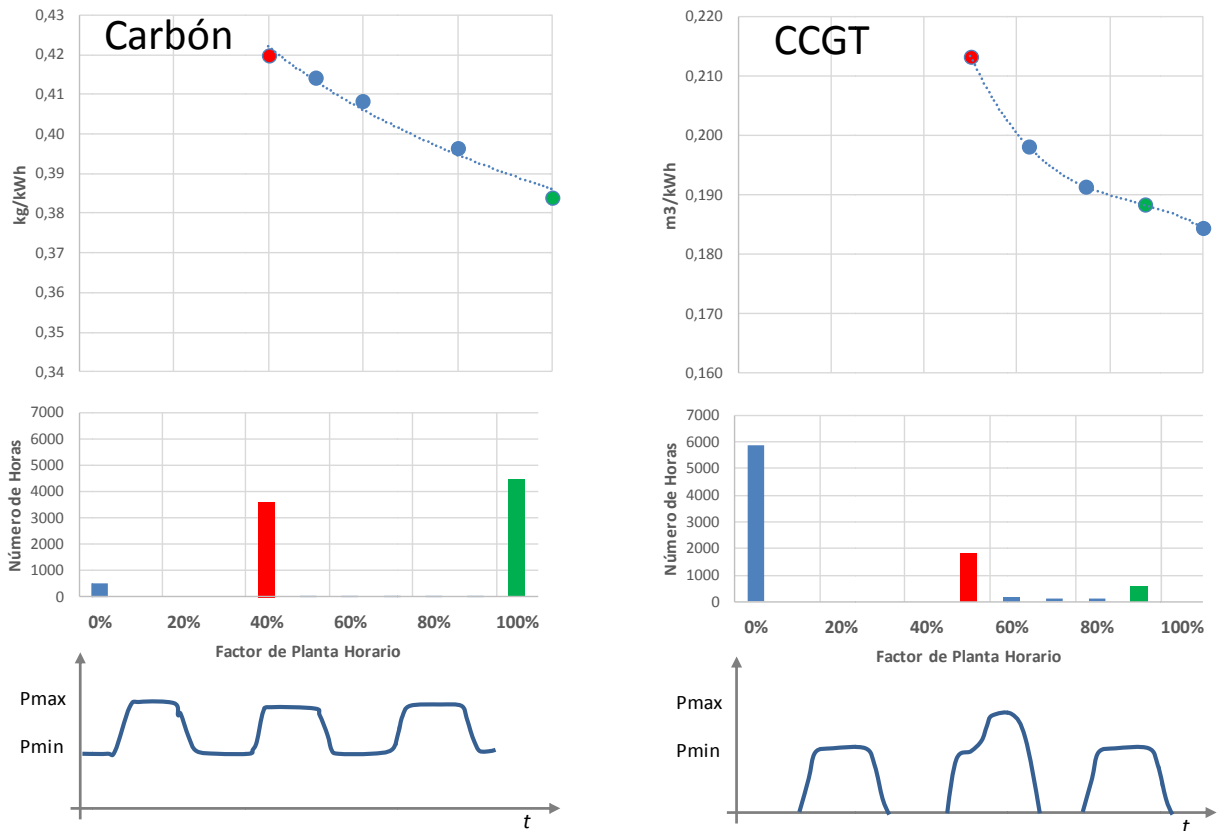


Figura 4: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año. Fuente: Elaboración Propia⁸.

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.

⁸ Pmax: Potencia máxima; Pmin: Potencia mínima o mínimo técnico.

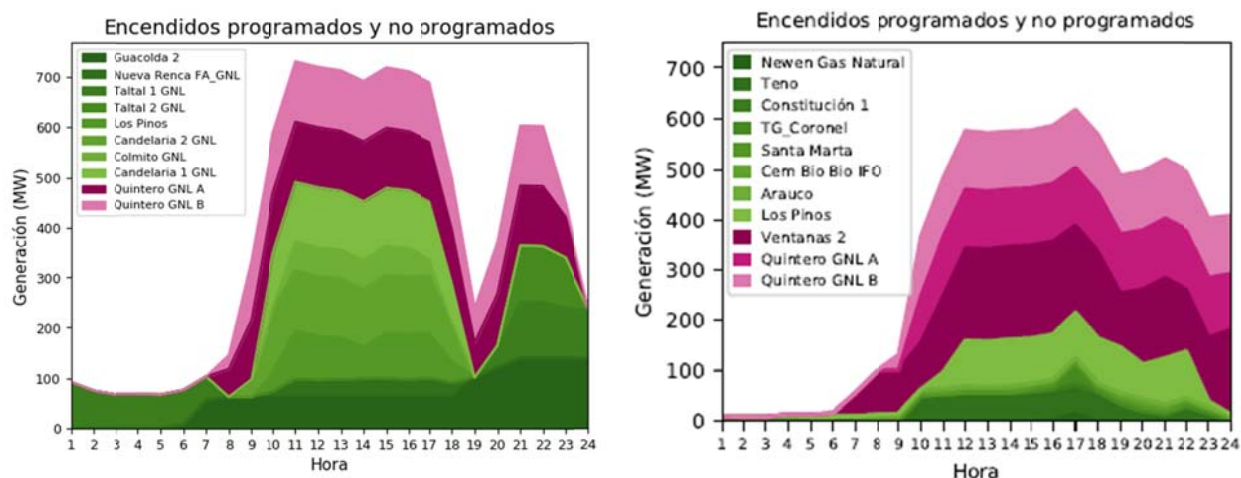


Figura 5: Ciclaje programado y ciclaje efectivo (real) para el 17 de abril (izquierda) y 1 de marzo (derecha).

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 siguiente⁹:

- 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 despacho¹⁰.

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 CO₂, 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

⁹ 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).

¹⁰ 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 energía¹¹.

- 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.

¹¹ 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...”

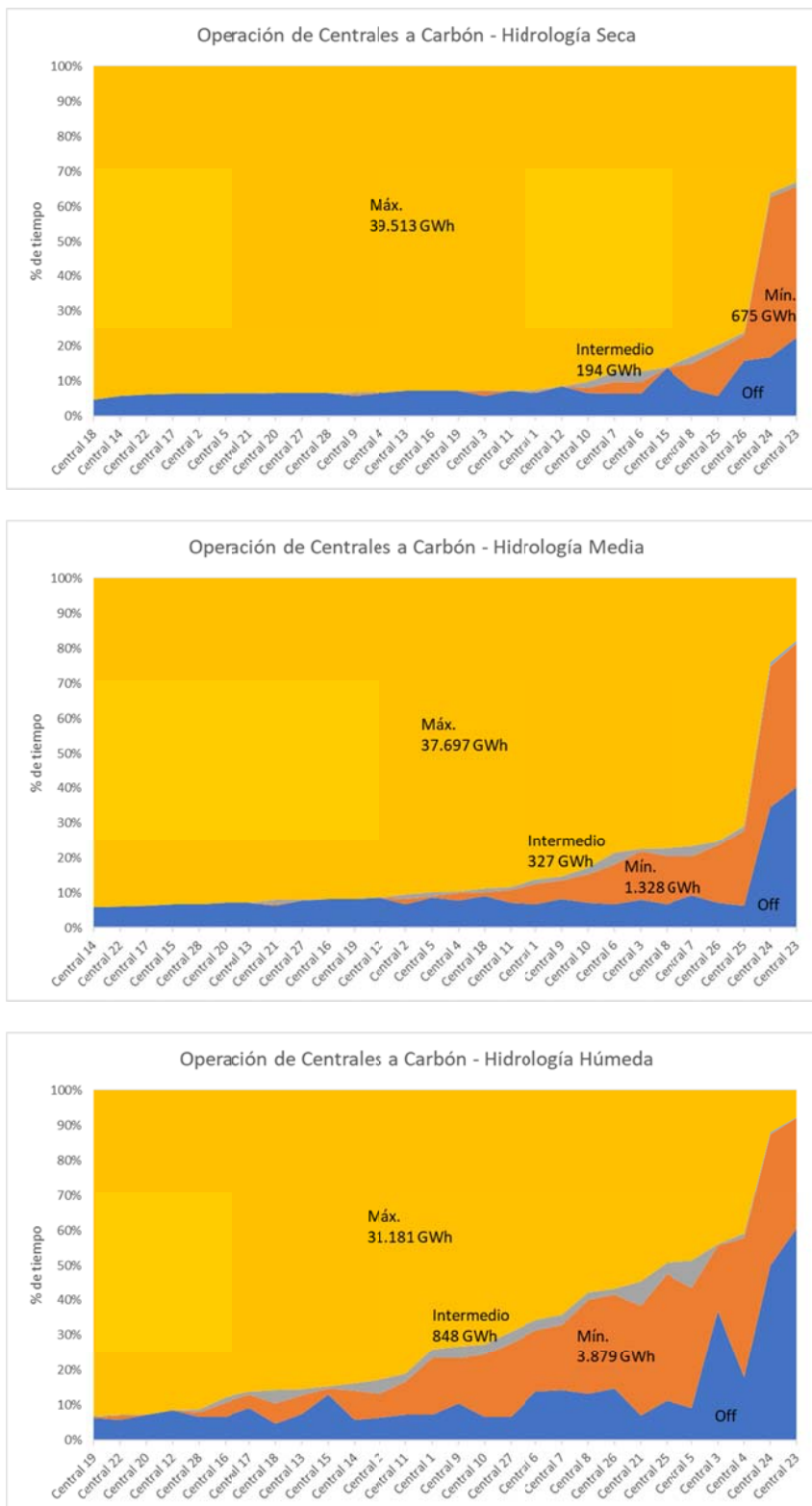


Figura 6: Operación esperada del parque termoeléctrico a carbón – Escenario probable 2021. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional

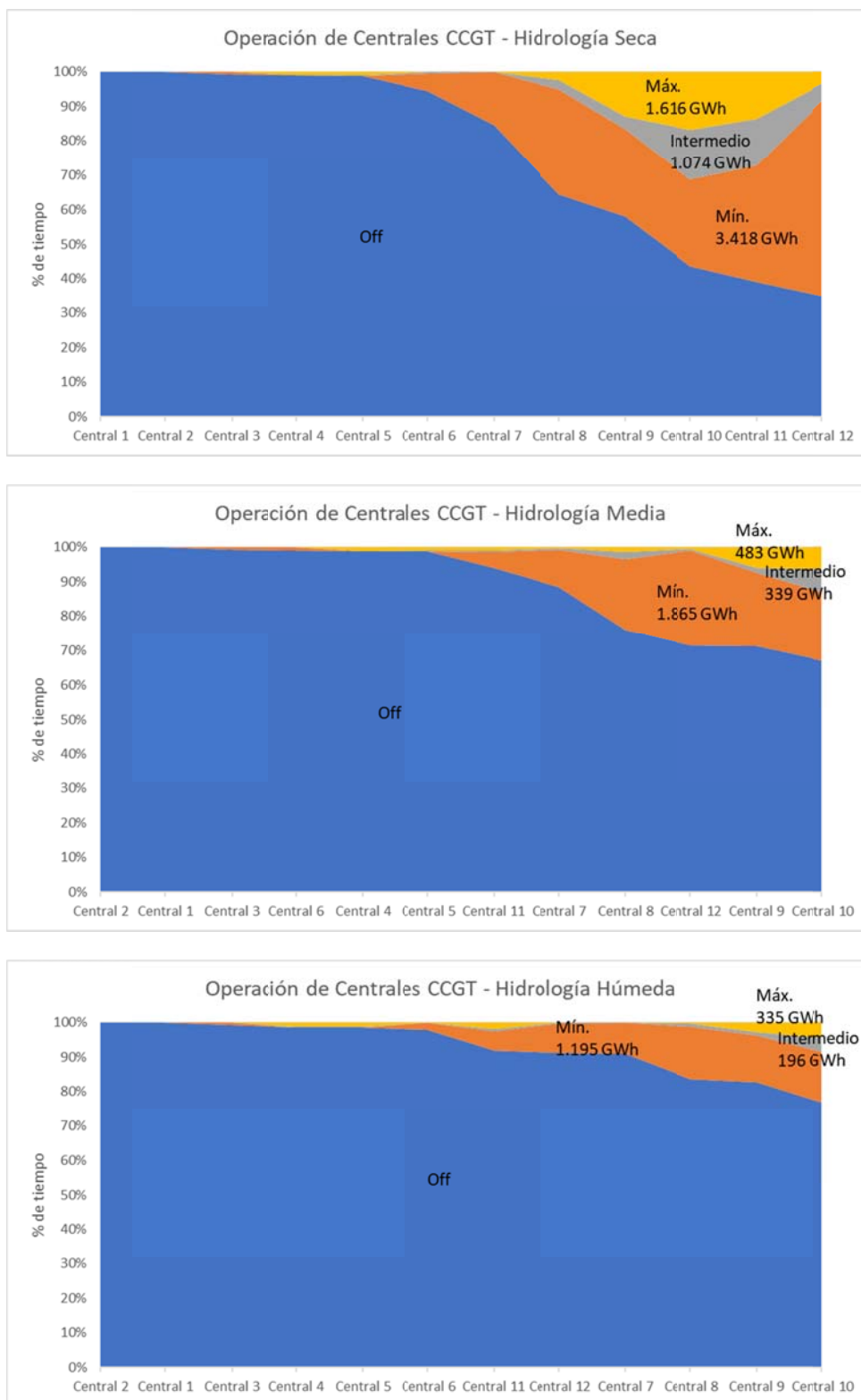


Figura 7: Operación esperada del parque termoeléctrico a gas – Escenario probable 2021. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional

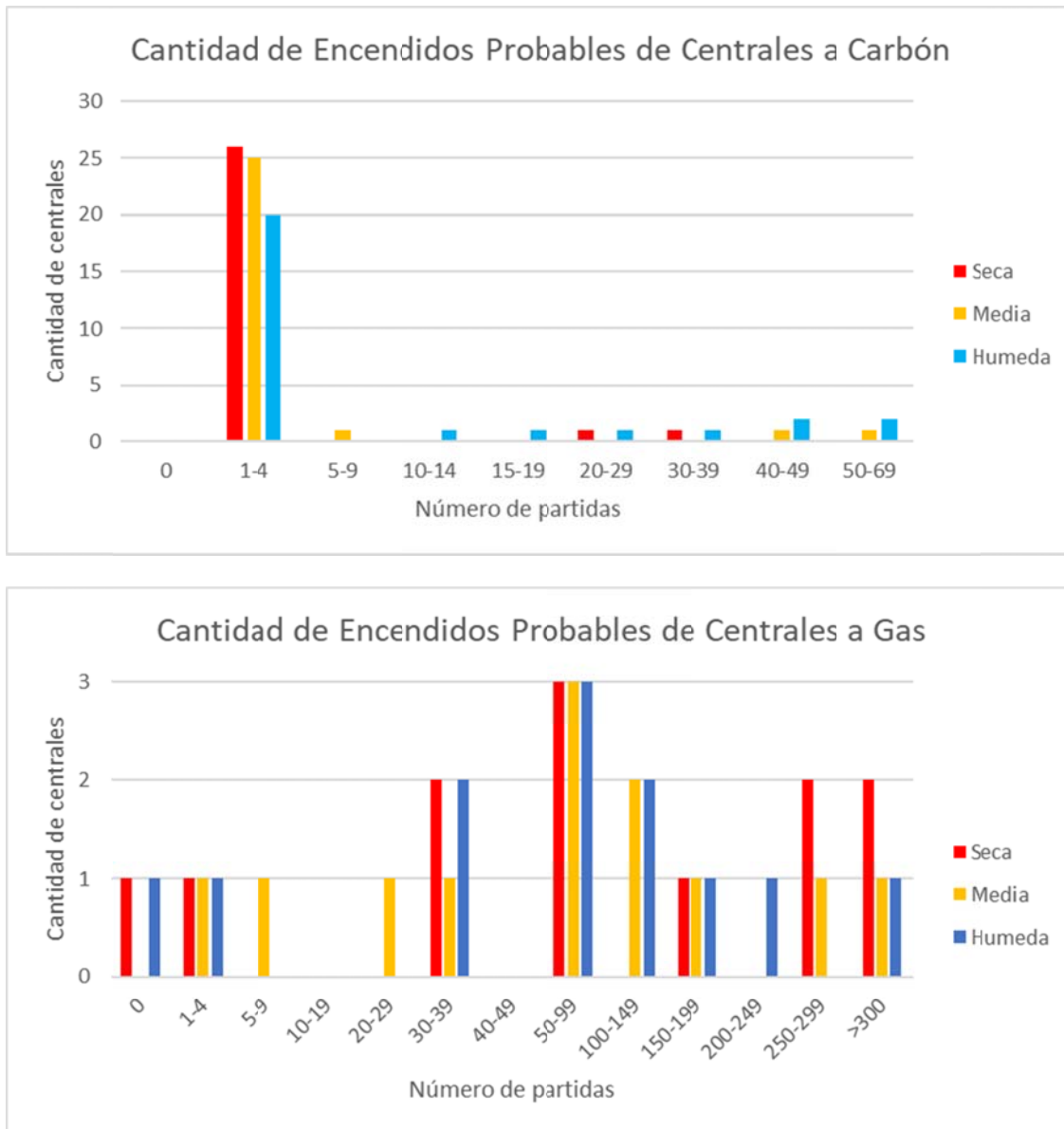


Figura 8: Operación esperada (número de partidas) del parque termoeléctrico a carbón (imagen superior) y gas (imagen inferior) – Escenario probable año 2021. Fuente de datos: Coordinador Eléctrico Nacional

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.

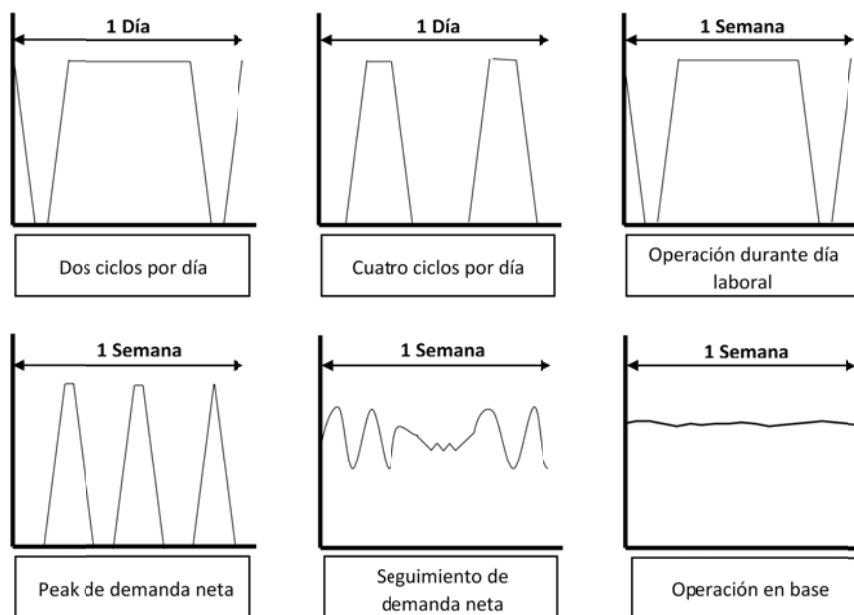


Figura 9: Esquema de modos de operación de centrales termoeléctricas. Adaptada de Engie Lab (Engie Lab, 2016)

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 ciclaje¹² 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 2017¹³. 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 (SO₂) u otro factor.

¹² La razón de ciclaje: Razón entre el número de horas de operación y el número de encendidos de la unidad.

¹³ Fuente: Reporte de movimiento de centrales que se realiza el Coordinador diariamente.

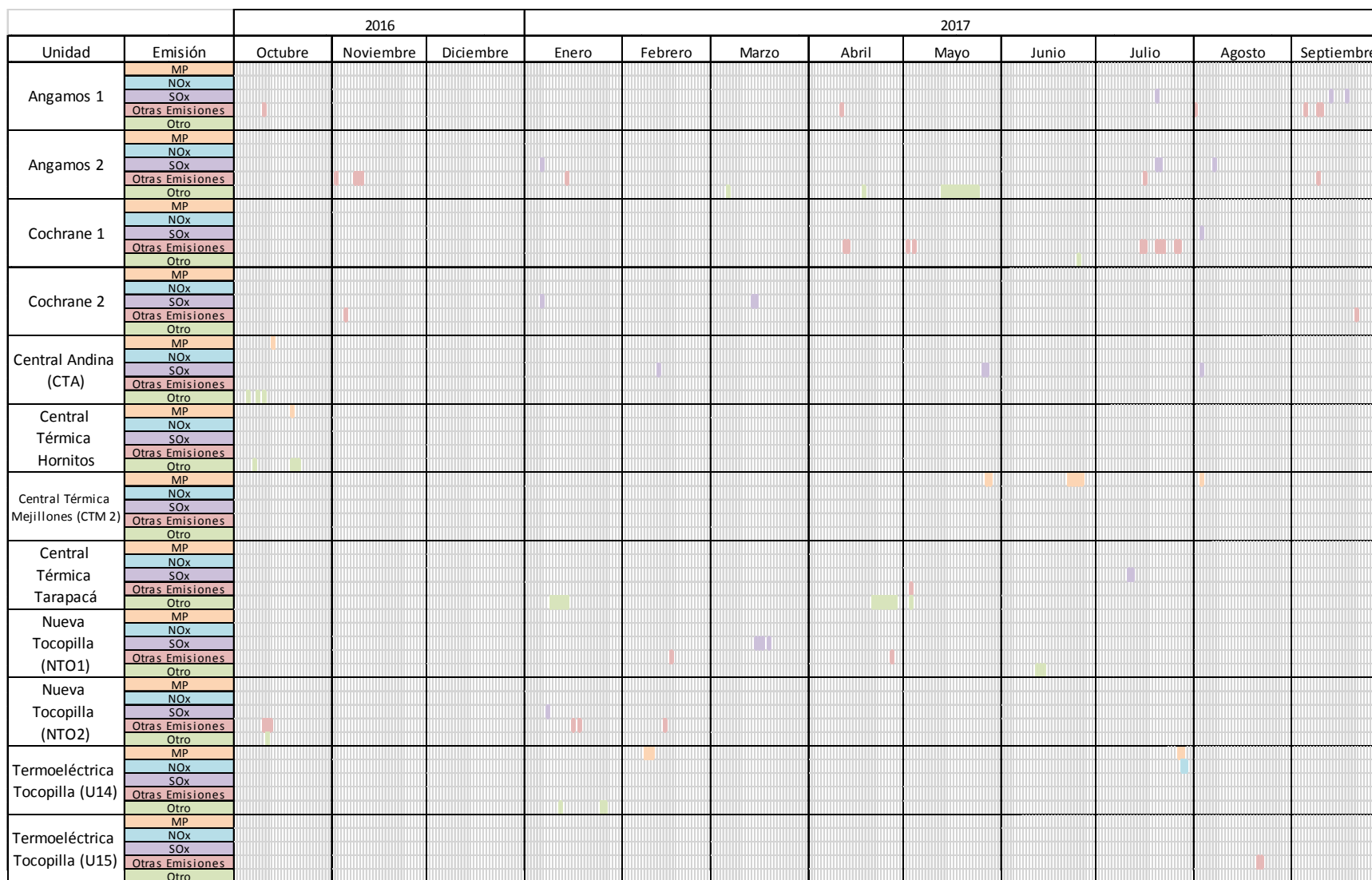


Figura 10: Limitaciones relacionadas a DS N° 13 reportadas en movimiento de centrales a carbón del SING. Fuente: Elaboración Propia

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 Nacional¹⁴

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>

¹⁴ 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 Nacional¹⁵

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.

¹⁵ 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 Nacional¹⁶

Algunos eventos observados		
CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN	Guacolda 1 - 2	Unidades limitadas a M/T por obstrucción en equipo de abatimiento de SO ₂ (equipo común para las dos unidades).
	Guacolda 3	Limitada a causa de falla en bomba de recirculación del sistema de abatimiento de SO ₂
	Guacolda 4	Limitada según IL 640. Control emisiones SO ₂ . Control de parámetros del sistema de circulación y control de emisiones SO ₂ .
	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 SO ₂ por falla en FGD.
	Ventanas 2	Limitada por control de emisiones de SO ₂ .
	Campiche	Limitada por control de emisiones SO ₂ según IL 870. Limitada a 250 MW. Causa informada: Control emisiones SO ₂ , según IL 918. Baja a mínimo técnico con solicitud de intervención de curso forzoso. Causa informada: Falla en atomizador del sistema de emisiones SO ₂ , según SICF 38031. Falla en atomizador de sistema de emisiones SO ₂ según SICF 38031.
	Nueva Ventanas	Limitada a 240-265 MW. Causa informada: Por control de emisiones de SO ₂ , 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 SO ₂ .
CENTRAL A GAS O CCGT	Bocamina II	Limitada a 70 MW. Aumento intempestivo de emisiones de SO ₂ , la cual no debe sobrepasar los 400 Mg/Nm ³ , 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 NO _x . 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 NO _x para dar cumplimiento a RCA. Limitada en su generación a 300 MW. Control de emisiones NO _x , 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).

¹⁶ 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 Chile¹⁷. En particular se escogió al azar tres partidas en frío¹⁸ 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.

¹⁷ Clasificada como fuente existente de acuerdo a las definiciones del DS 13/2011.

¹⁸ 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																				

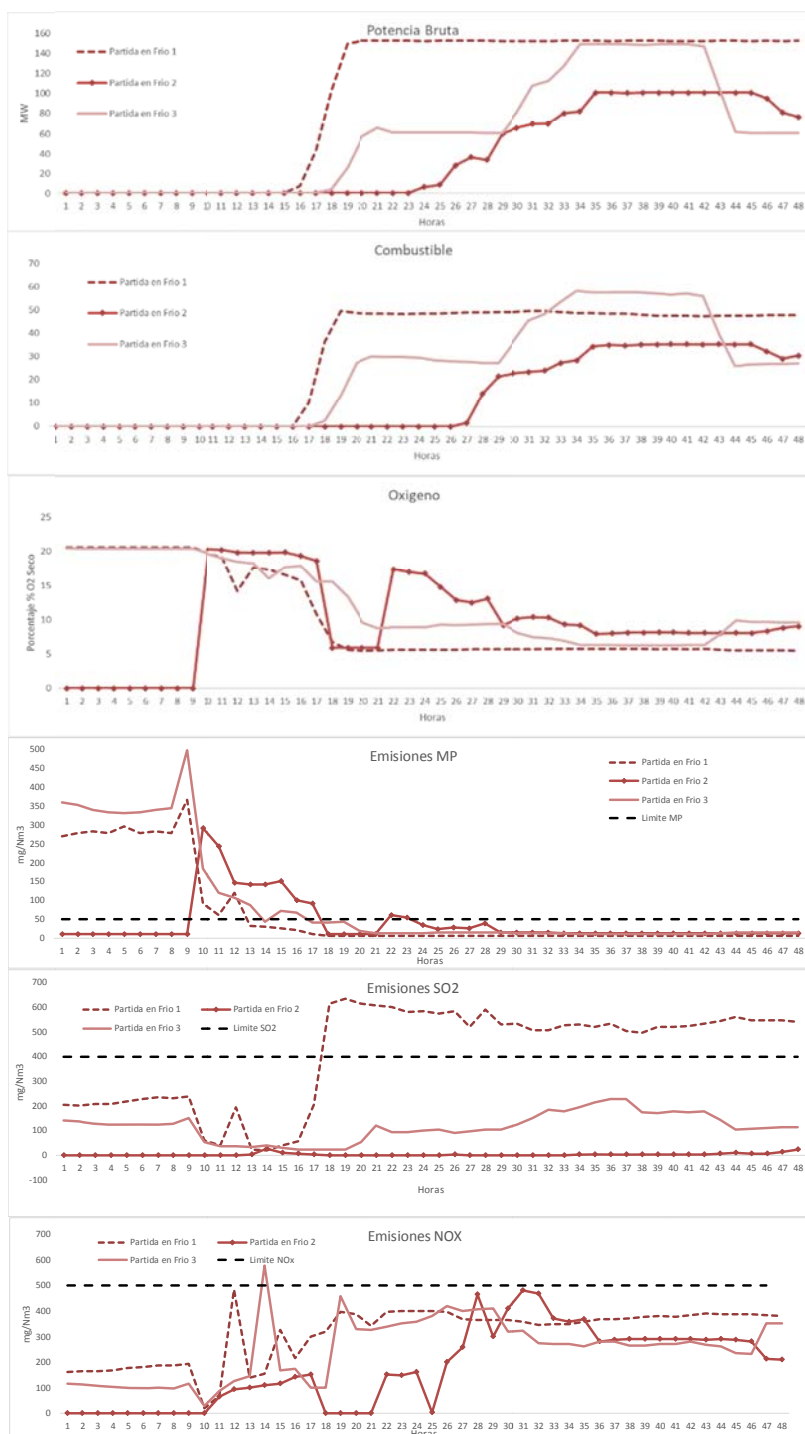


Figura 14: Caracterización de una partida de una central térmica a carbón. Fuente de datos: SMA¹⁹

¹⁹ Se observa un nivel de emisiones antes del encendido. Los datos deben ser verificados y validados por la SMA.

	Horas																																															
	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	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																														

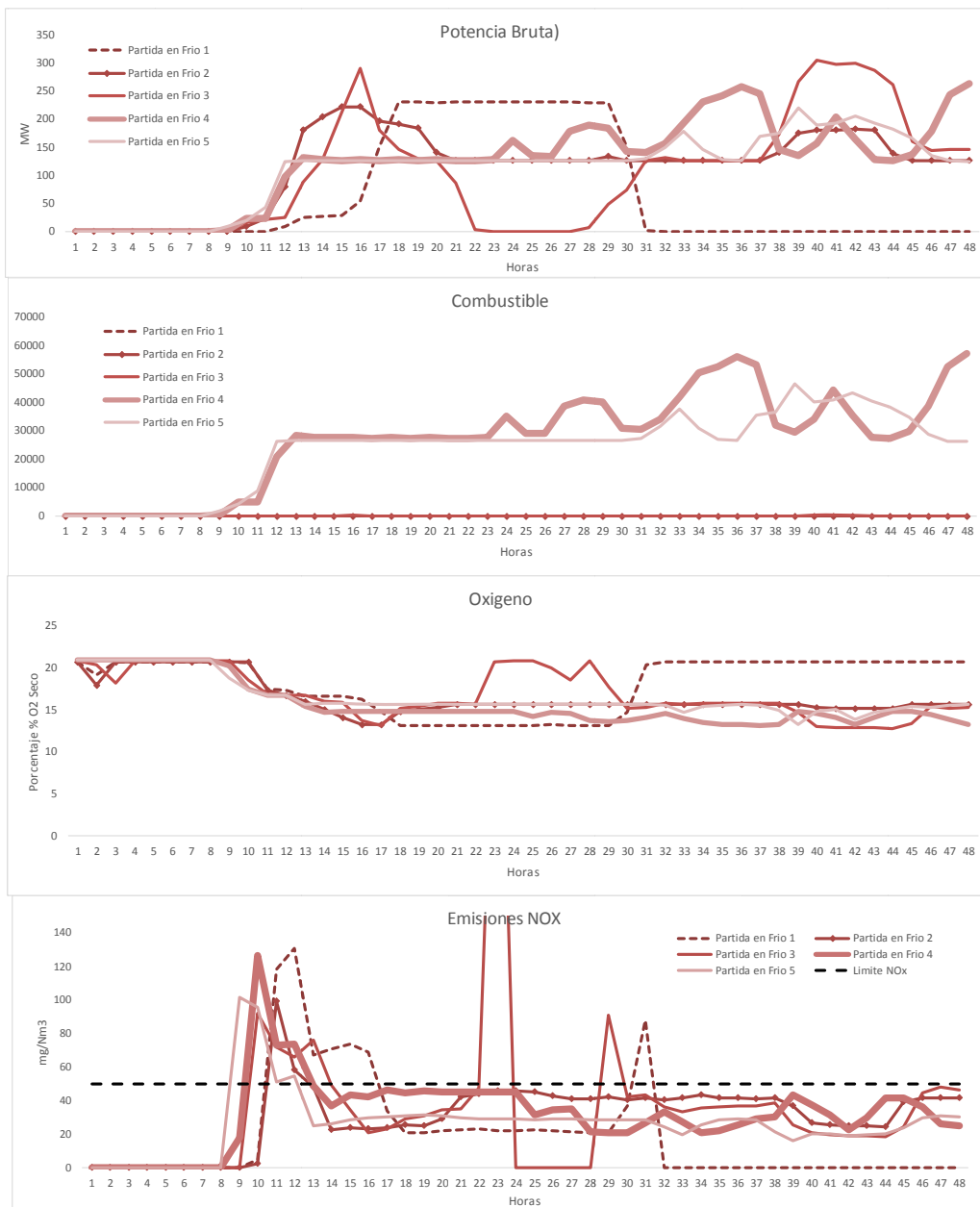


Figura 15: Caracterización de una partida de una central térmica a gas. Fuente de datos: SMA

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 encendido²⁰. 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.

²⁰ 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.

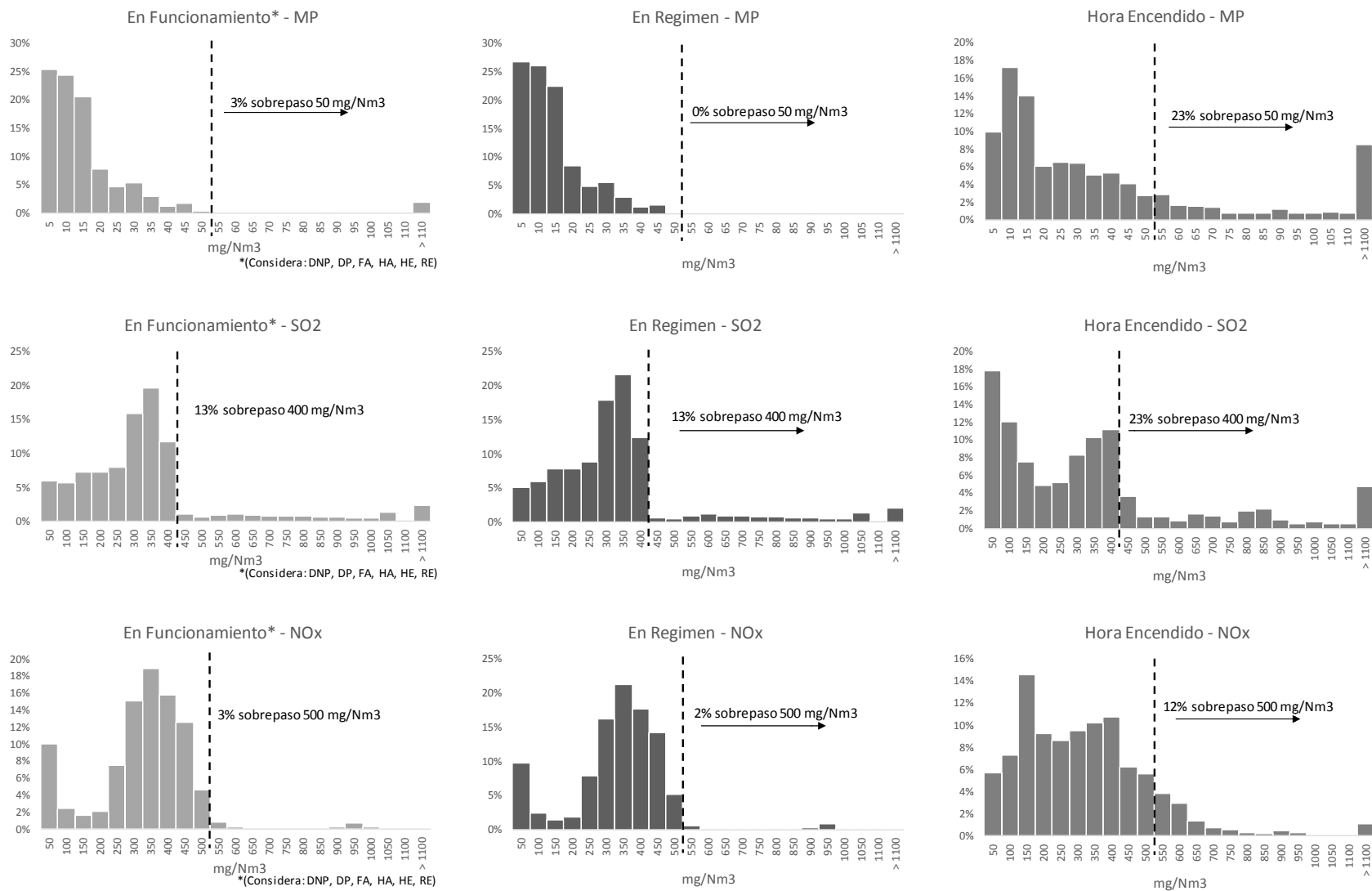


Figura 16: Histograma de emisiones agregadas del parque de generación a carbón. Material Particulado (primera fila), Dióxido de Azufre (segunda fila) y Óxidos de Nitrógeno (tercera fila). Todas las horas de operación (primera columna), sólo horas de operación en régimen (segunda columna) y horas de encendido (tercera columna). Fuente de datos: SMA

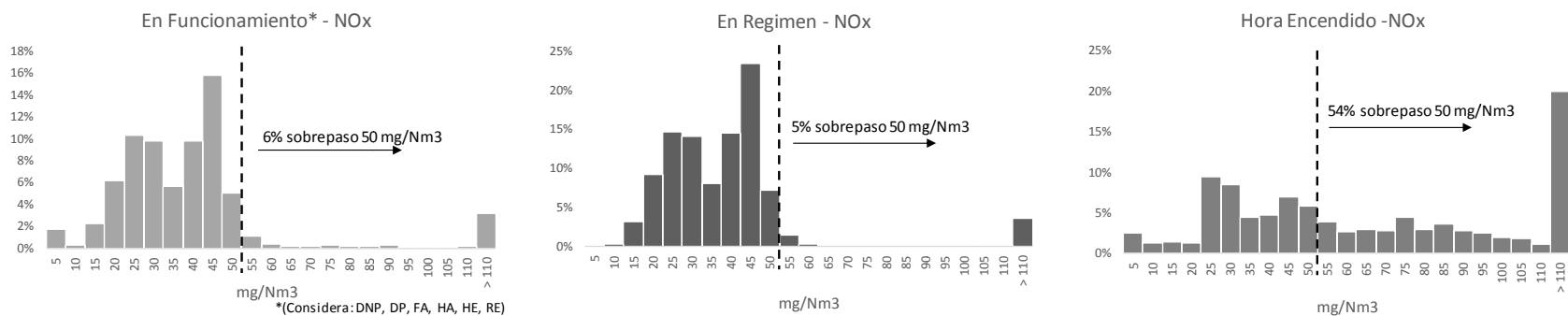


Figura 17: Histograma de emisiones de Óxidos de Nitrógeno agregadas del parque de generación a gas. Todas las horas de operación (primera columna), sólo horas de operación en régimen (segunda columna) y horas de encendido (tercera columna). Fuente de datos: SMA

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
MP 10	DS 59 / 1998 SEGPRES	Norma de calidad primaria para material particulado respirable MP 10, en especial de los valores que definen situaciones de emergencia.
MP 2,5	DS 12 / 2011 Ministerio de Medio Ambiente	Norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP 2,5
SO₂	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)
NO₂	DS 114 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno (NO ₂)
CO	DS 115 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para monóxido de carbono (CO)
Pb	DS 136 / 2000 SEGPRES	Norma primaria de calidad para el plomo en el aire.
O₃	DS 112 / 2002 SEGPRES	Norma primaria de calidad de aire para ozono (O ₃)

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 (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) 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*²¹.

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.

²¹ 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 Existentes²² (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 ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
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:

Material Particulado (MP)	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Dióxido de Azufre (SO₂)	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Óxidos de Nitrógeno (NO_x)	Cumplimiento durante el 70% de las horas de funcionamiento

Los límites máximos de emisión para Fuentes Emisoras Nuevas²³ (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 ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
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:

Material Particulado (MP)	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Dióxido de Azufre (SO₂)	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Óxidos de Nitrógeno (NO_x)	Cumplimiento durante el 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento en el 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).

²² 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.

²³ 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/Nm³. 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 (O₂) 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 (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y de parámetros de interés tales como humedad, flujo, CO₂ y O₂.

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 Fuente²⁴ se mantengan entre un 20% y 80% del valor de span²⁵. 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 peak²⁶, 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

²⁴ 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).

²⁵ El span corresponde a la diferencia algebraica entre el valor superior y el valor inferior del rango de medición (B. G., 2012).

²⁶ 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*

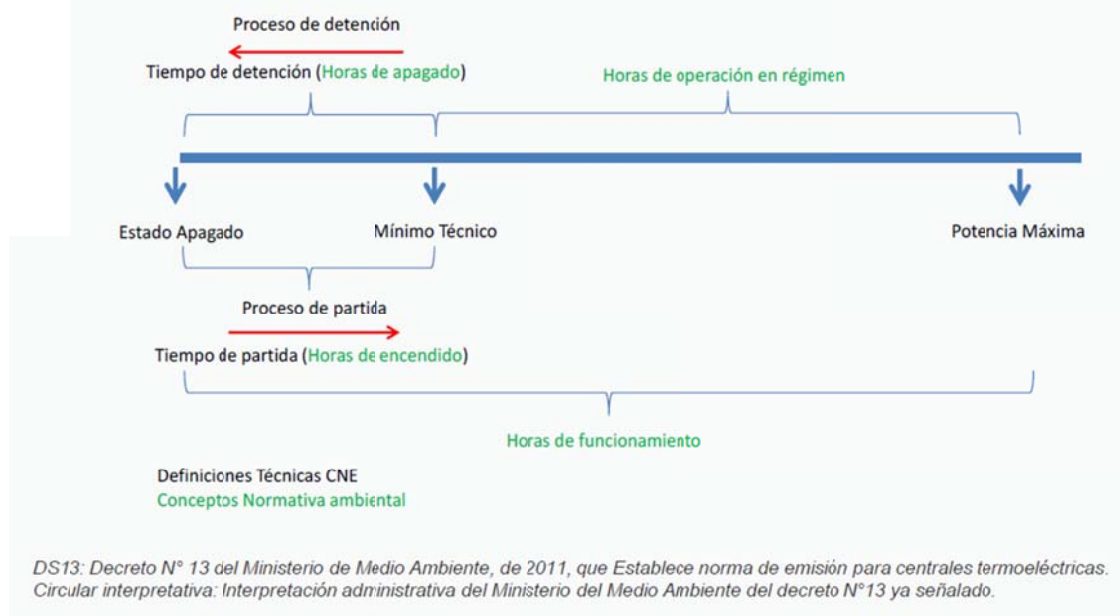


Figura 18: Definiciones de conceptos de Encendido y Apagado (Fuente: CNE – Mesa de Trabajo N° 1 Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, abril 2017)

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, SO₂ y NO_x 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 SO₂, 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_x 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/m³N. Se establece una emisión estimada en toneladas por día para MP, NO_x y SO₂ 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.

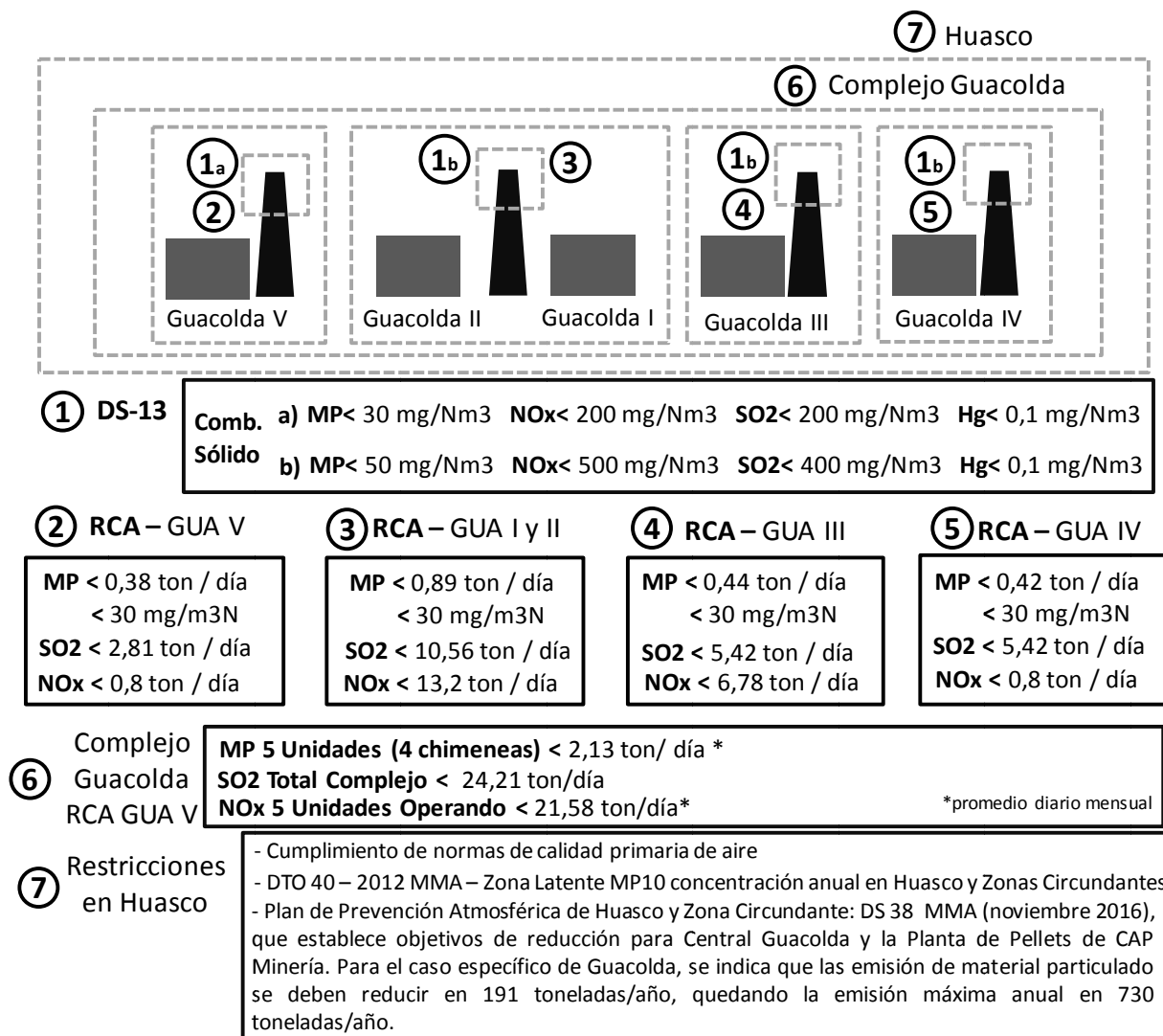


Figura 19: Síntesis de requerimientos relacionados a emisiones atmosféricas en Complejo Guacolda

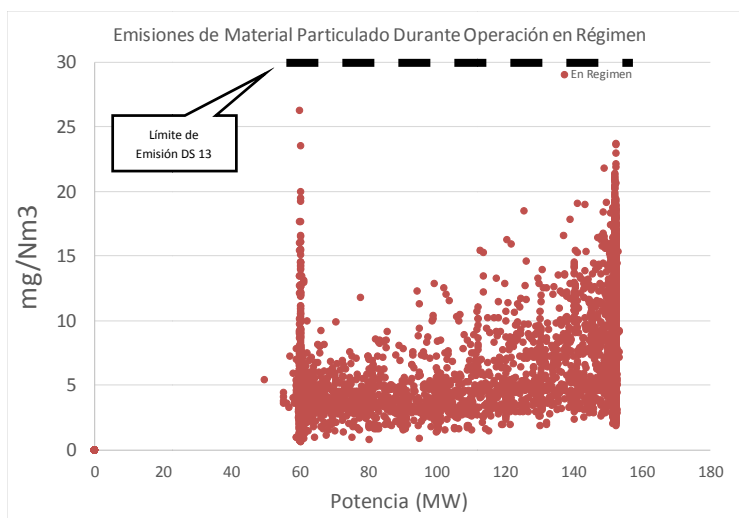


Figura 20: Emisiones de material particulado durante operación en régimen de Guacolda V durante el 2016. Fuente: SMA.

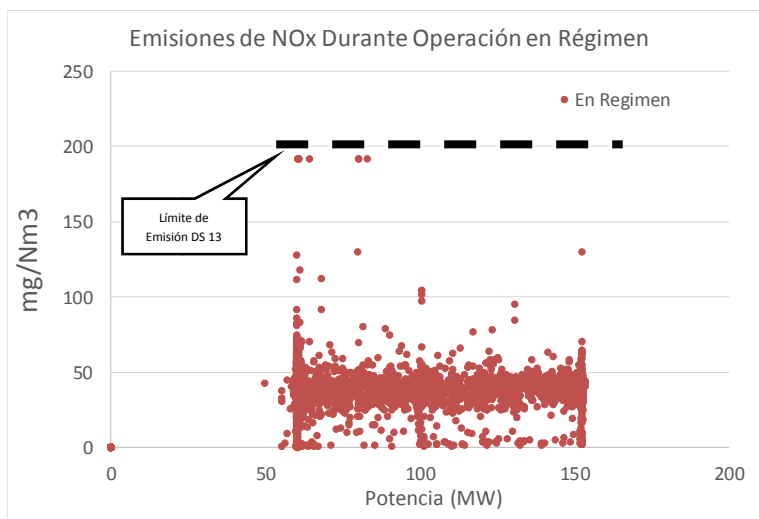


Figura 21: Emisiones de NOx durante operación en régimen de Guacolda V durante el 2016. Fuente: SMA.

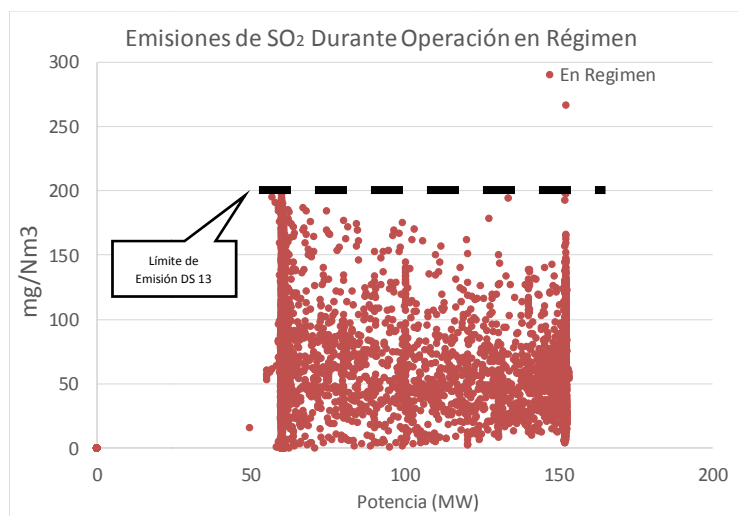


Figura 22: Emisiones de SO₂ durante operación en régimen de Guacolda V durante el 2016. Fuente: SMA.

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_x y SO₂ 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/m³N en material particulado y 400 mg/m³N en dióxido de azufre. Los valores indicados están normalizados a 1 atm, 25 °C y 6% de O₂). 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 partida²⁷.

Para la U16 la emisión de NO_x 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_x efectivamente bajo el límite definido en el DS N° 13. A modo de ejemplo, la Figura 23 presenta las emisiones de NO_x durante 4 partidas seleccionadas realizadas por una central de tipo ciclo combinado operando con gas durante el año 2016.

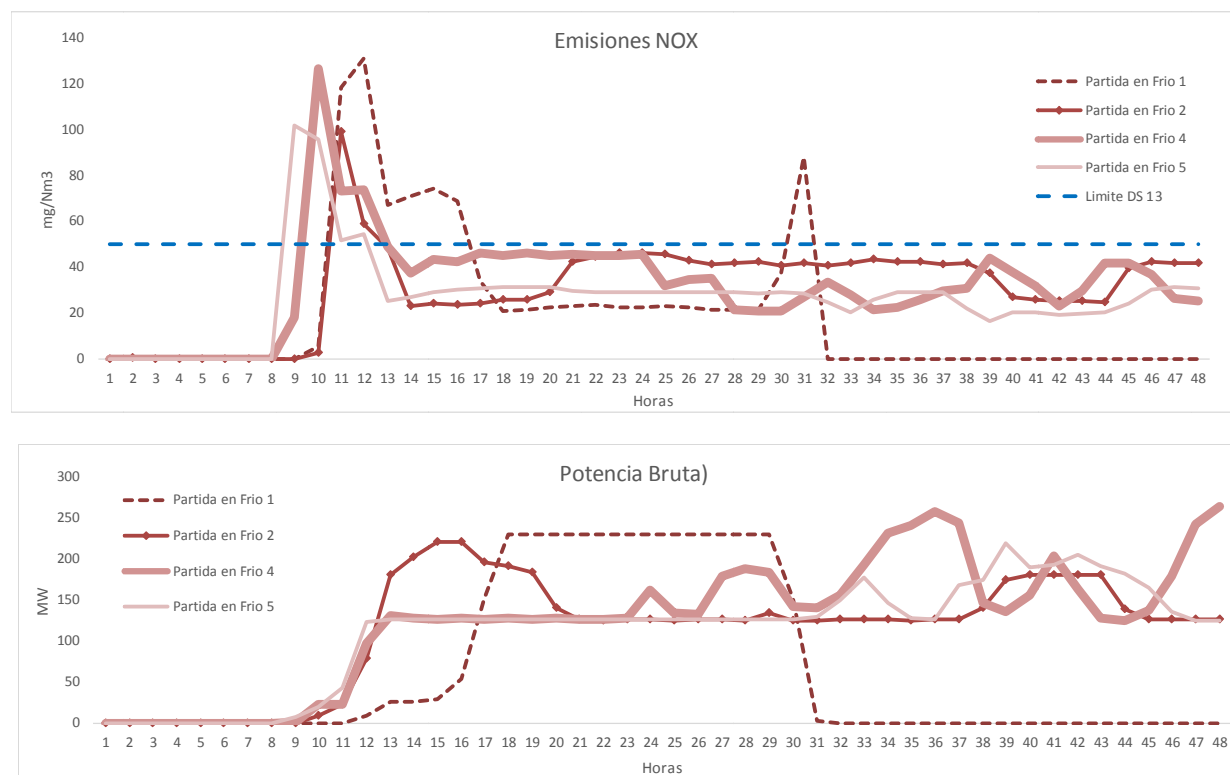


Figura 23: Emisiones durante cuatro partidas seleccionadas en una central CCGT. Fuente: SMA

²⁷ 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.

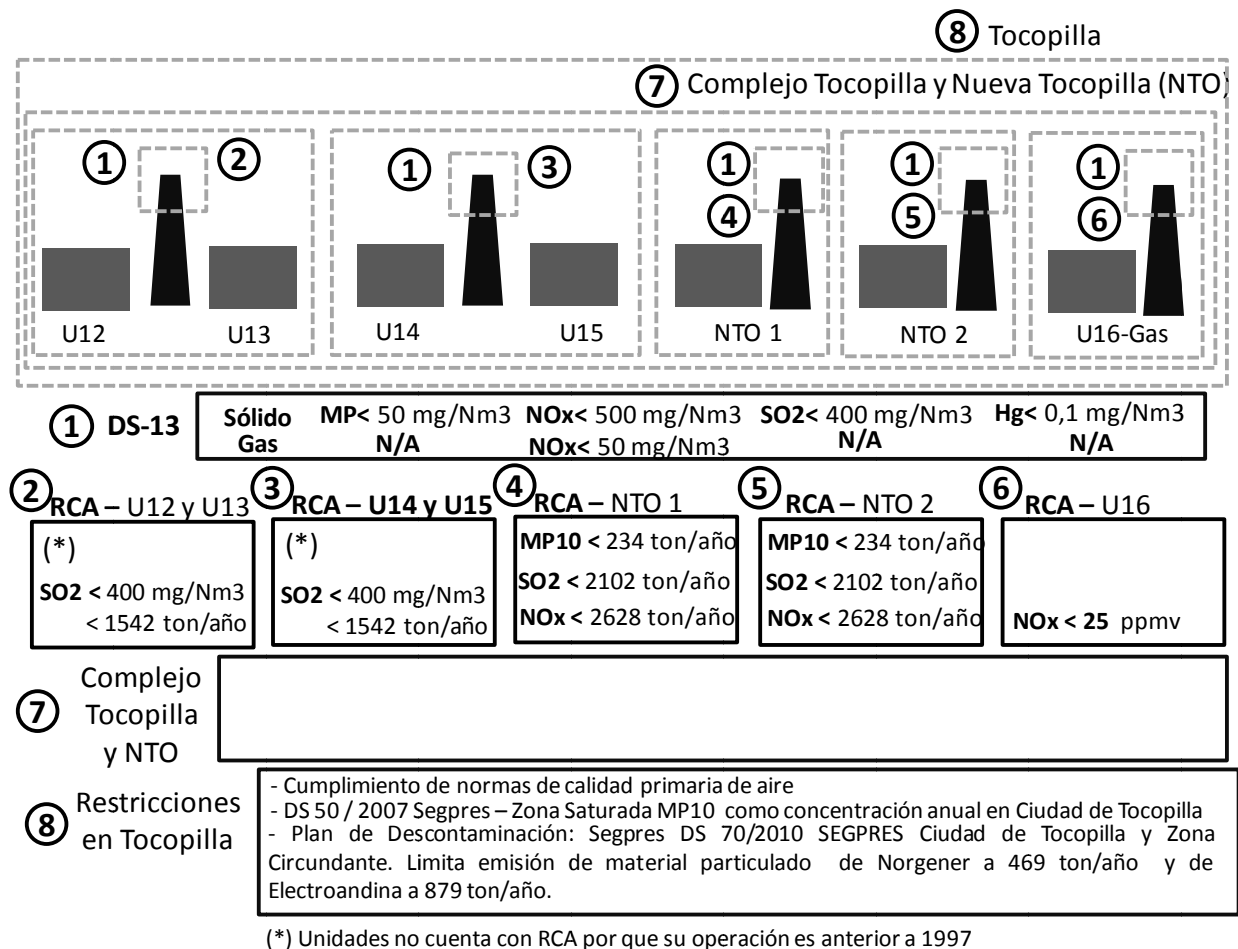


Figura 24: Síntesis de requerimientos relacionados a emisiones atmosféricas en Centrales en Tocopilla

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.

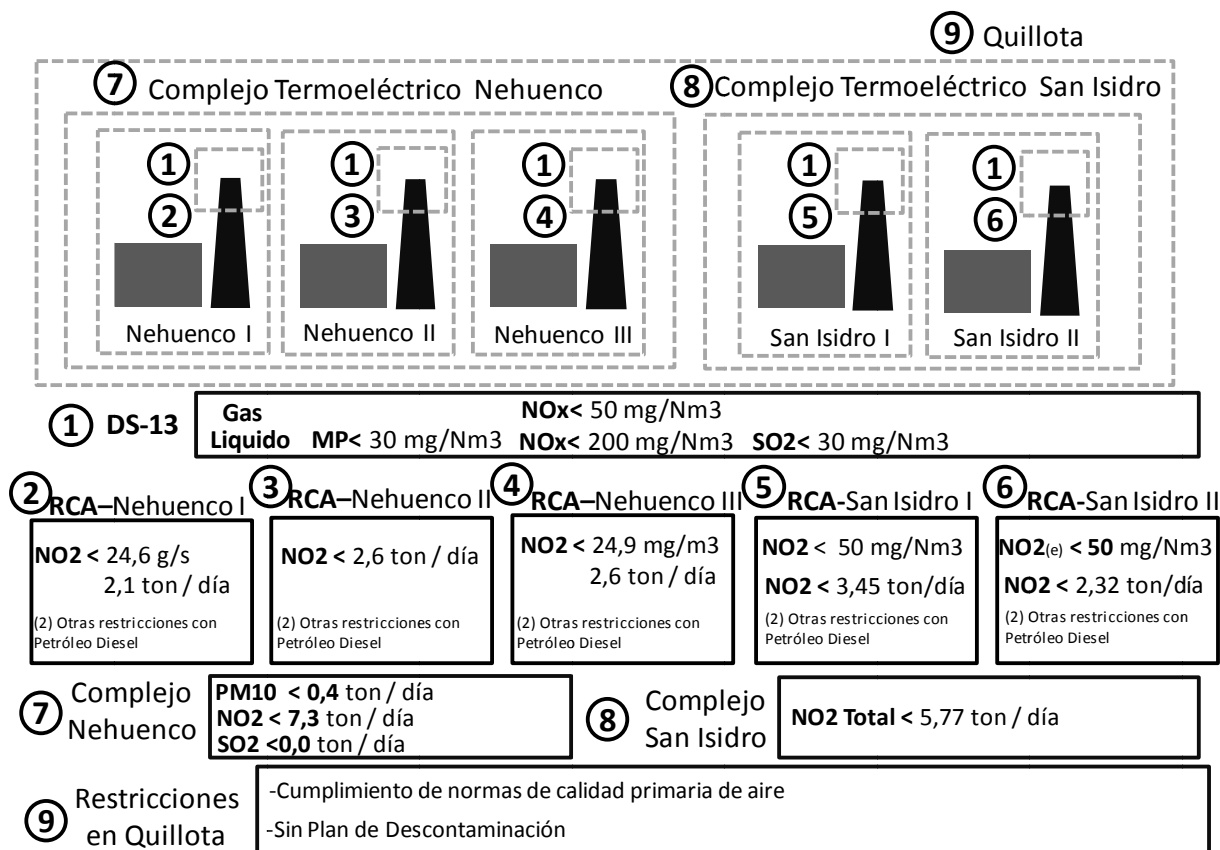
Los límites establecidos en cada caso se ilustran en la Figura 25. Las RCA no comentan sobre emisiones durante modos de operación distintos a potencia nominal.

Se podría tener riesgo de cumplimiento de emisiones de NO_x 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 CO²⁸.

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_x 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.

²⁸ 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

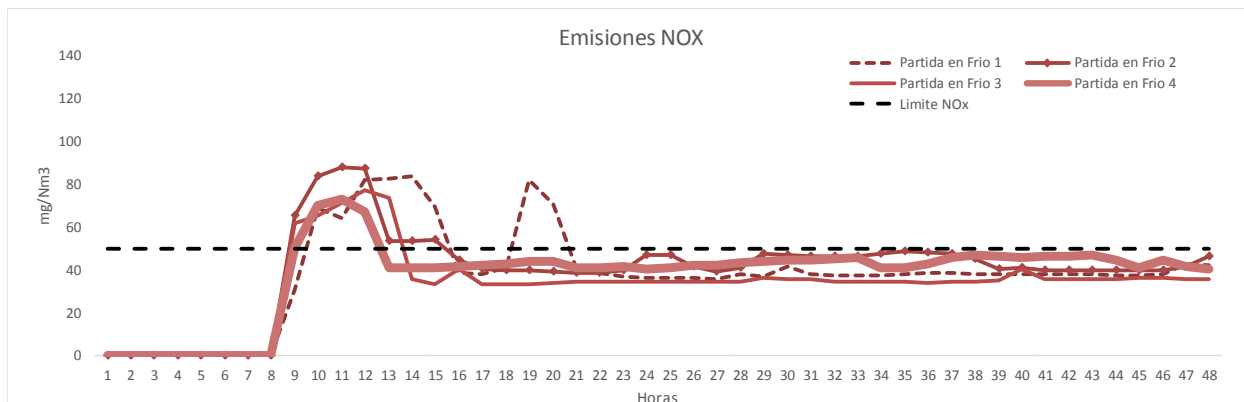
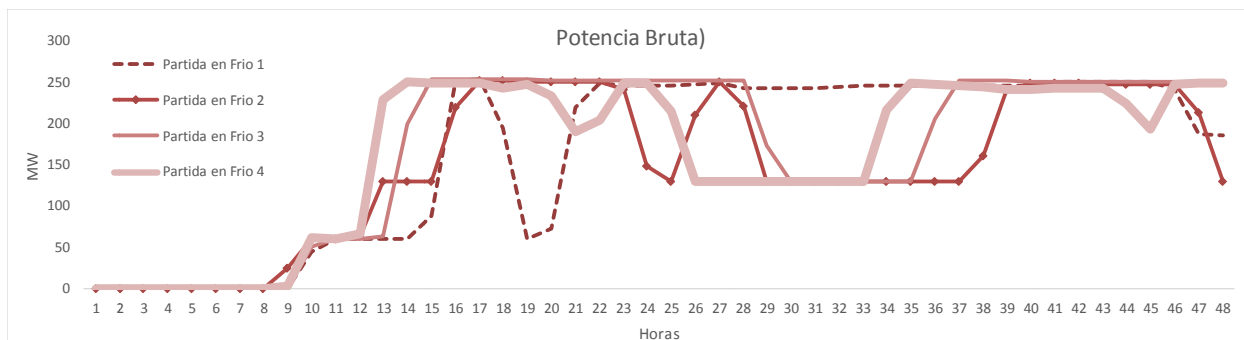


Figura 26: Emisiones durante 4 partidas seleccionadas para una Central CCGT operando con gas (Central 1). Fuente: SMA

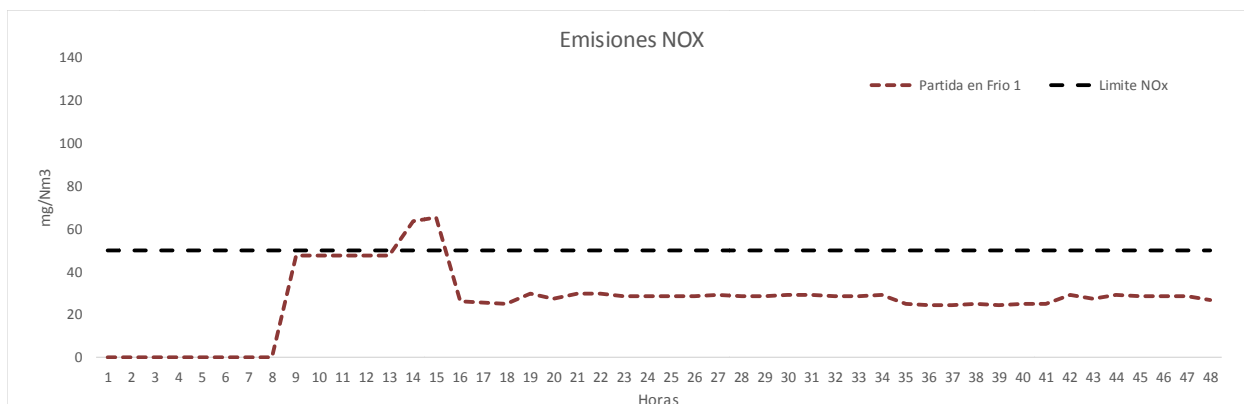
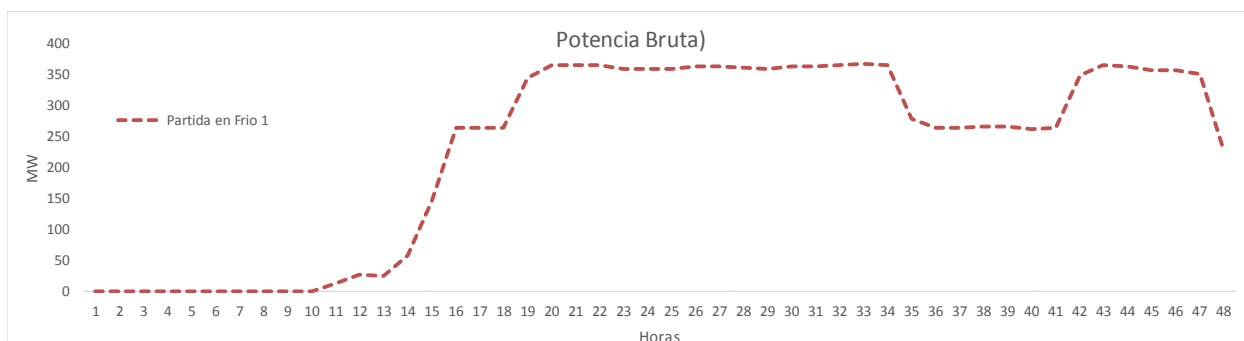


Figura 27: Emisiones durante una partida seleccionada para una Central CCGT operando con gas (Central 2). Fuente: SMA

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_x y SO₂ debido a la dificultad de controlar efectivamente emisiones durante el proceso de partida²⁹.

Se podría tener riesgo de cumplimiento de emisiones de MP, NO_x, SO₂ 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^{30, 31}.

²⁹ Este tema se revisa en detalle más adelante en este reporte.

³⁰ Se desconoce el nivel de emisiones en operación a mínimo técnico y durante procesos de partida y parada.

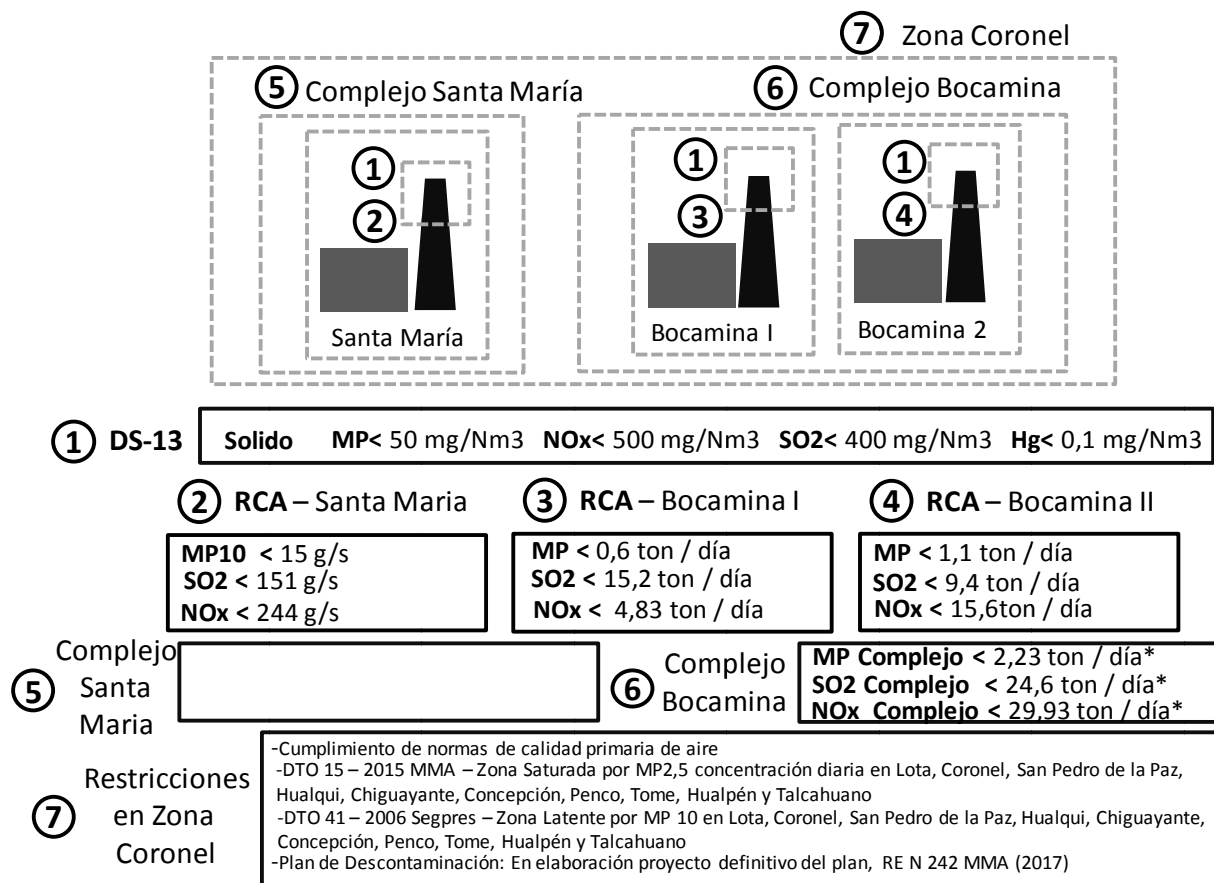
³¹ Generalmente se definen estándares de la National Fire Prevention Association (NFPA), en conjunto con procedimientos y estándares de los fabricantes, para la operación segura y adecuada de calderas y equipamiento de control de emisiones. En este contexto, el equipamiento de control de emisiones tiene 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)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 SO₂. 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 meses³² (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

³² 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 10³³.

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 Pulverizado³⁴

	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
SO₂	400	250	200	400	200	150 ³⁵
NO_x	300 ³⁶	200	200	300	200	150 ³⁷
MP	30	25	20	20	20	10
CO	-	-	-	-	-	-

³³ 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 O₂ 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.

³⁴ 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 SO₂ de 800 mg/Nm³.

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_x de 450 mg/Nm³.

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_x de 450 mg/Nm³.”

³⁵ 200 en caso de combustión en lecho fluidizado circulante.

³⁶ 450 en caso de combustión de lignito pulverizado.

³⁷ 200 en caso de combustión de lignito pulverizado.

Tabla 8: Valores Límites de Emisión (mg/Nm3), Combustibles Líquidos^{38, 39}

	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
SO₂	350	250	200	350	200	150
NO_x	450	200	150	300	150	100
MP	30	25	20	20	20	10
CO	-	-	-	-	-	-

³⁸ Instalaciones de combustión que utilicen combustibles líquidos con excepción de las turbinas y motores de gas.

³⁹ 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_x 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 SO₂ 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_x de 450 mg/Nm3.”

Tabla 9: Valores Límites de Emisión (mg/Nm³), Instalaciones de CCGT operando con Gas con carga superior al 70%⁴⁰

	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
SO₂	-	-	-	-	-	-
NO_x	50 (*) (**)	50 (*) (**)	50 (*) (**)	50 (**)	50 (**)	50 (**)
MP	-	-	-	-	-	-
CO	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_x será: 50 * rendimiento / 35; siendo el rendimiento de la turbina de gas determinado en condiciones ISO para carga base expresado en porcentaje.

⁴⁰ 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_x 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/Nm³), Instalaciones de Combustión CCGT operando con Combustible Líquido⁴¹

	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
SO₂	-	-	-	-	-	-
NO_x	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**⁴² 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**⁴³ 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%

⁴¹ 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_x será de 200 mg/Nm³ 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.”

⁴² Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua (UE 2017/1442).

⁴³ 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 MATS⁴⁴ y Utility NSPS⁴⁵, 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 partida⁴⁶.

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 aire⁴⁷ no son capaces de medir de manera precisa las emisiones de contaminantes durante los procesos de partida definidos (Federal

⁴⁴ MATS: Mercury and Air Toxics Standards.

⁴⁵ NSPS: New Source Performance Standard.

⁴⁶ 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.

⁴⁷ 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)⁴⁸.

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 SO₂ y NO_x, 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 SO₂ y NO_x 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

⁴⁸ 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 SO₂ and NO_x 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 SO2 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.

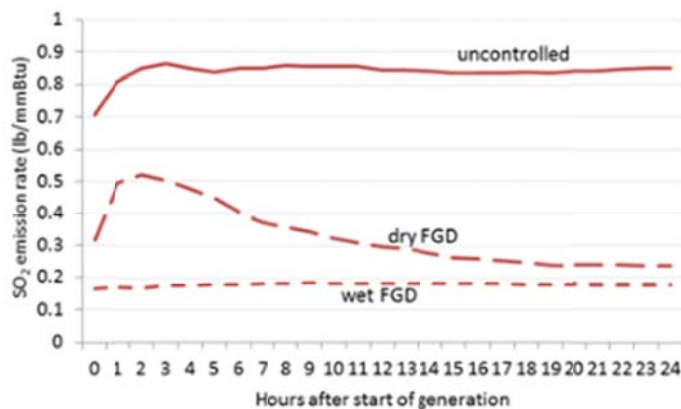


Figura 29: Promedio de tasa de emisiones de SO₂ contabilizadas desde el inicio de generación en unidades subcríticas con sistemas de control de emisiones FGD (seco y húmedo). Fuente: US EPA 2013

Un análisis similar se realizó para las centrales con sistemas SCR, el cual se ilustra en la Figura 30.

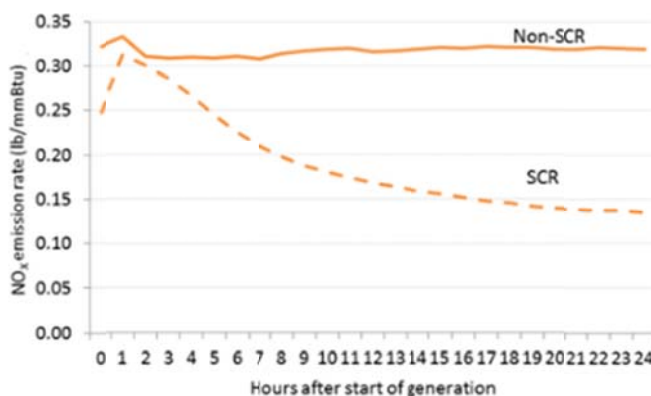


Figura 30: Promedio de tasa de emisiones de NO_x contabilizadas desde el inicio de generación en unidades subcríticas con sistemas de control de emisiones SCR. Fuente: US EPA 2013

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_x y SO₂) 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)⁴⁹.

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)⁵⁰.

A continuación, se indican las principales definiciones realizadas por la EPA en la reconsideración realizada a 40 CFR Parte 60 y 63.

⁴⁹ 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).

⁵⁰ 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 primero⁵¹. 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).

⁵¹ 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 estándares⁵²:

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)⁵³.
- 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 SCR⁵⁴.

⁵² 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).

⁵³ 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.

⁵⁴ 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 (Ca(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 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 normal⁵⁵.
- 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_x 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.

⁵⁵ 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 partida⁵⁶.
- 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 unidad⁵⁷.
- Se debe comenzar a operar otros sistemas de control tan pronto como sea posible, considerando requerimientos de seguridad y recomendaciones del proveedor, pero, en

⁵⁶ 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.

⁵⁷ 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 generación⁵⁸.

- 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

⁵⁸ 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 O₂ 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*⁵⁹ –, particularmente, la Sección §60.4320 indica que se deben cumplir los límites de emisiones de NO_x 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:

⁵⁹ 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_x para turbinas⁶⁰

Tipo de turbina	Consumo de calor a potencia máxima (HHV)	Estándar de emisión NO _x
Turbina nueva operando con gas natural	≤ 50 MMBTU/h	42 ppm al 15% O ₂ o 2.3 lb/MWh
Turbina modificada o reconstruida	≤ 50 MMBTU/h	150 ppm al 15% O ₂ o 8.7 lb/MWh
Turbina nueva operando con gas natural	> 50 MMBTU/h y ≤ 850 MMBTU/h	25 ppm al 15% O ₂ 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 ₂ o 2.3 lb/MWh
Turbina nueva, modificada o reconstruida operando con gas natural	> 850 MMBTU/h	15 ppm al 15% O ₂ o 0.43 lb/MWh
Turbina nueva operando con otro combustible distinto al gas natural	≤ 50 MMBTU/h	96 ppm al 15% O ₂ 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 ₂ 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 ₂ 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 ₂ 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 ₂ 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 KKKK⁶¹.

⁶⁰ Factor de conversión de ppm a mg/NM3 para NO₂ es 1,881 (Fuente: Ecuación 64 RE N° 57 / 2013 de la SMA).

⁶¹ 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_x 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_x 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.⁶²

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.

⁶² 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_x 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_x mode.

(iii) For any turbine that uses SCR to reduce NO_x 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_x 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_x 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_x en 4 horas es el promedio aritmético de las emisiones promedio de NO_x 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_x en 30 días es el promedio aritmético entre la emisión promedio de NO_x 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_x, concentración de CO₂ o O₂, 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_x, 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 O₂ 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 KKKK⁶³, 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_x 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_x.
- 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_x, 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.

⁶³ 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 ₂ (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_x, 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 centrales⁶⁴ 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

⁶⁴ 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.”*⁶⁵ (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.

⁶⁵ 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 Técnico⁶⁶. 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 respectivamente⁶⁷. 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 (O₂). 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 O₂ 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

⁶⁶ 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 (accedido en octubre, 2017).

⁶⁷ 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_x 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/Nm³ hasta un máximo de 155 mg/Nm³ en 4 minutos, lo que equivale a poco más de 3 veces el límite establecido en la Norma de Emisiones actualmente vigente (50 mg/Nm³), 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).

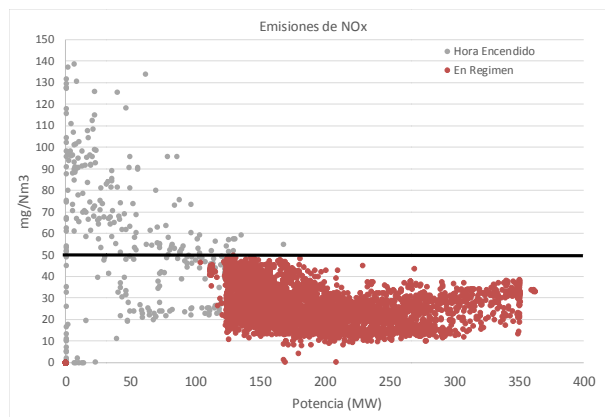


Figura 31: Emisiones de NOx reportadas en 2016 (Fuente: SMA)

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_x 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_x.

En Chile, basado en el desempeño de sistemas Dry Low NO_x 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_x que eventualmente tengan un rango de operación más amplio.

Otra alternativa para reducir las emisiones atmosféricas de NO_x 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_{th}. 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_x 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_x 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_x 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)⁶⁸.

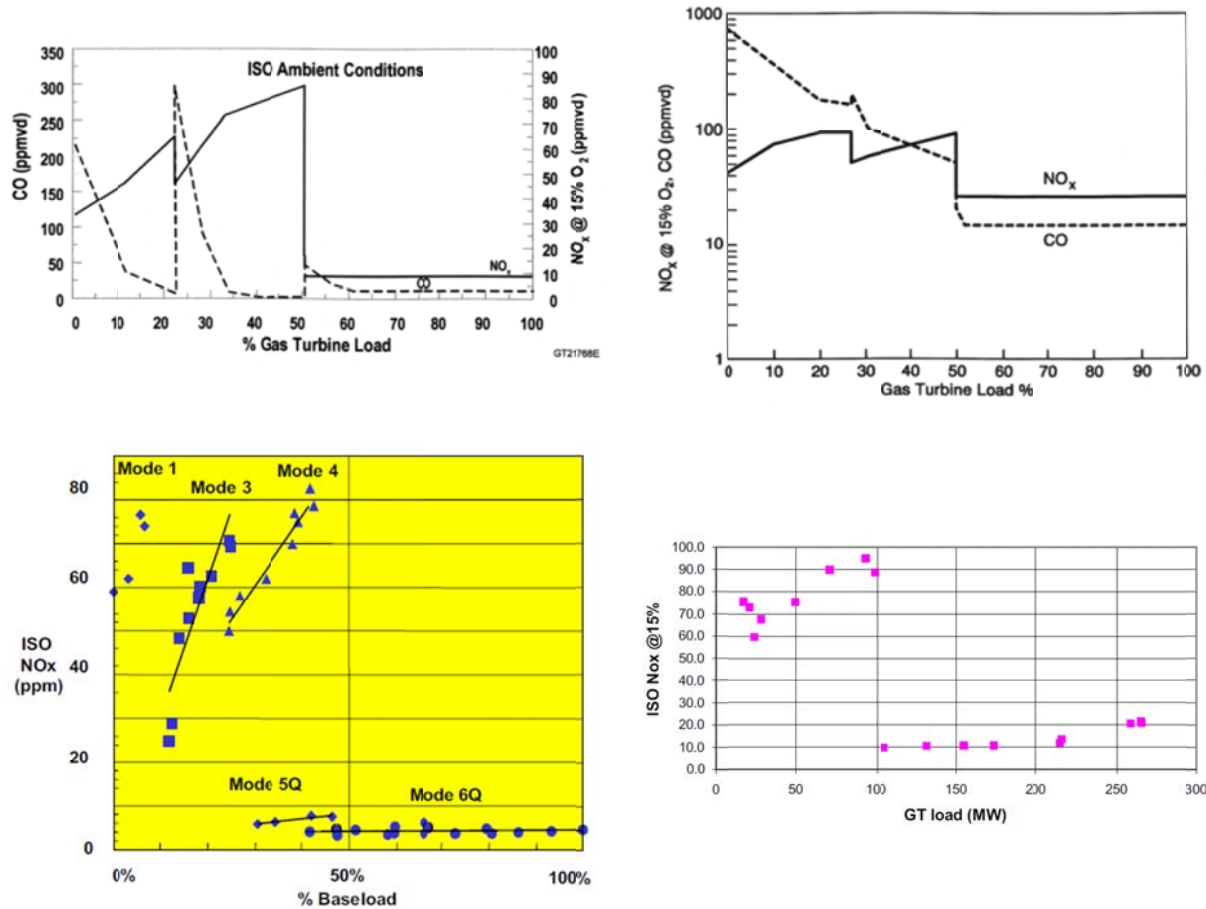


Figura 32: Emisiones de NO_x (a 15% O₂) en función del nivel de carga de una turbina a gas para distintos tipos de sistemas de combustión: DLN-1 (imagen superior izquierda), DLN-2 (imagen superior derecha), DLN-2.6 (imagen inferior izquierda), y DLN-2+ (imagen inferior derecha). Fuente: GE Power Systems (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.

⁶⁸ 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, SO₂ y NO_x 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**⁶⁹ 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**⁷⁰ 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_x 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

⁶⁹ Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua (UE 2017/1442).

⁷⁰ 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_x, sobre todo si la unidad está funcionando en un nivel cercano al mínimo técnico⁷¹.

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_x...

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_x. 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_x 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 operación⁷²
- Medio: entre el 30 y 60 por ciento del rango de operación

⁷¹ Comparado con un sistema de reducción catalítica selectiva (SCR), los quemadores de bajo NO_x son más sensibles a los cambios operacionales en la combustión de gas.

⁷² 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.

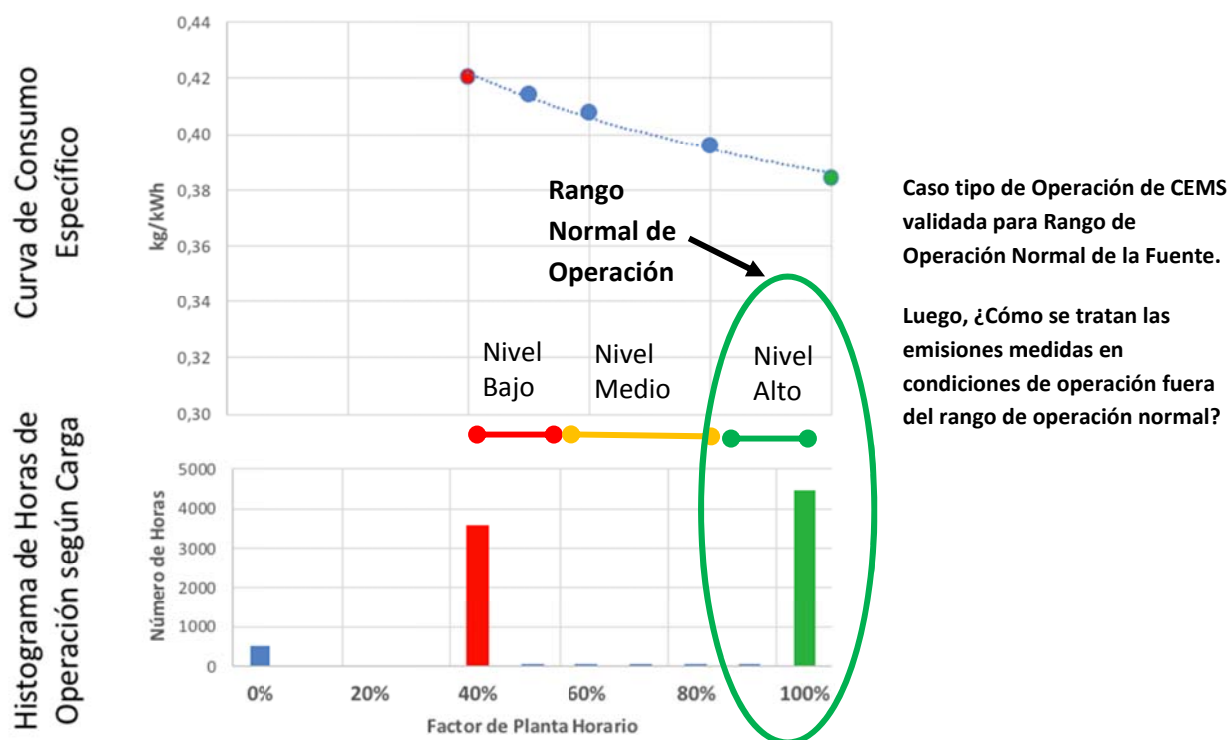


Figura 33: Rango de operación para central térmica a carbón (en periodo de un año) en con ciclaje persistente en Chile (Fuente: Elaboración propia)

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 otras⁷³).

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.

⁷³ 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 aire⁷⁴ 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).

⁷⁴ 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 CO₂ (posiblemente incorporado en el costo variable de generación) con fines de reducir emisiones de CO₂ 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_x dado que bajo los diseños de centrales operativas en Chile y las prácticas actuales de operación se requeriría de un periodo de hasta 6 horas⁷⁵ para lograr controlar emisiones de NO_x 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 anticipar⁷⁶.

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 (O₂) 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

⁷⁵ 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.

⁷⁶ 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/Nm³). 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 ³
SO₂	2,617
NO₂	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 O₂ debido a diversos factores. La relación entre el factor de conversión mencionado anteriormente y el porcentaje de O₂ se muestra en la siguiente figura para el caso de calderas que operan con combustibles sólidos. Para altas concentraciones de O₂ la pendiente de la curva es alta, por lo cual pequeños errores en la medición de O₂ podrían producir errores significativos en el cálculo de las tasas de emisión.

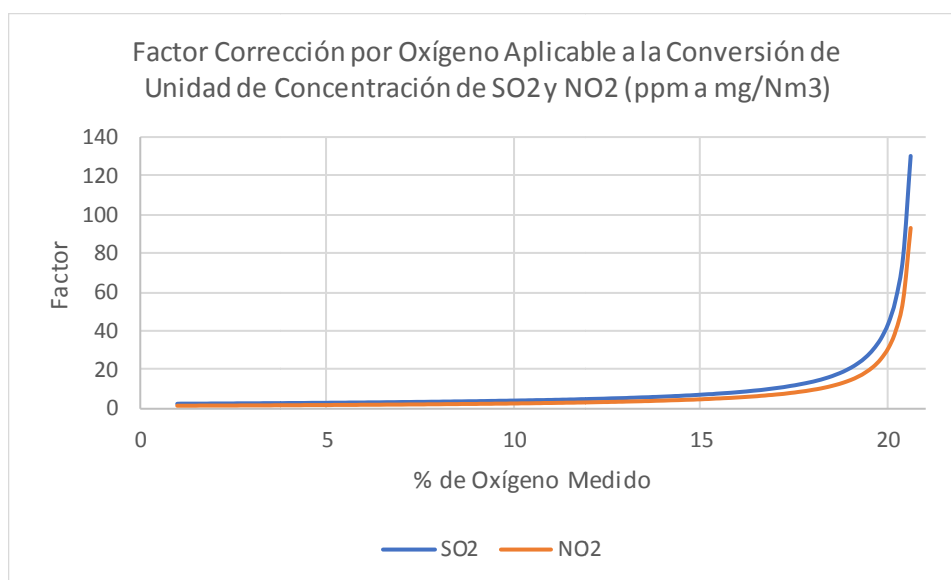


Figura 34: Factor conversión ppm a mg/Nm³ para calderas con combustibles sólidos

A modo de ejemplo, la siguiente figura ilustra el % de O₂ 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 O₂ puede superar el 20%. En el Anexo IV se complementa la información presentada con la caracterización de casos de otras centrales en Chile.

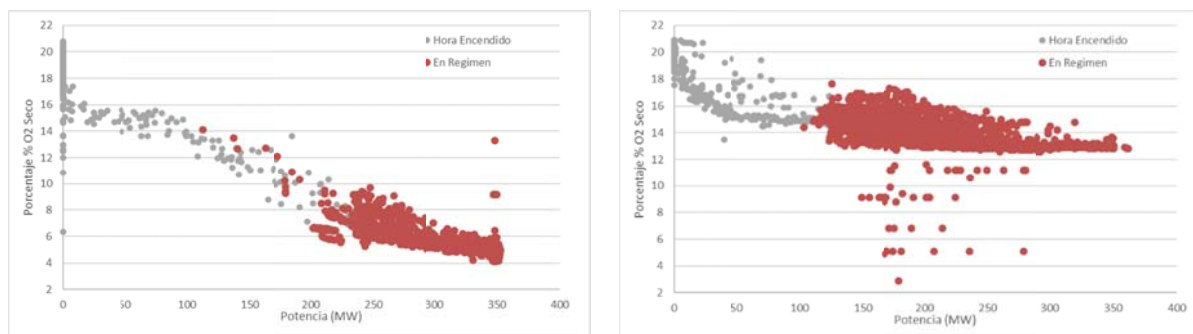


Figura 35: Caracterización de mediciones de concentración de O₂ en una central a carbón (imagen izquierda) y CCGT

La US EPA indica que en el proceso de conversión de unidades se puede limitar la concentración de O₂ 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^{77, 78}.

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 degradado⁷⁹. Los límites aplican a instalaciones que operan más de 500 horas al año; no se definen consideraciones especiales para unidades *peaking*.

⁷⁷ 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.”*

⁷⁸ El documento no contiene una definición de “peaking unit”.

⁷⁹ 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/Nm³ 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 SO₂ (

- Tabla 17) y NO_x (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_x 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 vigente⁸⁰, 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.

⁸⁰ 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 ³ 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 SO₂ 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 ₂ está sobre 200 mg/Nm ³ 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_x de acuerdo a estándar para centrales nuevas en Chile (según definición del DS N° 13)

Chimenea de Central	Horas en que emisión de NO _x está sobre 200 mg/Nm ³ 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).

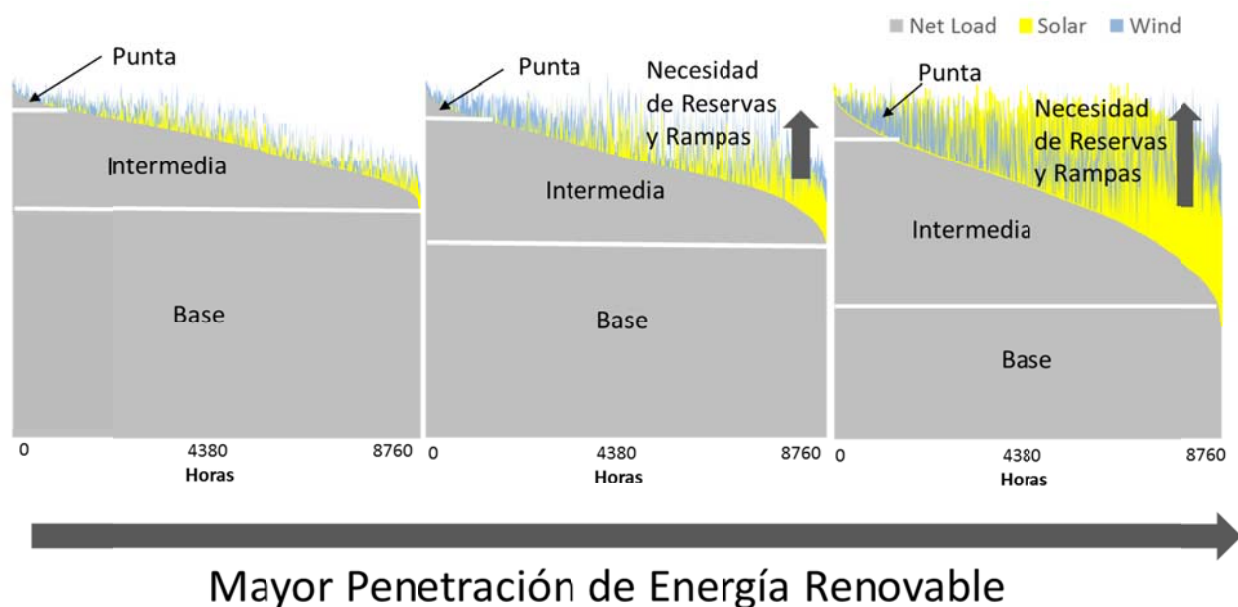


Figura 36: Curva de duración de la demanda neta en un contexto de mayor penetración ERNC. Fuente: Elaboración Propia.

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.

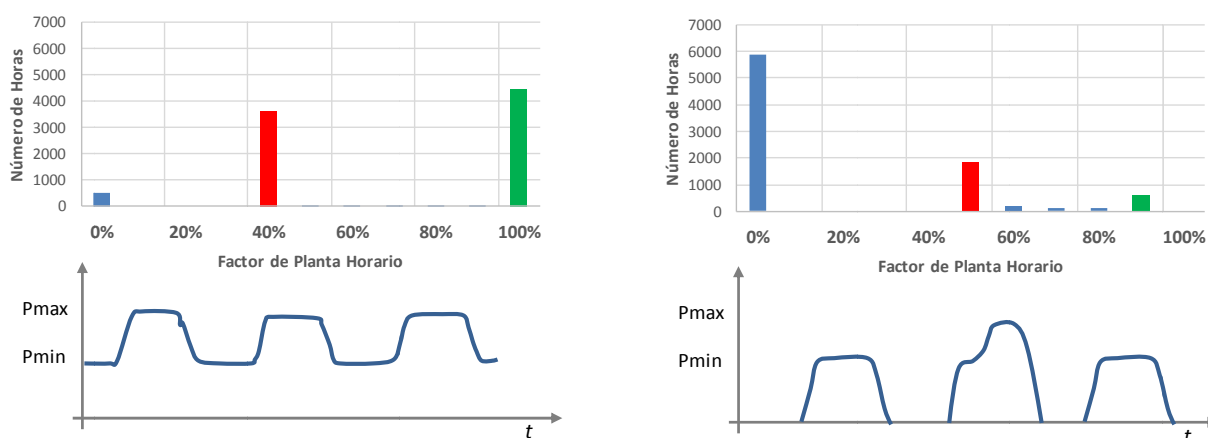


Figura 37: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año.
Fuente: Elaboración Propia⁸¹.

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.

⁸¹ 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 ₂)	Cumplimiento 95% de las horas de funcionamiento No cumplimiento 5% de las horas (encendido, apagado, fallas).
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	Cumplimiento 70% de las horas de funcionamiento

Para fuentes emisoras nuevas, el requerimiento de cumplimiento para NO_x es similar al requerimiento definido para SO₂ 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"> - Federal Register Volume 79, N° 223, November 19, 2014: 40 CFR Parts 60 and 63, Reconsideration of Certain Startup/Shutdown Issues. - 40 CFR Part 60, Subpart KKKK (2006) – Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines. - Federal Register Volume 77, N° 168, August 29, 2012: 40 CFR Parts 60, (Proposed Rule) Standards of Performance for Stationary Gas Turbines. - 40 CFR Part 75 – Continuous Emission Monitoring
Europa	<ul style="list-style-type: none"> - Directiva 2010/75/UE sobre emisiones industriales. - Decisión 2012/249/UE relativa a la determinación de los períodos de arranque y parada a efectos de la Directiva 2010/75/UE. - Decisión (UE) 2017/1442 sobre las mejores técnicas disponibles conforme a la Directiva 2010/75/UE.

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_x.
- 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 aire⁸² 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 O₂ 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**⁸³ 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**⁸⁴ 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.

⁸² HAP (*hazardous air pollutant*)

⁸³ Media durante un período de 24 horas de las medias horarias válidas obtenidas mediante medición continua (UE 2017/1442).

⁸⁴ 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_x 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_x 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 anticipar⁸⁵.

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 CO₂. 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

⁸⁵ 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 SO₂ y NO_x. 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_x 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 combinado⁸⁶.
- 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/Nm³) se puede limitar la concentración de O₂ 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.

⁸⁶ 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 basado 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, SO₂ y NO_x.

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 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.

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_x en Centrales a Gas

Como alternativa para demostrar el cumplimiento de emisiones de NO_x 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.⁸⁷

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.

⁸⁷ 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 (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 (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

Centrales ERNC (eólico y solar FV)	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).											
Parámetros técnicos a considerar	Potencias máximas, según: <ol style="list-style-type: none"> 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. 											
Requerimientos de reservas para control de frecuencia	No aplica.											
Perfiles de generación ERNC	Explorador eólico/solar del Ministerio de Energía, para proyectos ubicados en una misma zona se utiliza el mismo perfil.											
Capacidad parque ERNC	<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>Total</td> <td>7.681</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	Total	7.681
	MW											
Operación	3.282											
Declaradas en construcción	864											
Licitaciones	3.534											
Total	7.681											

11.2.2 Generación convencional

Centrales convencionales	Se consideran todas aquellas en operación y declaradas en construcción a la fecha, según Resolución Exenta CNE N° 315.
Parámetros técnicos a considerar (parámetros vigentes a la fecha)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Potencias mínimas y máximas (Disponible en el sitio web del Coordinador). 2. Tiempos mínimos de operación/detención (Disponible en el sitio web del Coordinador). 3. Costos de partida (Disponible en el sitio web del Coordinador). 4. Reservas para control de frecuencia (https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/)
	5. Programa de mantenimiento (ITD 2017-1).
Requerimientos de reservas para control de frecuencia	Valores calculados en estudios del Coordinador para la operación interconectada SING-SIC, utilizando un criterio distribuido para abastecer las reservas. (https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/)
Disponibilidad y costos de combustibles	Según ITD 2017-1.

11.2.3 Sistema de transmisión

Instalaciones a considerar (topología)	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)
Restricciones de capacidad	Sin restricciones, considerando que: <ol style="list-style-type: none"> 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. 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. 3. Se podrían obtener mayores requerimientos de flexibilidad (peor caso) del parque generador convencional en caso de no aplicar las restricciones del sistema transmisión.
Parámetros R y X	Para instalaciones existentes se utilizan valores contenidos en ITD 2016-1, para nuevas instalaciones se considera la información ITD 2017-1.
Nuevas obras/ampliaciones	Según ITD 2017-1.
S/E de conexión de proyectos ERNC asociado a licitaciones	En subestaciones existentes más cercana (ejemplo: Parque Eólico Cabo Leones ubicarlo en S/E Nueva Maitencillo 220 kV)

11.2.4 Demanda

Tipo de demanda	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.
Interconexiones con otros sistemas eléctricos	No se consideran.
Fuente	Informe de Expansión de la Transmisión, enero 2017, Coordinador Eléctrico Nacional.

11.2.5 Resolución del problema

Software de optimización	PLEXOS® versión 7.4 64 bit.
Horizonte	1 año (2021).
Coordinación hidro-térmica	Simulación de 2 etapas: <ol style="list-style-type: none"> 1. Etapa 1: Curva duración 3 bloques por día paso anual. 2. Etapa 2: Cronológica, resolución horaria, paso de optimización de 4 días, el target son las cotas de embalses obtenidas en la Etapa 1.
Hidrología	3 hidrologías (húmeda, media, seca).
Cotas iniciales embalses	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 O₂
- Medición de Material Particulado, para centrales a carbón
- Medición de SO₂, para centrales a carbón
- Medición de NO_x

11.3.1 Central a Carbón – Caso 1 (clasificación DS 13: existente)

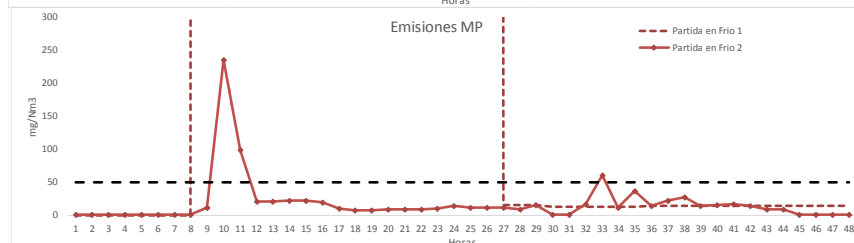
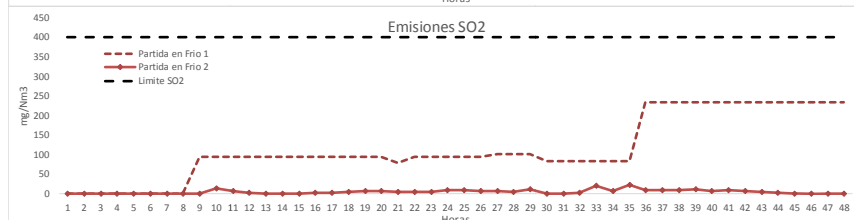
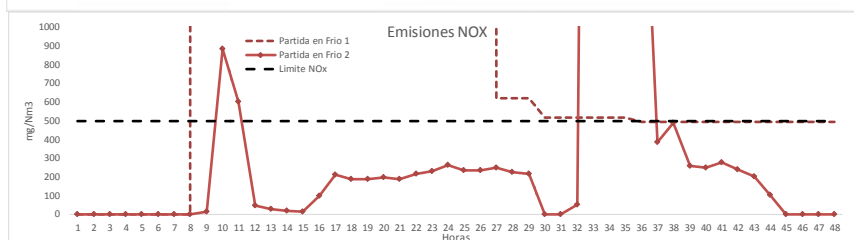
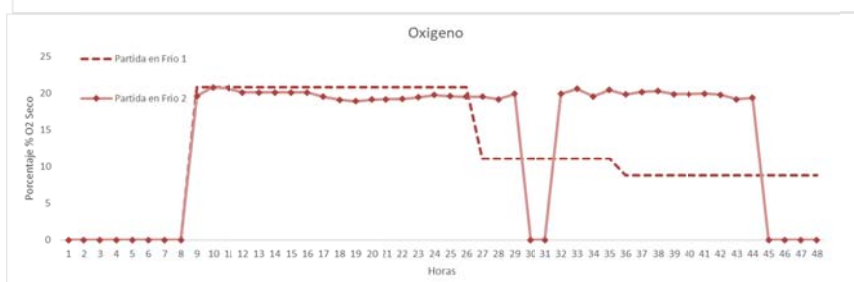


11.3.4 Central a Carbón – Caso 4 (clasificación DS 13: existente)



11.3.5 Central a Carbón – Caso 5 (clasificación DS 13: existente)

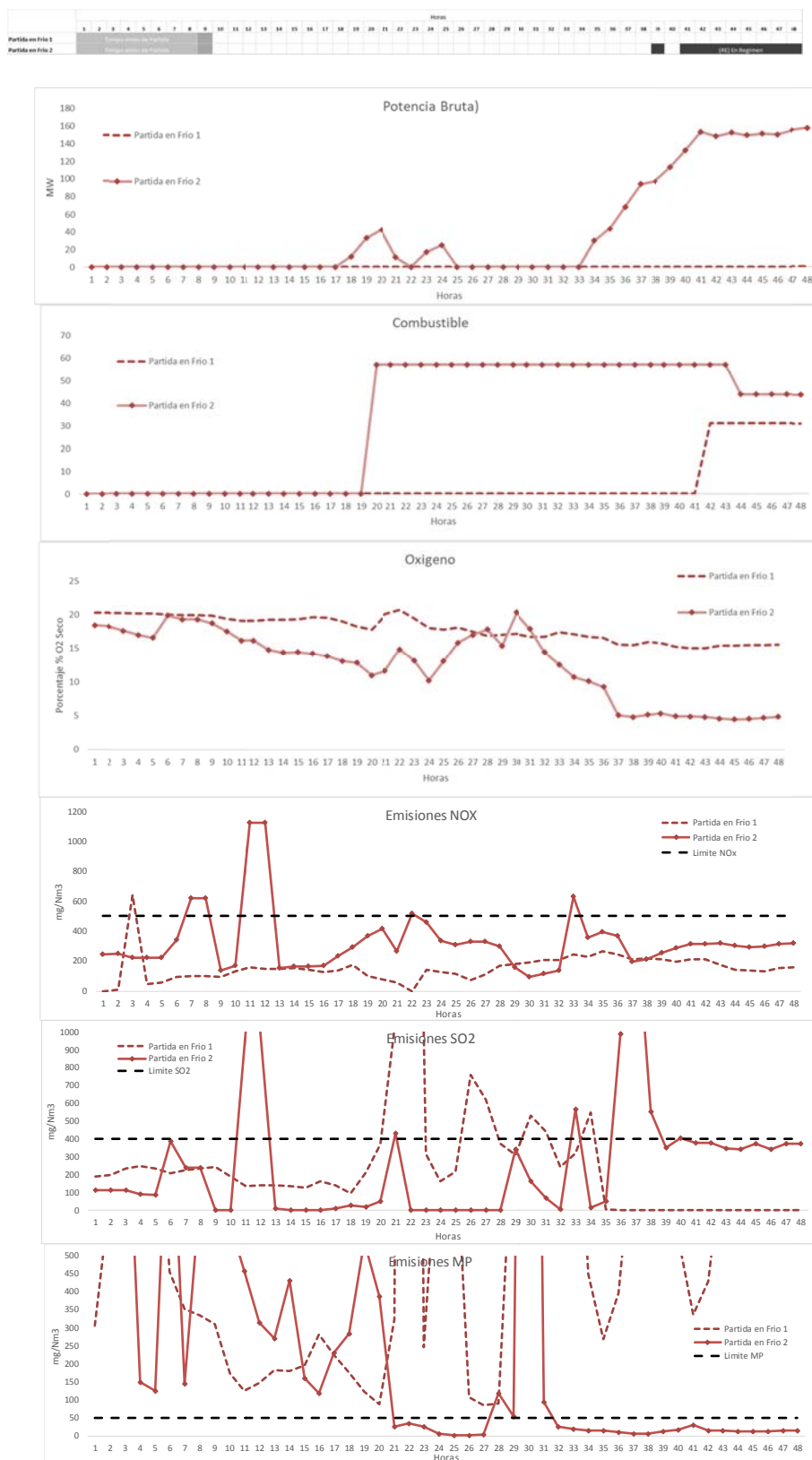
	Horas																																															
Partida en Frio 1	[Bar chart showing power output for Frio 1 over 48 hours]																																															
Partida en Frio 2	[Bar chart showing power output for Frio 2 over 48 hours]																																															



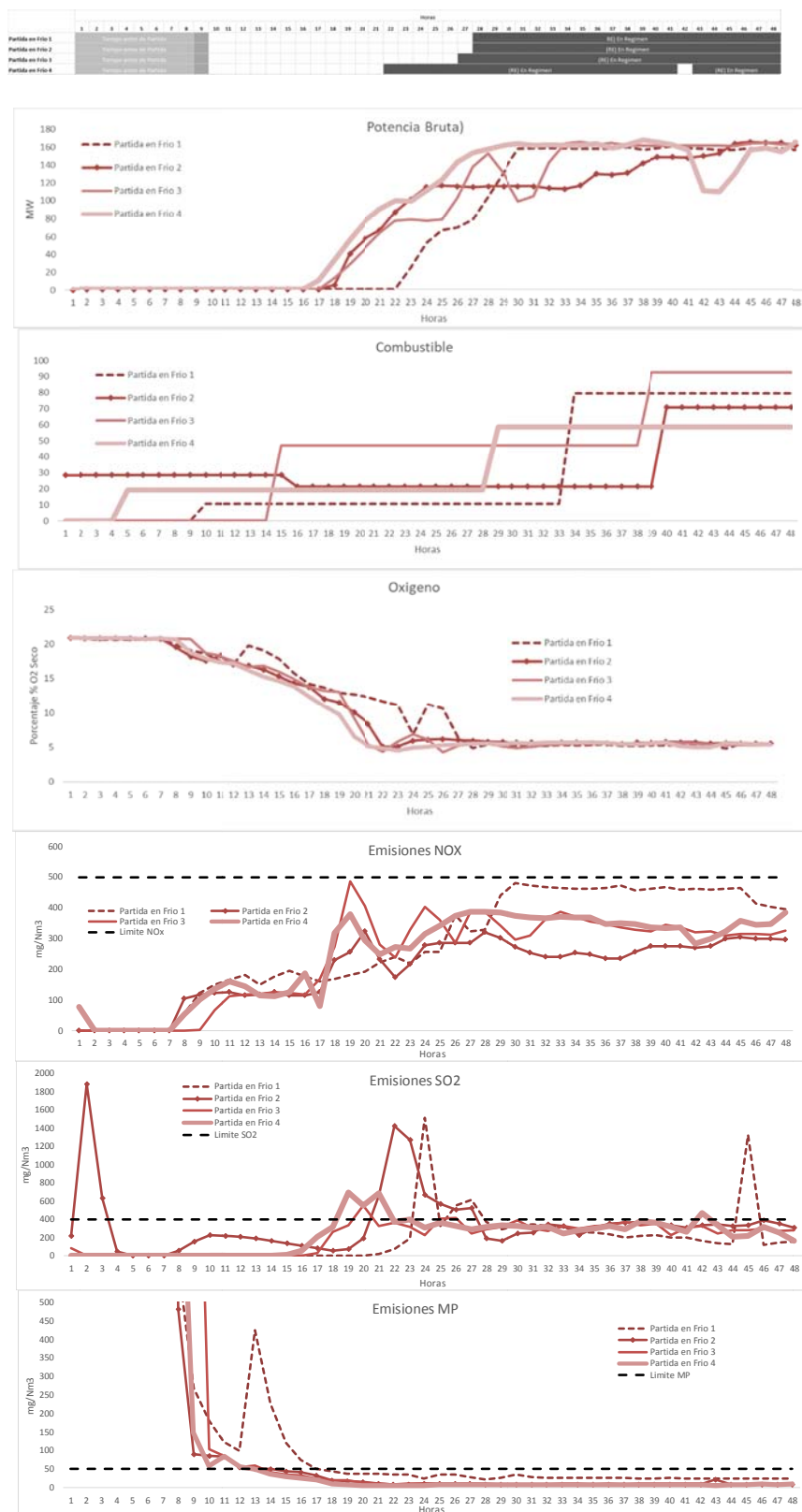
11.3.6 Central a Carbón – Caso 6 (clasificación DS 13: existente)



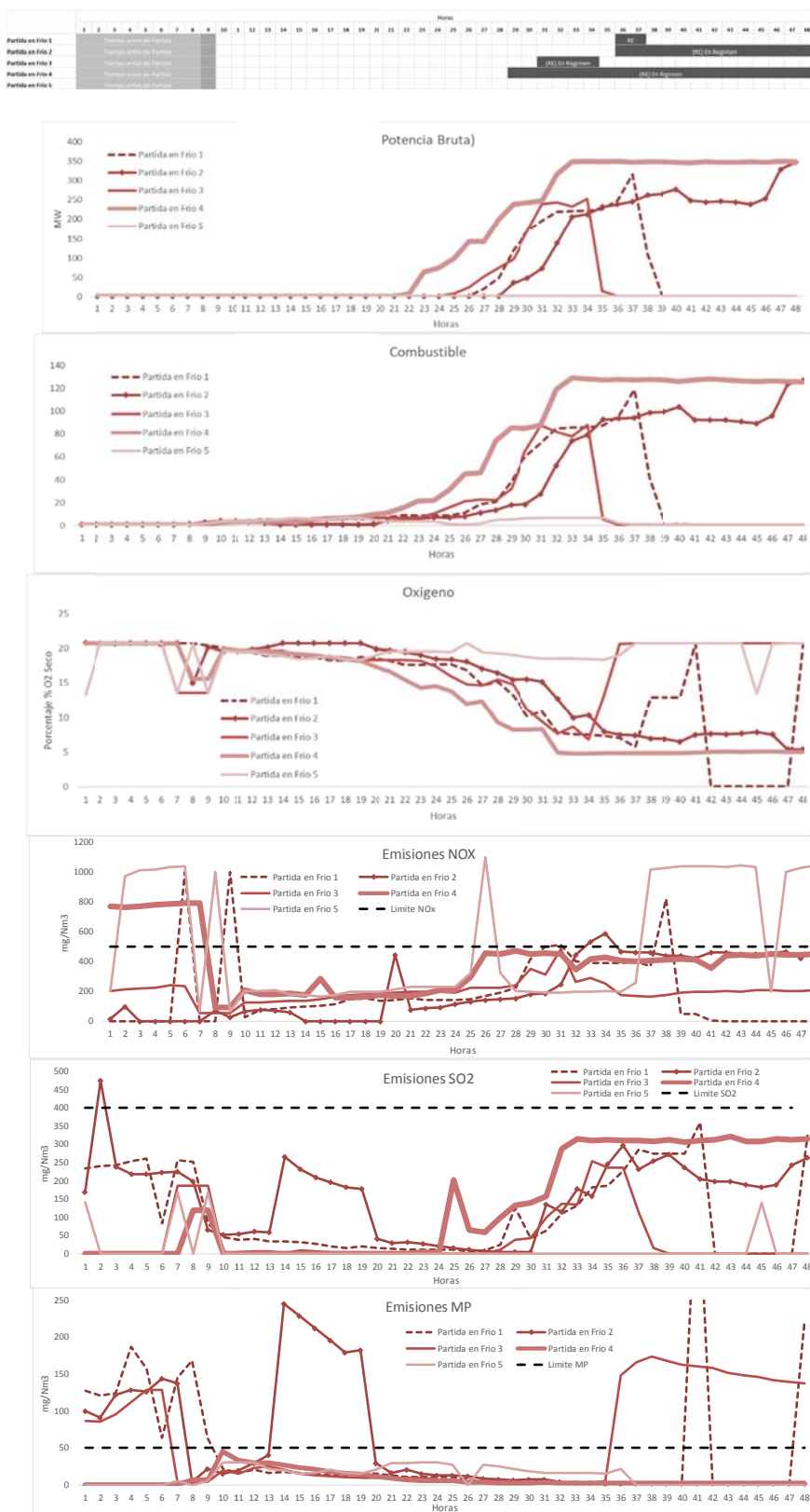
11.3.7 Central a Carbón – Caso 7 (clasificación DS 13: existente)



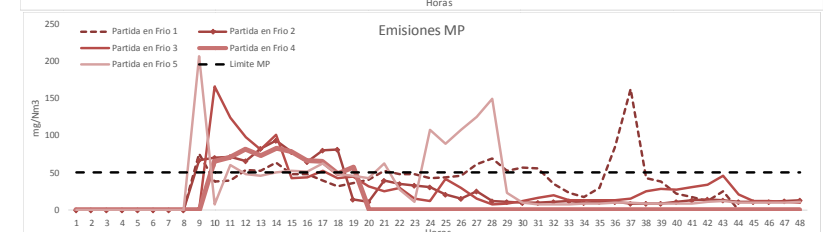
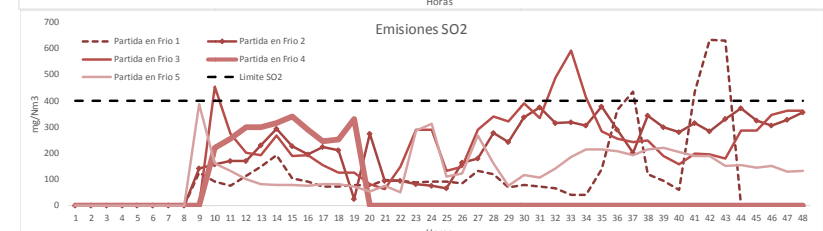
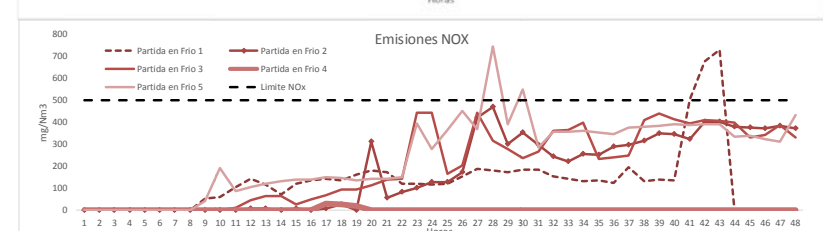
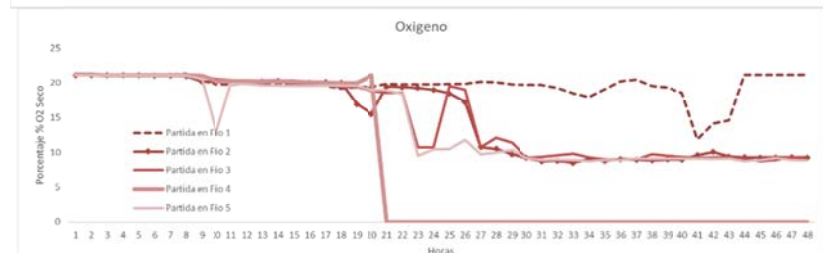
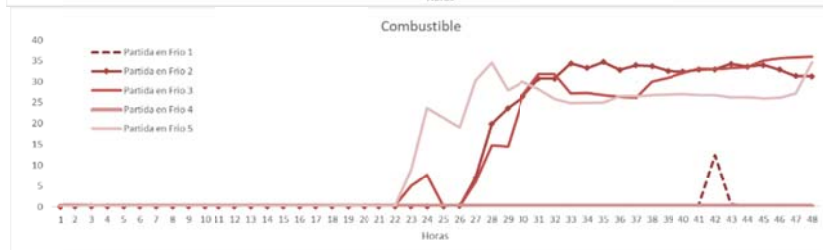
11.3.8 Central a Carbón – Caso 8 (clasificación DS 13: existente)



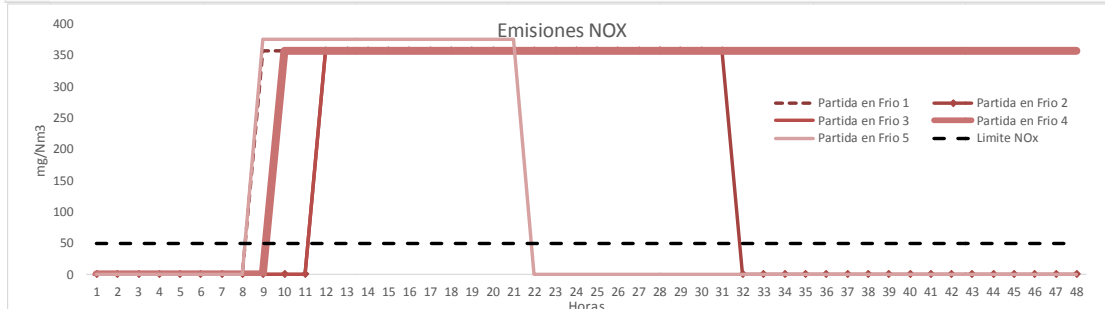
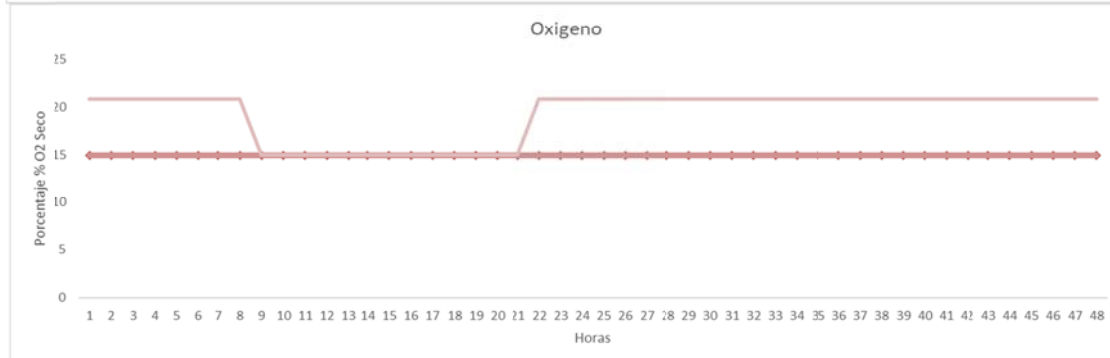
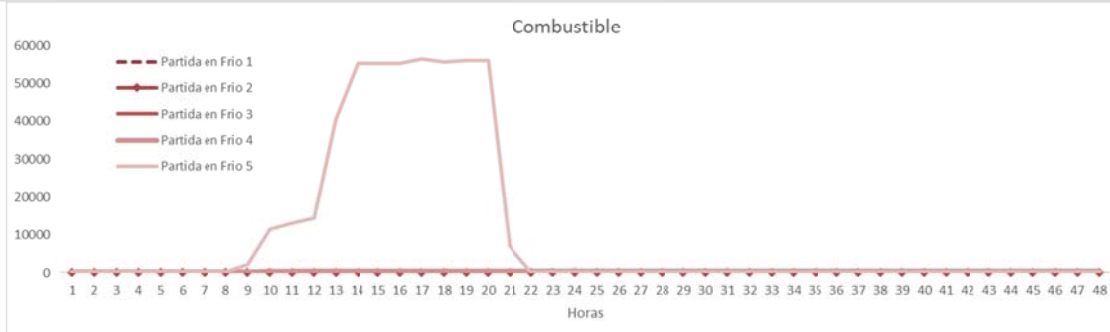
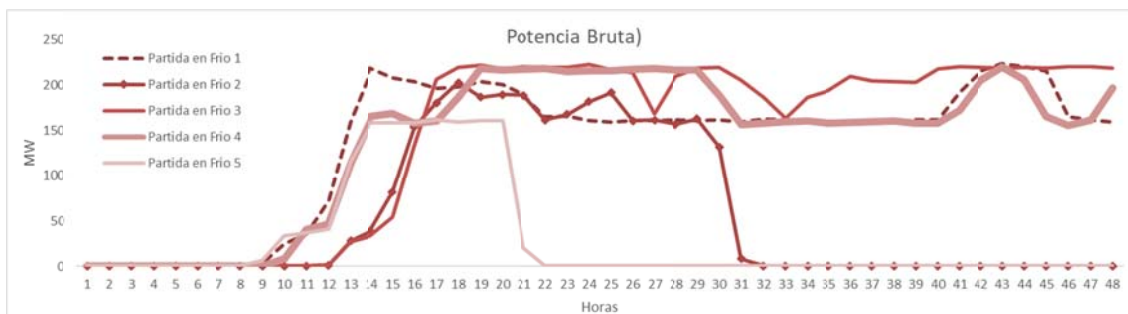
11.3.9 Central a Carbón – Caso 9 (clasificación DS 13: existente)



11.3.10 Central a Carbón – Caso 10 (clasificación DS 13: existente)

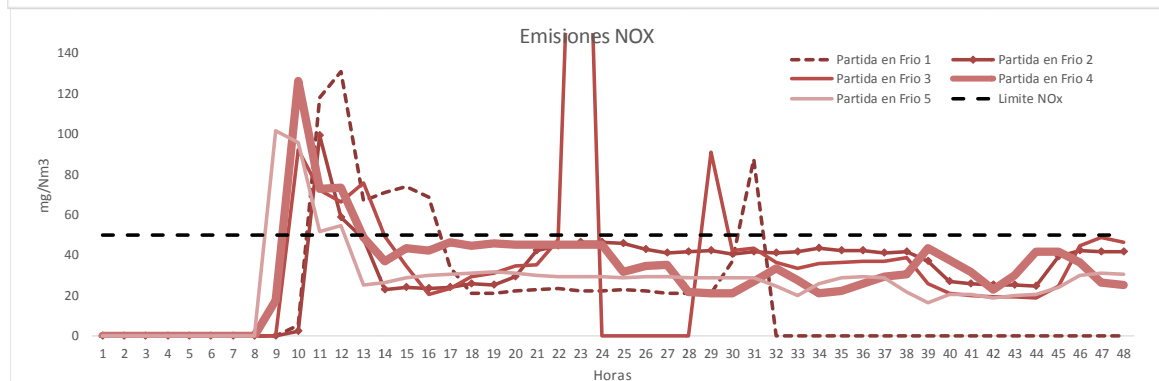
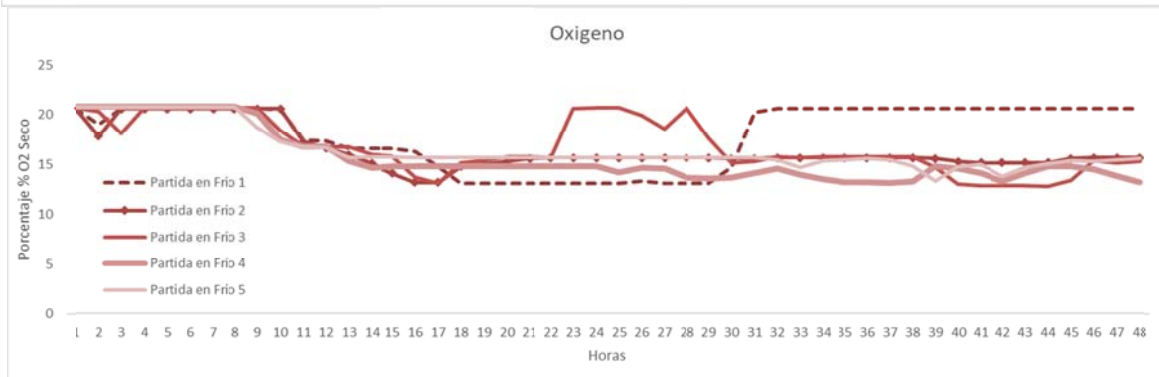
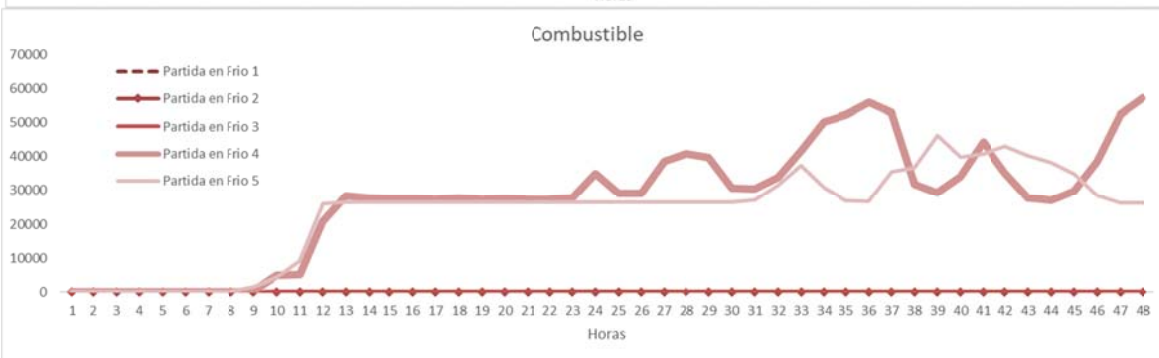
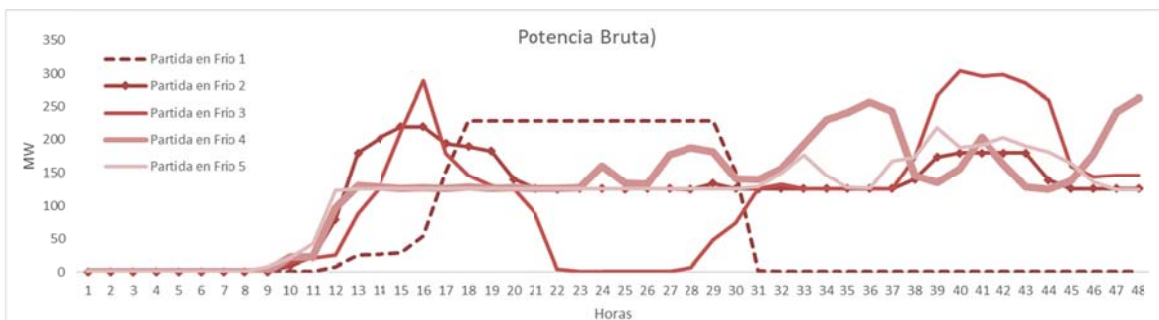


11.3.11 Central a Gas CCGT – Caso 1 (clasificación DS 13: existente)



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 O₂

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 O₂.

11.4.1 Casos de Centrales a Carbón

Las siguientes figuras ilustran la medición de O₂ 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 O₂ supera el 20%. Los datos corresponden a operación durante el año 2016, reportados a la Superintendencia de Medio Ambiente.

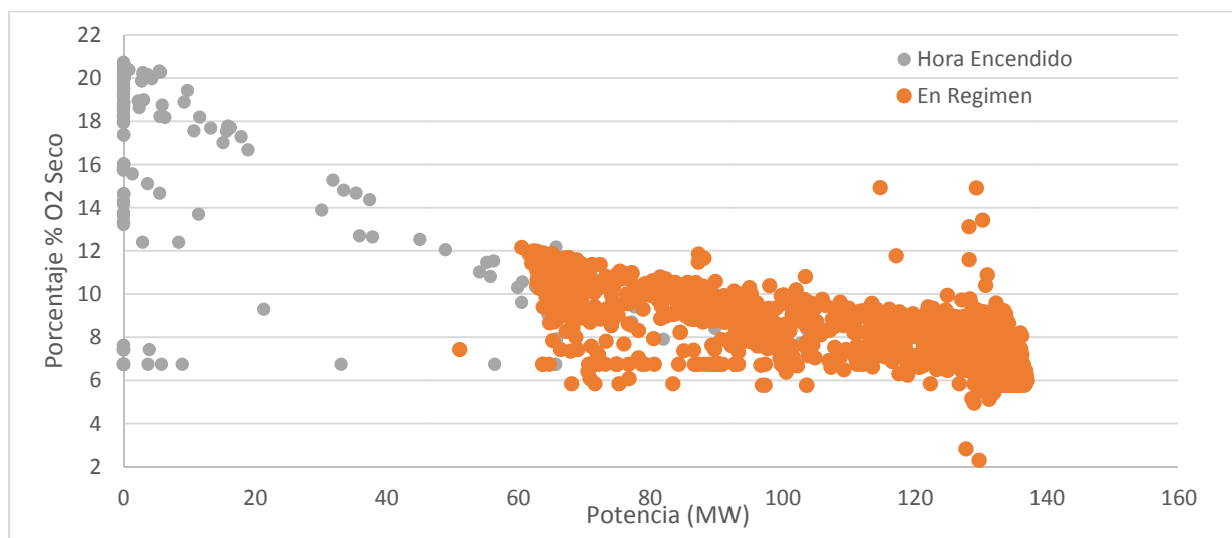


Figura 38: Caso Central Térmica a Carbón 1

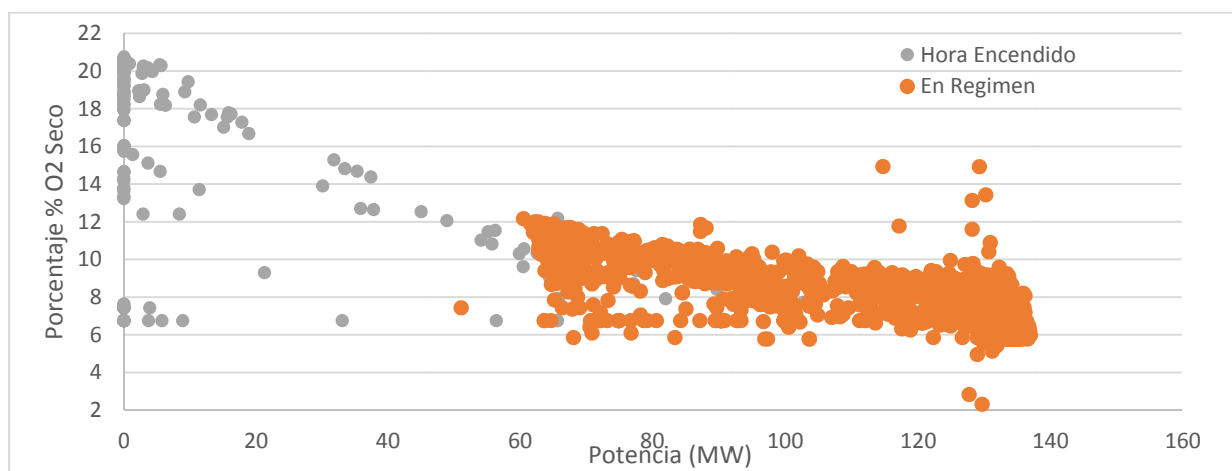


Figura 39: Caso Central Térmica a Carbón 2

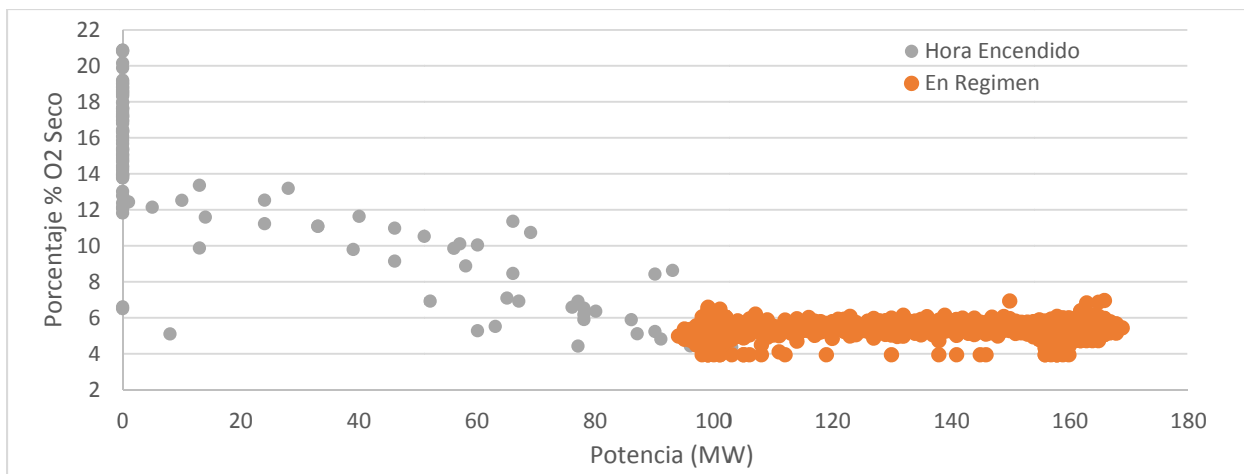


Figura 40: Caso Central Térmica a Carbón 3

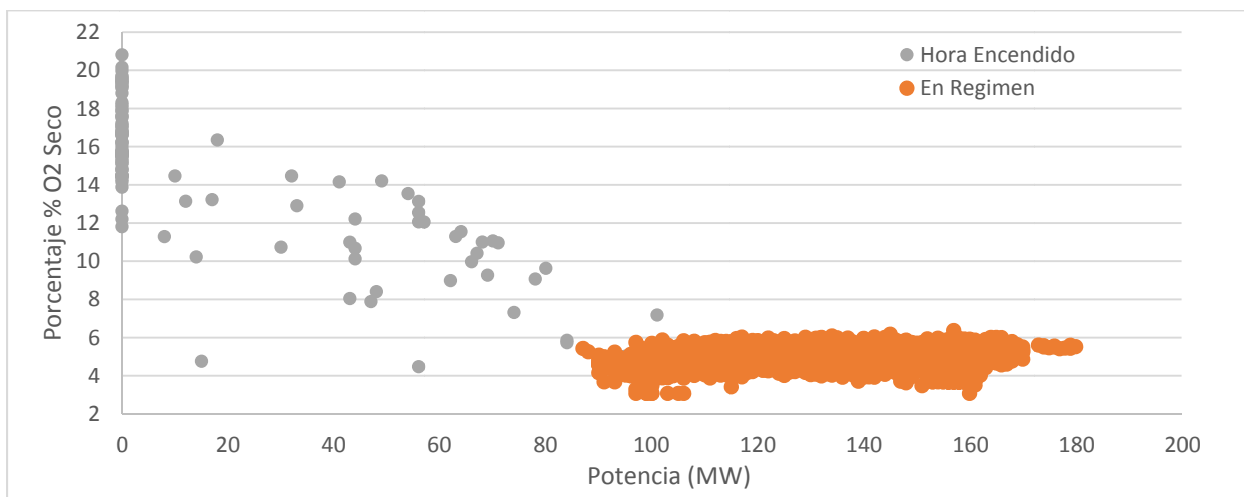


Figura 41: Caso Central Térmica a Carbón 4

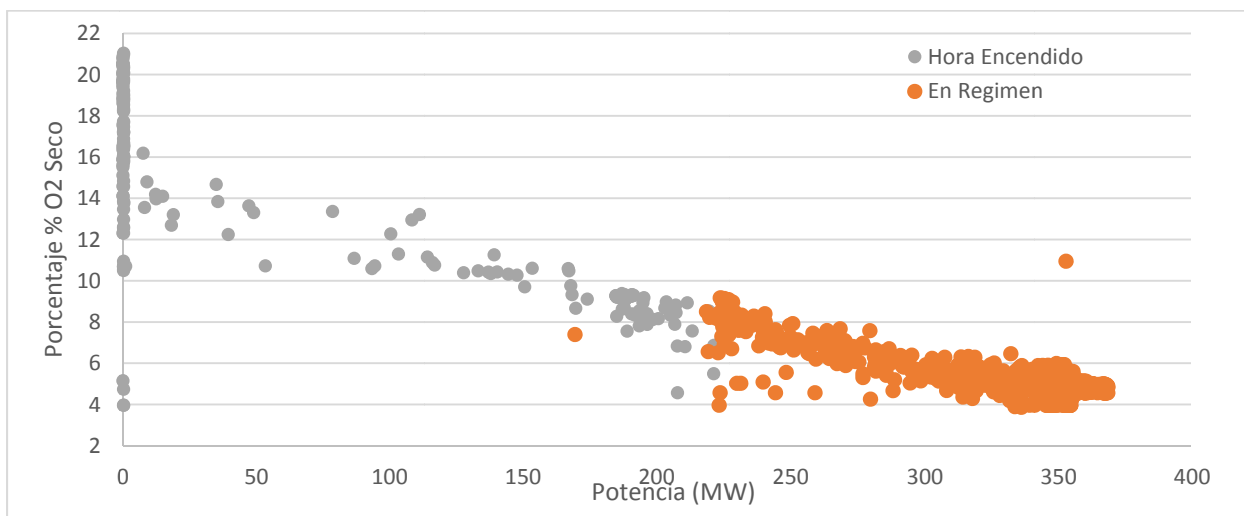


Figura 42: Caso Central Térmica a Carbón 5

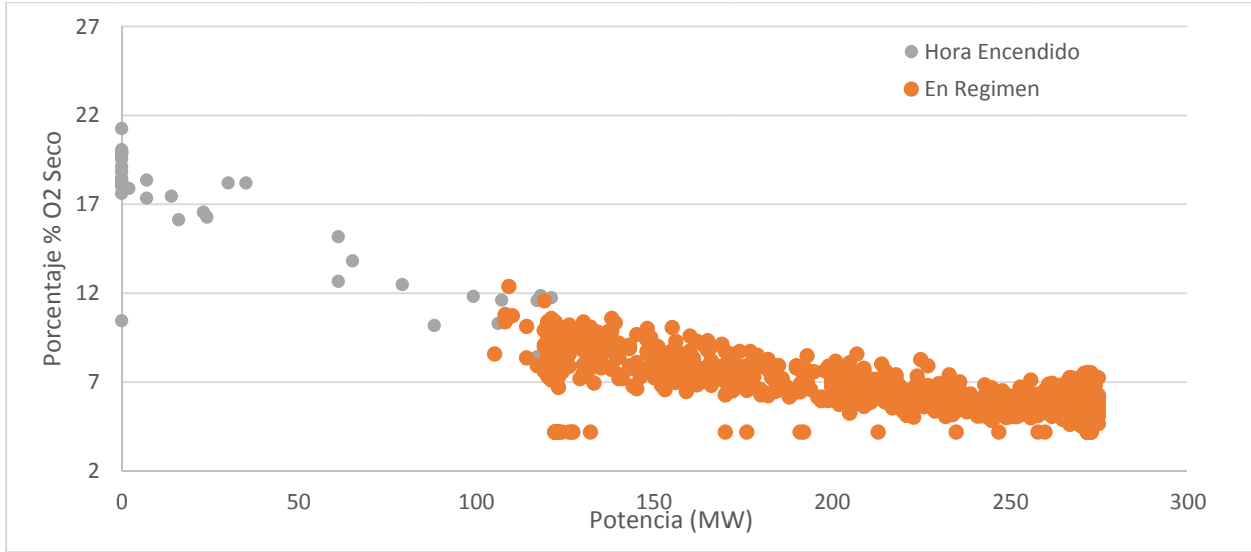


Figura 43: Caso Central Térmica a Carbón 6

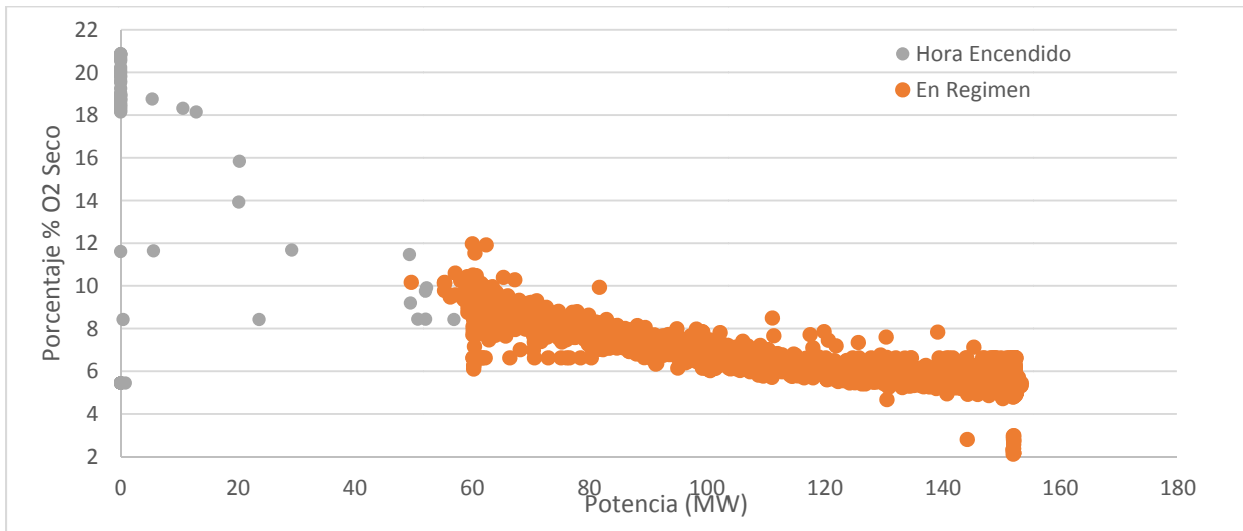


Figura 44: Caso Central Térmica a Carbón 7

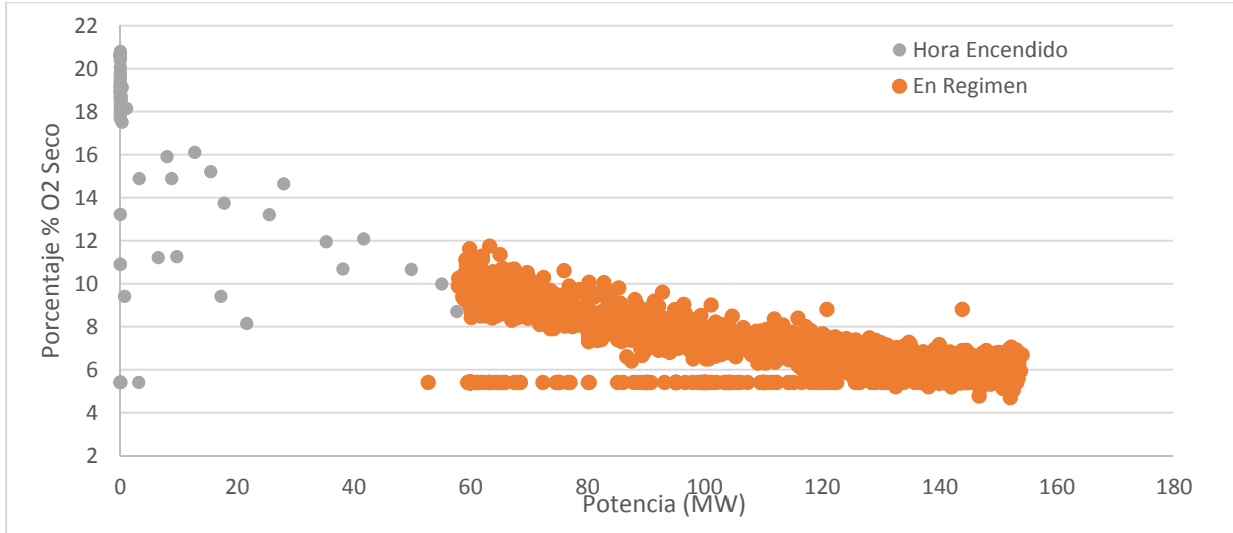


Figura 45: Caso Central Térmica a Carbón 8

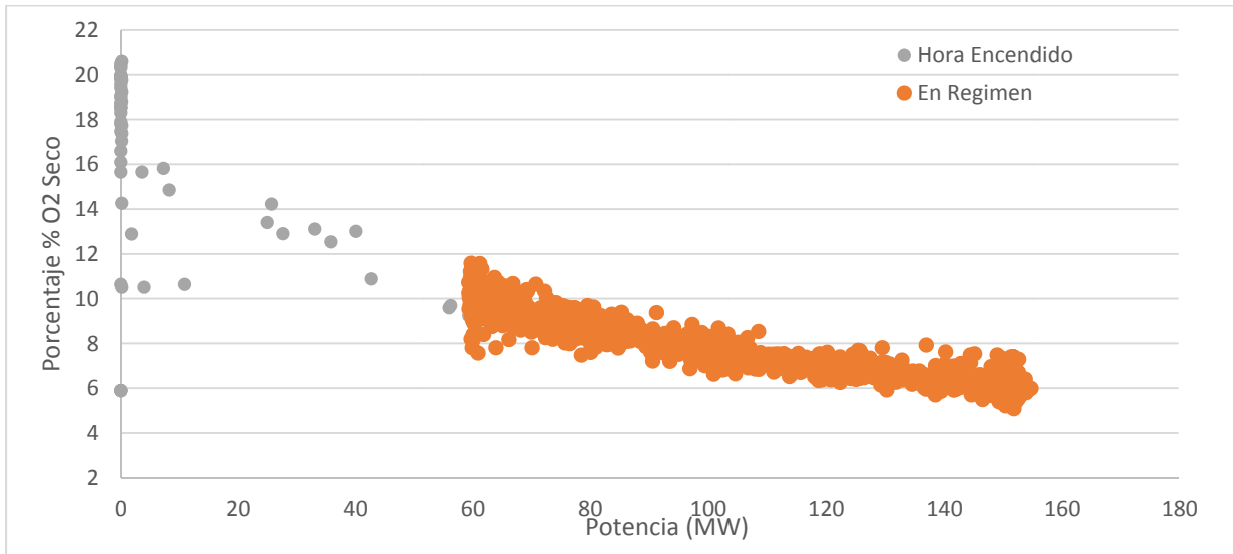


Figura 46: Caso Central Térmica a Carbón 9

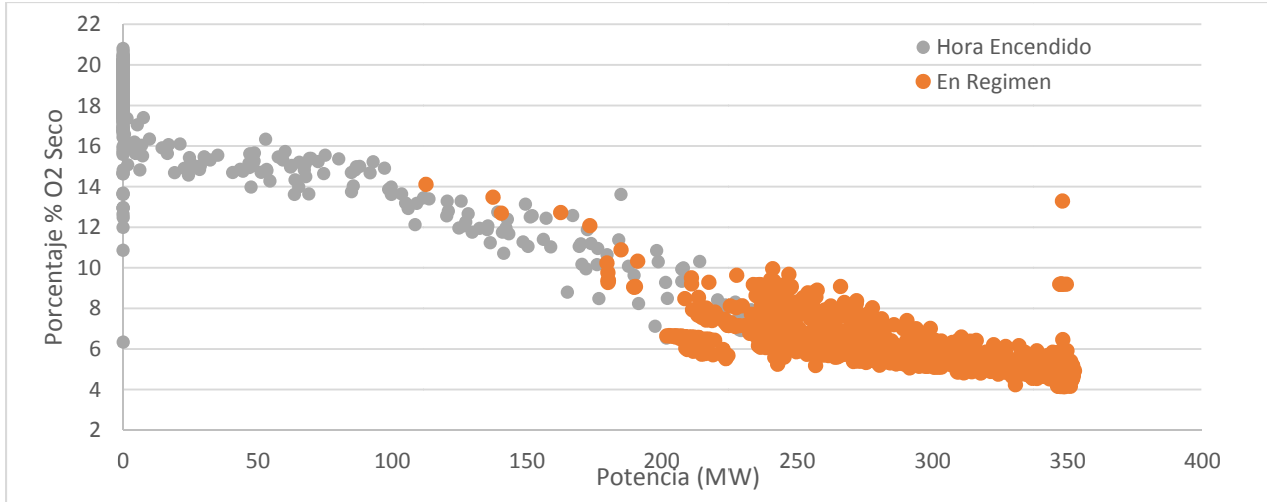


Figura 47: Caso Central Térmica a Carbón 10

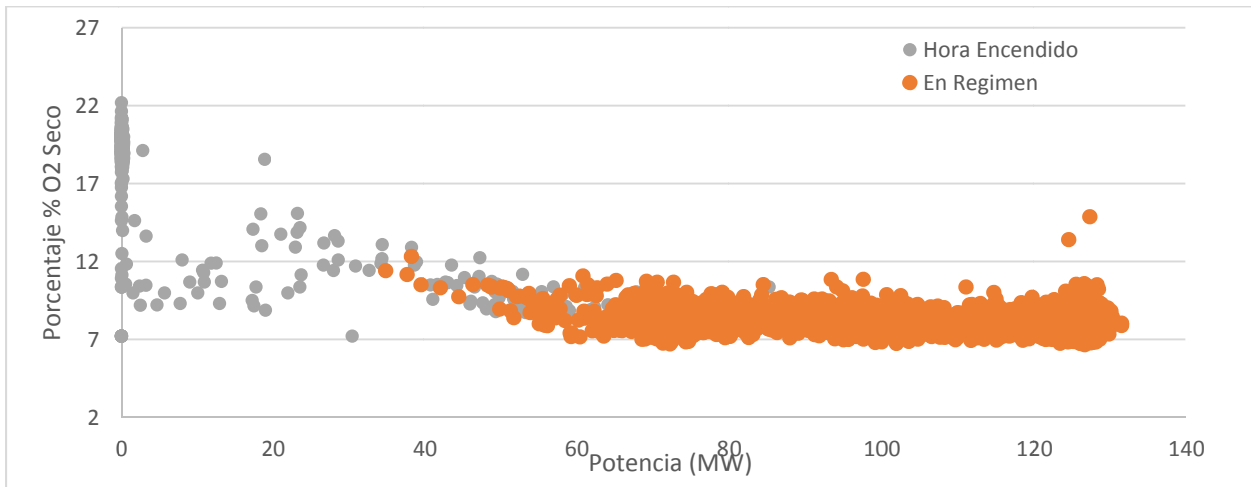


Figura 48: Caso Central Térmica a Carbón 11

11.4.2 Casos de Centrales a Gas

Las siguientes figuras ilustran la medición de O2 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 O2 supera el 20%. Los datos corresponden a operación durante el año 2016, reportados a la Superintendencia de Medio Ambiente.

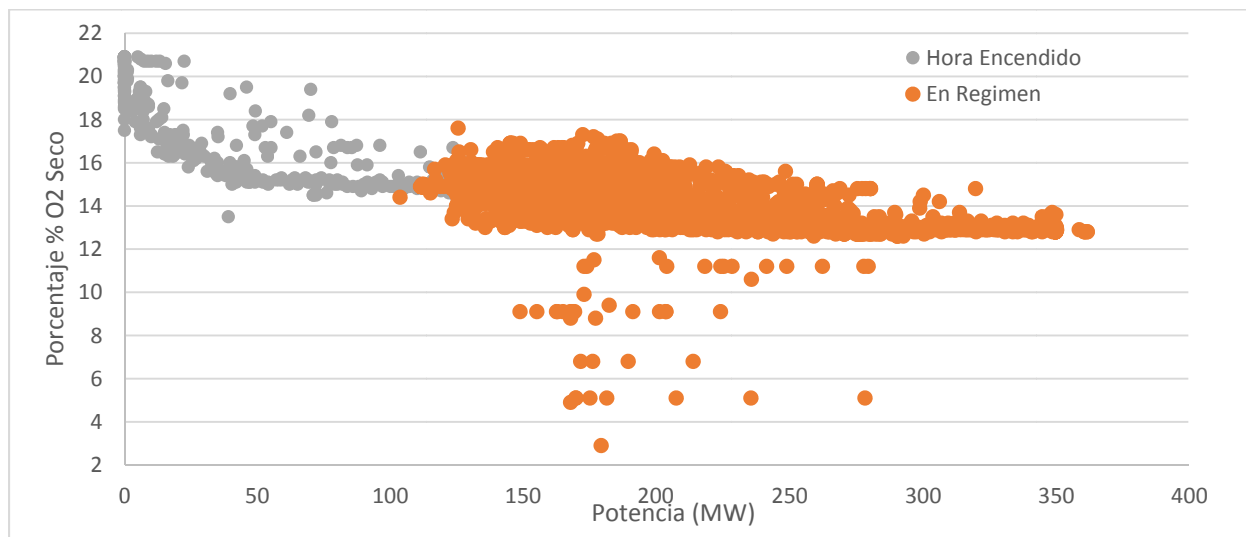


Figura 49: Caso Central Térmica a gas 1

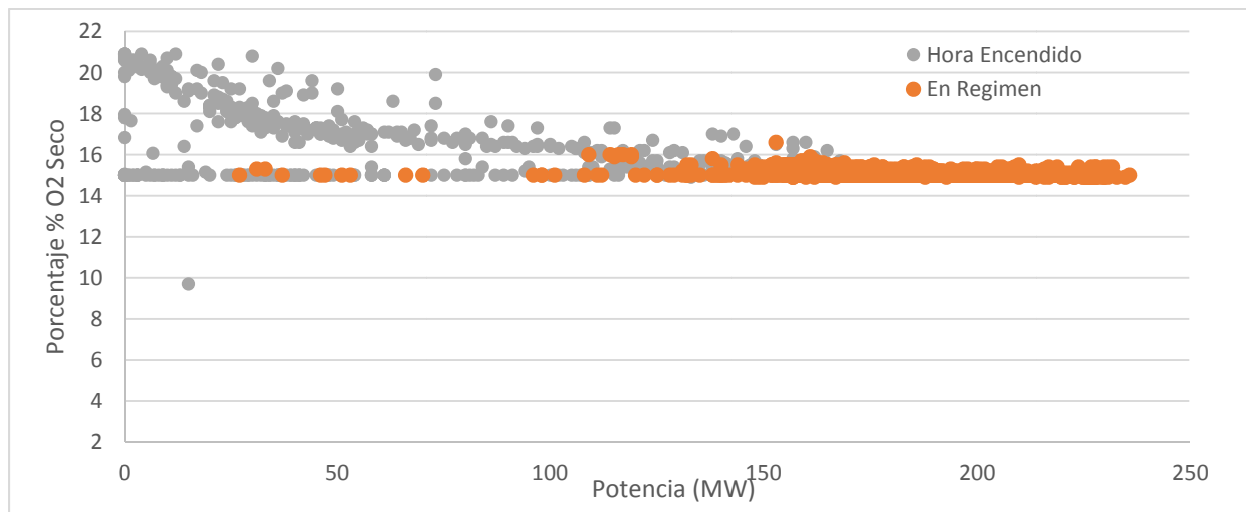


Figura 50: Caso Central Térmica a gas 2

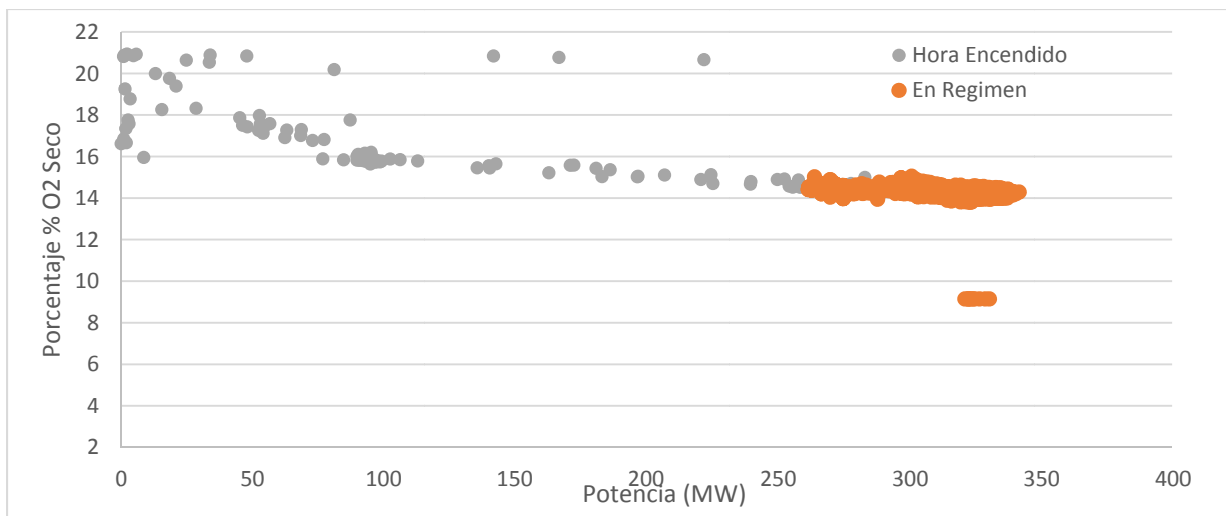


Figura 51: Caso Central Térmica a gas 3

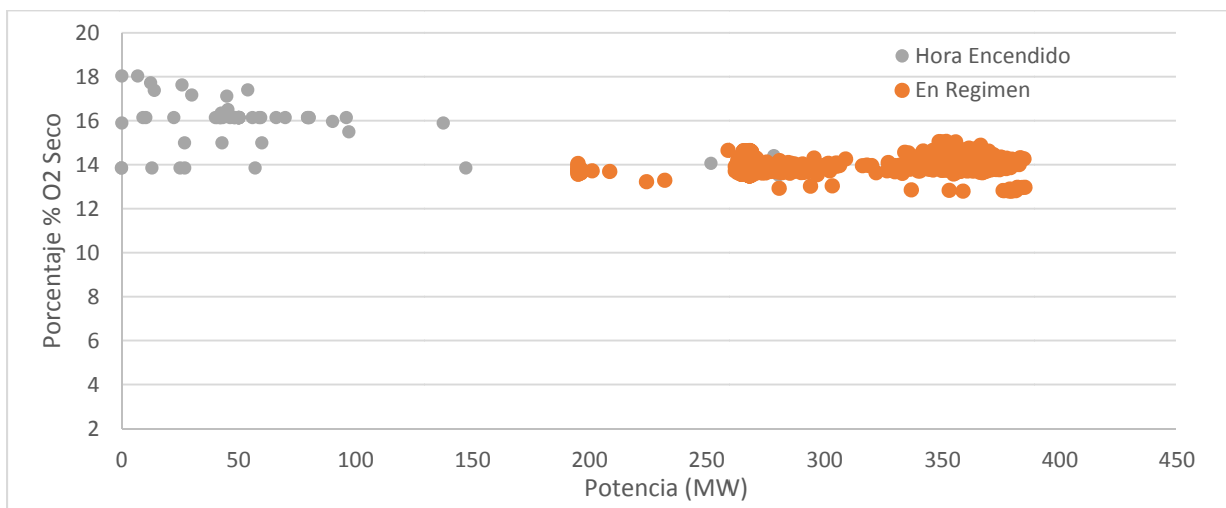


Figura 52: Caso Central Térmica a gas 4

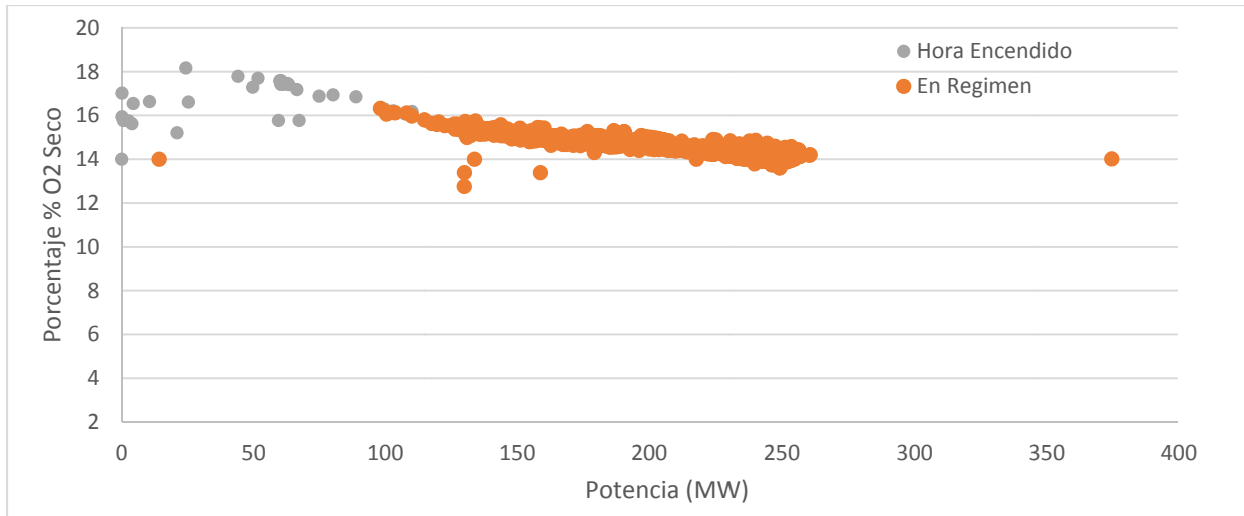


Figura 53: Caso Central Térmica a gas 5

11.5 Anexo V: Extracto de la Sección 6.5.2.1 de la Norma US EPA 40 CFR 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]