

Minuta del Ministerio de Energía respecto al borrador de anteproyecto de norma de emisión para centrales termoeléctricas presentado en reunión de Comité Operativo de revisión de la norma

I. Plazo de cumplimiento de los valores límites de emisión de la norma

Tal como lo establece la norma de emisión para centrales termoeléctricas vigente, en la primera revisión de la norma se analizará la factibilidad de establecer un plazo para que las fuentes existentes se ajusten a los valores límites dispuestos para las fuentes nuevas. Lo anterior quedó reflejado en la propuesta de anteproyecto de norma.

Cabe señalar que el país se encuentra en un proceso de descarbonización de la matriz energética. De las 28 unidades a carbón existentes, a abril de 2023 se han retirado 8 unidades, al año 2025, 5 unidades estarán disponibles para ser retiradas y otras 5 podrán ser reconvertidas a otros combustibles. Las 10 unidades de generación restantes mantienen su compromiso de retiro al año 2040. Sin embargo, tal como lo señala la “Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética” del Ministerio de Energía, a partir de mayo 2023 y durante parte del segundo semestre se realizará el proceso de discusión en torno al Plan de Descarbonización con miras a la construcción de una hoja de ruta 2023-2030, que a través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico, espera establecer las condiciones regulatorias y técnicas que habiliten un proceso de descarbonización que acelere la transición energética y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico, definiendo una ruta con foco al 2030, en línea con los objetivos de mediano y largo plazo establecidos en la Política Energética Nacional¹. La decisión de retiro de centrales a carbón, y su reemplazo masivo con centrales renovables variables, genera una serie de desafíos adicionales en términos no sólo de seguridad de abastecimiento (disponibilidad de energía permanente), sino que, en materia de estabilidad de la red, requerimientos operacionales que normalmente son suministrados por máquinas síncronas (unidades generadoras convencionales) y en la temporalidad misma de las inversiones requeridas en reemplazo. En ese sentido, es necesario promover un avance armónico entre tecnologías de descarbonización de largo plazo y tecnologías de transición, tales como la reconversión termoeléctrica y adecuación tecnológica en la operación flexible del sistema eléctrico, con tal de evitar que un cierre acelerado implique de manera contraproducente una generación cuantiosa de combustibles como el petróleo diésel, que tiene una logística mucho más compleja -que implica más desafíos desde la operación de la red- y sigue siendo un combustible fósil.

Dado lo anterior y los ajustes tecnológicos que se requieren hacer para alcanzar los nuevos límites de emisión, se proponen los siguientes plazos de cumplimiento:

- Para el contaminante **NOx**, se propone como plazo de cumplimiento para las fuentes emisoras existentes que operan con **combustibles sólidos y líquidos, el 1º de enero siguiente luego de contados 5 años desde la entrada en vigencia de la norma**. En el caso de las fuentes que operan con combustibles gaseosos, el valor límite de NOx no varía, por tanto, pueden cumplir dicho valor desde la entrada en vigencia de la norma.

¹ Dentro de las metas destacadas del primer propósito: *Protagonistas de la ambición climática*, se señala: “Trabajaremos para generar los espacios que permitan retirar y/o reconvertir totalmente las centrales a carbón al año 2030”

- Para el contaminante **SO₂**, se propone como plazo de cumplimiento para las fuentes emisoras existentes que operan con **combustibles sólidos**, el **1º de enero siguiente luego de contado 5 año desde la entrada en vigencia de la norma**. Las fuentes existentes que operan con combustibles líquidos ya realizaron las inversiones necesarias que les permiten cumplir el valor límite de SO₂ de las fuentes nuevas desde la entrada en vigencia de la norma
- Para el caso del material particulado (**MP**), las fuentes existentes que operan con combustibles sólidos y líquidos ya realizaron las inversiones necesarias que les permiten cumplir el valor límite de material particulado de las fuentes nuevas **desde la entrada en vigencia de la norma**. En el caso de que las fuentes existentes a carbón y/o petcoke no cumplan con los nuevos límites de emisión establecidos para Hg, Ni y V se debiera dar el mismo plazo de cumplimiento solicitado para las adecuaciones de las centrales a carbón señalado anteriormente: **el 1º de enero siguiente luego de contados 5 años desde la entrada en vigencia de la norma**.

II. Mínimos técnicos ambientales.

La principal motivación de la norma es disminuir los contaminantes locales, no obstante, es de interés del Ministerio de Energía explorar condiciones que permitan habilitar e incentivar alternativas tecnológicas de transición y gradualidad en la disminución progresiva de dichos contaminantes, pero además de los gases de efecto invernadero para dar cumplimiento al mandato legal establecido en la Ley 21.455 (Ley Marco de Cambio Climático). En ese sentido, creemos sumamente relevante poder entregar incentivos para:

Bajar los valores de los mínimos técnicos ambientales para llevarlos a los valores de mínimos técnicos (termodinámicos), de las centrales termoeléctricas que operan con combustibles líquidos y gaseosos en los casos en que la condición actual de sus Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) o en la norma de emisión para centrales termoeléctricas esté impidiendo una mayor penetración de energías renovables en el sistema eléctrico.

Actualmente, los niveles de vertimiento ERNC en el sistema (producción de energía eléctrica renovable que no es posible inyectar al sistema y es desaprovechada) son del orden de 450 GWh hasta marzo 2023, y entre otras razones, esto se debe a los mínimos técnicos de centrales termoeléctricas. Cabe señalar que, una mayor generación de energía renovable disminuye emisiones tanto de contaminantes locales, como contaminantes globales, lo que está en línea con alcanzar el presupuesto de Carbono y la Carbono Neutralidad al 2050

Son 18 unidades, que operan con gas natural y/o diésel, que presentan diferencias importantes entre el mínimo técnico según anexo técnico y el mínimo técnico que respeta la normativa ambiental.²

Sin embargo, dado que el aporte en términos de aumentar la penetración de energías renovables está principalmente en centrales de base (carbón y gas), puesto que las centrales a diésel

² En anexo se muestra el detalle de los mínimos técnicos y mínimo técnicos ambientales.

principalmente están despachadas en horas punta (tarde noche), donde no hay mucha penetración solar, se propone explorar si hay espacio en la norma de emisión para flexibilizar las centrales a gas.

Es necesario tener en consideración que para recalcular los mínimos técnicos ambientales se necesitará hacer pruebas operacionales, las que deberían ser informadas por el titular de la central a la SMA para ser consideradas dentro de las horas de detención programada.

Así también se solicita agregar la siguiente definición de mínimo técnico:

Mínimo técnico: Se entenderá por mínimo técnico, o mínimo técnico termodinámico, a 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. Dadas las restricciones ambientales que deben respetarse en todo momento, el mínimo técnico estará dado por el valor máximo entre el mínimo técnico termodinámico y el mínimo técnico ambiental.

III. Artículo de Exención, período de racionamiento y emergencia energética.

El artículo 17 del anteproyecto de la norma de emisión para centrales termoeléctricas dispone dos excepciones al cumplimiento de los límites que establece aquel documento, una de carácter permanente y otra de carácter temporal.

La primera excepción, contenida en su inciso primero, dispone que las turbinas existentes, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan diésel o gas y que operan menos de 876 horas en un año calendario, es decir, menos de un 10% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Luego el inciso tercero de este artículo establece una nueva excepción, pero de carácter temporal, al cumplimiento de la norma de emisión, indicando que cuando exista riesgo de desabastecimiento eléctrico, y habiéndose dictado decreto de racionamiento eléctrico o de emergencia energética conforme a lo dispuesto en los artículos 163º y 72º-21, respectivamente, de la Ley General de Servicios Eléctricos, se prorrogará el plazo establecido para la aplicación de los límites de emisiones por una sola vez, para aquellas centrales termoeléctricas que el respectivo decreto de emergencia o de racionamiento eléctrico declare como indispensables para la operación del correspondiente Sistema Eléctrico Nacional, por el tiempo que dure dicho decreto, plazo que en todo caso no podrá ser superior a 1 año.

Decreto de emergencia energética:

El artículo 72º-21 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores, en adelante "Ley General de Servicios Eléctricos" dispone en casos de sismos o catástrofes naturales, el Presidente de la República, previo informe del Ministerio de Energía, puede dictar un decreto de emergencia energética, en el cual dispondrá de las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para manejar, disminuir o superar la emergencia energética producida a raíz de sismos o catástrofes naturales, y principalmente para asegurar el suministro de clientes sujetos a regulación de precios.

Decreto de racionamiento eléctrico:

A su vez el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone que *el Ministerio de Energía*, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, puede dictar un decreto de racionamiento, en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía.

El decreto que se dicta para estos efectos contiene, entre otras menciones, las medidas que, dentro de sus facultades, la autoridad estime conducentes y necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo prudencial. Dichas medidas se orientarán, principalmente, a reducir los impactos del déficit para los usuarios, a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema, a estimular o premiar el ahorro voluntario y a aminorar los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país.

Objeto de la excepción establecida en el inciso tercero del artículo 17 del anteproyecto de la norma de emisión para centrales termoeléctricas.

El sentido de la norma establecida en el inciso final del artículo 17 del anteproyecto de la norma de emisión para centrales termoeléctricas es permitir, en casos calificados, en los que debido a situaciones de riesgo para el abastecimiento eléctrico o para hacer frente a catástrofes naturales, se extienda hasta por un año adicional, el plazo establecido en el artículo 4 de la norma para que las fuentes emisoras existentes deban ajustarse a los nuevos valores de la norma de emisión. Lo que en la práctica podría determinar que una central termoeléctrica cuente hasta con 6 años, contados desde el 1° de enero siguiente luego de la entrada en vigencia de la norma, para ajustarse a los nuevos valores de la misma.

Lo anterior permitiría que, en aquellos casos excepcionales que, cerca de la fecha de entrada en vigencia de los nuevos valores de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, exista riesgo de desabastecimiento y un decreto de racionamiento o de emergencia declare que una determinada central es indispensables para la operación de sistema eléctrico, aquella fuente emisora tendrá hasta un año adicional antes que le sean aplicables aquellos valores, evitando que deba ser sacada de operación justo en el momento en que resulta ser indispensable, entregando un plazo prudente para superar la situación que motiva el decreto de racionamiento o emergencia energética o para buscar alternativas para el abastecimiento.

Se solicita conservar el contenido del artículo 17 debido a que la norma de emisión para centrales termoeléctricas afecta no solo a los titulares de los establecimientos a los cuales le aplica la norma, sino también a todo el Sistema Eléctrico, debido a que los requerimientos de este instrumento pueden limitar la operación de centrales que son necesarias para el adecuado abastecimiento y la seguridad del sistema. Así también el proceso de descarbonización de la matriz eléctrica, a través del retiro o reconversión de unidades a carbón, implicará la necesidad de complementar la generación renovable variable algunas horas con turbinas a gas y/o diesel. De todas maneras, es un grupo acotado de turbinas exentas de cumplimiento del valor límite de NOx, solo aquellas entre 50 y 150 MWt, que utilicen diesel y gas, combustibles de bajas emisiones, y que operen un máximo de 10% de horas al año, por lo que no tendrán un impacto significativo en las emisiones atmosféricas.

Adicionalmente y para mayor claridad se solicita separar el contenido del artículo 17 en dos artículos:

Art. 17: Aquellas fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas, con potencia entre 50 MWt y 150 MWt, que utilizan diesel o gas y que operen menos de 876 horas en un año calendario, es decir, menos de un 10% del tiempo en base anual, se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Esta condición deberá ser puesta en conocimiento del Coordinador Eléctrico Nacional y la Superintendencia del Medio Ambiente, a más tardar un año antes de la fecha en la cual deberán cumplir los valores límites de emisión establecidos en la presente norma.

Art. 18: Encontrándose el Sistema Eléctrico Nacional con riesgo de desabastecimiento eléctrico, y habiéndose dictado decreto de racionamiento eléctrico o de emergencia energética conforme a lo dispuesto en los artículos 163º y 72º-21, respectivamente, de la Ley General de Servicios Eléctricos, el plazo de aplicación establecido en el artículo 4º del presente decreto se entenderá prorrogado por una sola vez, para aquellas centrales termoeléctricas que el respectivo decreto de emergencia o de racionamiento eléctrico declare como indispensables para la operación del correspondiente Sistema Eléctrico Nacional, por el tiempo que dure dicho decreto, plazo que en todo caso no podrá ser superior a 1 año. El plazo prorrogado se comenzará a contar desde el 1º de enero siguiente luego de contados 5 años desde la entrada en vigencia del presente decreto.

IV. Información a entregar por parte del Ministerio de Energía y/o CEN

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es la institución que cuenta con la información que está solicitando la SMA en la norma.

La SMA y el CEN debieran explorar la manera óptima de realizar la entrega de la información que necesita la SMA, dado que, al incluir al Ministerio, el Ministerio le tendrá que solicitar la información al CEN y luego enviarla a la SMA y eso ralentizará la entrega oportuna de la información.

La información de interés de la SMA es

- Información horaria/minutal (por definir) sobre la operación real de las UGE, de manera de que la SMA pueda contrastar con lo reportado trimestralmente por el titular de la central. Esto es de mucha importancia sobretodo en caso de fallas provocadas por un equipo del proceso que provoca un aumento de emisiones.
- Informar si cuando una unidad presenta una falla (especificar también qué tipos de fallas ocurren), la unidad deja de proporcionar energía al sistema.
- Condiciones técnicas de operación de cada unidad, la cual será contrastada por la SMA con lo informado por el titular en catastro trimestral.
- Informar a la SMA de las pruebas asociadas a revisar los mínimos técnicos de las respectivas unidades de generación.
- Validar las características técnicas y operativas respecto de la operación en los tiempos de partidas y tiempos de detención, dado el requerimiento establecido en el borrador del anteproyecto de la norma, de disminuir tiempos de partidas y tiempos de detención y de operar con combustibles de bajas emisiones en esos tiempos (art. 10).

- Información respecto a porcentajes de mezclas de combustibles en unidades que co-combustionen (ej: futuras mezclas de carbón y amoníaco gaseoso en Guacolda)
- Comunicación entre el CEN a la SMA para informar de las pruebas operacionales para recalcular los mínimos técnicos.

V. Reconversión de unidades generadoras y co-combustión

Se propone incluir las siguientes definiciones dado el contexto de descarbonización de la matriz eléctrica y el incentivo a la reconversión termoeléctrica que fomente el uso gradual hacia combustibles limpios, manteniendo además la actividad productiva y laboral asociada a dichas instalaciones mientras se lleva a cabo una disminución progresiva de contaminantes globales y locales.

Cabe señalar que aún no existen unidades que co-combustionen, pero existen unidades generadoras, como por ejemplo Guacolda³, que están explorando utilizar mezclas como carbón-amoníaco gaseoso (co-firing) y otras, en proporciones que vayan aumentando gradualmente el porcentaje del combustible gaseoso.

Reconversión de unidad de generación eléctrica fuente emisora: Transformación tecnológica y/o de combustible de una unidad generadora eléctrica. Esta reconversión permite contribuir de manera progresiva al compromiso internacional y mandato legal de alcanzar la Carbono Neutralidad antes del 2050, mediante una disminución gradual de emisiones de gases de efecto invernadero hasta alcanzar una mezcla o uso de combustible más limpio en el mediano plazo.

Co-combustión: Combustión combinada (mezcla) de dos o más combustibles simultáneamente en una misma caldera.

Para no generar un desincentivo a la reconversión termoeléctrica y uso gradual de combustibles más limpios, se propone el siguiente límite de emisión aplicable para unidades que en una hora de funcionamiento utilizan más de un combustible o co-combustionan, en función de una proporción representativa de cada combustible en un espacio temporal por definir:

Límite de emisión de mezcla de combustible = %combustible A x límite de emisión combustible A + %combustible B x límite de emisión de combustible B

A continuación, se muestran los límites de emisión utilizando la fórmula propuesta para distintos porcentajes de mezclas de combustibles:

³ https://www.powermag.com/co-firing-with-ammonia-project-set-for-chilean-coal-plant/?oly_enc_id=5001J5401278F6J

Límites de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm ³):						
		Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	
		Sólido	30	200	200	
		Líquido	30	10	120	
		Gas	No aplica	No aplica	50	
Mezcla						
carbon	amoniac gas		MP	SO2	Nox	
90%	10%			27	180	185
80%	20%			24	160	170
70%	30%			21	140	155
60%	40%			18	120	140
50%	50%			15	100	125
40%	60%			12	80	110
30%	70%			9	60	95
20%	80%			6	40	80
10%	90%			3	20	65
0%	100%			0	0	50

VI. Reducción de emisiones durante las horas de encendido y apagado y combustibles de bajas emisiones

Respecto a la propuesta de reducción de emisiones durante las horas de encendido y apagado. Se estima que se debiera dar el mismo plazo de gradualidad para las adecuaciones de las centrales termoeléctricas a carbón para cumplir este requerimiento: el 1º de enero siguiente luego de contados 5 años desde la entrada en vigencia de la norma.

En la consulta realizada al CEN, respecto a prefactibilidad, a modo de análisis preliminar, de ocupar combustibles de menores emisiones en las horas de encendido de las unidades generadoras, y posibilidad de que las horas de encendido y apagado actuales puedan disminuir, éste respondió que: *dada la información con la que cuenta el Coordinador, no es posible realizar un análisis de la prefactibilidad de utilizar en el proceso de partida, combustibles distintos a los usados actualmente. No obstante, se puede señalar lo siguiente:*

- *El uso de combustibles de menores emisiones, como son el Gas Natural, Gas licuado de petróleo y el Gas Natural Licuado, podrían reducir principalmente las emisiones de material particulado y de SO2. El efecto dependerá del combustible a utilizar.*
- *Por otro lado, la factibilidad de reemplazo del uso actual de quemadores de diésel en el proceso de partida de centrales térmicas dependerá del resultado de los estudios técnicos de los fabricantes de las calderas, tanto de los quemadores requeridos como del tipo de diseño de caldera, y en caso de ser factible, de un posterior cambio de quemadores y*

eventuales adecuaciones a la caldera. En este punto es relevante destacar que no necesariamente todas las unidades generadoras podrían hacer dicho cambio.

- *Respecto de la disminución de los tiempos de partida y detención (HE y HA acorde al DS 13), la experiencia acumulada por el Coordinador en la revisión de los parámetros de partida y detención ha mostrado que los Coordinados han realizado gestiones tendientes a optimizar estos tiempos. Considerando además que los procesos de calentamiento y enfriamiento de los componentes de la unidad generadora deben tomar en consideración las especificaciones de los fabricantes, y por tanto ajustarse a dichas restricciones. Por lo tanto, es necesario evaluar con el fabricante la posibilidad real de mejora de dichos tiempos.*

VII. Criterios para aplicación de promedios horarios cuando dos unidades comparten una chimenea común

Respecto a la propuesta del borrador de anteproyecto:

El titular debe especificar si los equipos de control son de cada unidad o las dos unidades comparten los mismos equipos de control.

El titular debe reportar el estado de operación, consumo de combustible y la potencia de generación de cada unidad generadora. Además de la caracterización final según artículo 7.

Los valores medidos que se considerarán como promedio de cada hora corresponderán a las siguientes situaciones:

- Cuando ambas unidades simultáneamente están en horas de encendido, apagado, régimen o falla, se caracterizará en ese estado, según corresponda.*
- Cuando una unidad está en "horas de operación en régimen" y la otra unidad está en otro estado, los valores medidos como promedio de cada hora se caracterizan en base a la peor condición en términos de emisiones de cualquiera de las dos unidades.*

Cabe señalar que los estados de operación diferentes al estado de régimen no reflejan las emisiones de la unidad cuando opera de forma estable y continua, por lo que parece bien que sólo se considere régimen cuando: 1) ambas unidades operen "en régimen", o bien, 2) cuando una unidad opera "en régimen" y la otra está "apagada".

VIII. Escenario para modelación del AGIES

Escenario PELP de recuperación lenta. Se envió una proyección actualizada a MMA

IX. Inclusión de las cogeneradoras a la norma

La norma vigente exceptúa de la regulación a calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración.

El borrador de anteproyecto propone incorporar a la regulación a las cogeneradoras. En ese escenario solo 3 cogeneradoras quedarían afectas a la norma: Petropower: 20.5 MWe; TER Planta de ácido sulfúrico Mejillones U1: 24.3 MWe y CMPC Santa Fe, que aunque tiene una potencia

eléctrica bruta de 5 MWe, está incluida en el listado de la Resolución RE 1380/2017 del MMA de UGE con potencia térmica mayor a 50MWt para efectos de declaración de emisiones.

Estas fuentes cogeneradoras serían reguladas por la norma de emisión para calderas y procesos de combustión, actualmente en elaboración, por lo que no sería necesario regularlas con esta norma.

De incluirlas en esta regulación, se debiera dar un plazo de ajuste para el cumplimiento de la norma de las fuentes existentes, similar a lo establecido en la norma vigente: 2,5 años para cumplimiento de MP; 4 años para SO₂ y NO_x en zonas saturadas y latentes o 5 años para NO_x y SO₂ en zonas no latentes ni saturadas. Así también el AGIES debiera analizar si es una medida costo eficiente, considerando los costos de adaptación tecnológica para cumplir los valores de emisión de MP, SO₂, NO_x, Ni, V y Hg, los costos de instalación y operación de CEMS, los costos de fiscalización adicionales para la SMA y los beneficios de reducción de emisiones.

Como antecedente adicional, se señala que el 2022 solo Petropower y CMPC Santa Fe operaron, TER Planta de ácido sulfúrico no operó.

ANEXO MINIMOS TÉCNICOS

Central	Unidad	Configuración	Combustible	Potencia Neta (MW)	Mínimo Técnico según Anexo Técnico [MW]	Mínimo Técnico Ambiental [MW]	Diferencia entre MT y MTA (MW)	Porcentaje de carga del mínimo técnico ambiental
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1A_TG1A_GNL	Gas Natural	716,39	25,00	63,00	38,00	0,09
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1A_TG1A_DIESEL	Diésel	716,39	27,00	31,00	4,00	0,04
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_GNL	Gas Natural	716,39	81,00	109,00	28,00	0,15
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1A_TG1A+0.5TV1_DIESEL	Diésel	716,39	83,00	91,00	8,00	0,13
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_GNL	Gas Natural	716,39	121,00	224,00	103,00	0,31
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1AB_TG1A+TG1B+TV1_DIESEL	Diésel	716,39	118,00	127,00	9,00	0,18
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1B_TG1B_GNL	Gas Natural	716,39	25,00	63,00	38,00	0,09
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1B_TG1B_DIESEL	Diésel	716,39	27,00	31,00	4,00	0,04
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_GNL	Gas Natural	716,39	81,00	109,00	28,00	0,15
ATACAMA	CC1	ATACAMA-1TG1B_TG1B+0.5TV1_DIESEL	Diésel	716,39	83,00	91,00	8,00	0,13
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2A_TG2A_GNL	Gas Natural	716,39	25,00	63,00	38,00	0,09
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2A_TG2A_DIESEL	Diésel	716,39	27,00	31,00	4,00	0,04
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_GNL	Gas Natural	716,39	81,00	109,00	28,00	0,15
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2A_TG2A+0.5TV2_DIESEL	Diésel	716,39	83,00	91,00	8,00	0,13
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_GNL	Gas Natural	716,39	121,00	224,00	103,00	0,31
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2AB_TG2A+TG2B+TV2_DIESEL	Diésel	716,39	118,00	127,00	9,00	0,18
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2B_TG2B_GNL	Gas Natural	716,39	25,00	63,00	38,00	0,09
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2B_TG2B_DIESEL	Diésel	716,39	27,00	31,00	4,00	0,04
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_GNL	Gas Natural	716,39	81,00	109,00	28,00	0,15
ATACAMA	CC2	ATACAMA-2TG2B_TG2B+0.5TV2_DIESEL	Diésel	716,39	83,00	91,00	8,00	0,13
QUINTERO	QUINTERO 1	-	Gas Natural	255,20	5,00	65,00	60,00	0,25
QUINTERO	QUINTERO 2	-	Gas Natural	255,20	5,00	65,00	60,00	0,25
Santa Lidia	Santa Lidia 1	-	Diésel	140,88	5,00	30,00	25,00	0,21
Los Vientos	Los Vientos 1	-	Diésel	131,87	5,00	30,00	25,00	0,23
Candelaria	Candelaria TG1	Candelaria TG1 (Gas Natural)	Gas Natural	247,90	18,50	60,00	41,50	0,24

Candelaria	Candelaria TG1	Candelaria TG1 (Diesel)	Diésel	247,90	18,50	40,00	21,50	0,16
Candelaria	Candelaria TG2	Candelaria TG2 (Gas Natural)	Gas Natural	247,90	18,50	60,00	41,50	0,24
Candelaria	Candelaria TG2	Candelaria TG2 (Diesel)	Diésel	247,90	18,50	40,00	21,50	0,16
Taltal	Taltal 1	TALTAL-1_GNL	Gas Natural	240,11	5,00	63,00	58,00	0,26
Taltal	Taltal 1	TALTAL-1_DIESEL	Diésel	240,11	5,00	63,00	58,00	0,26
Taltal	Taltal 2	TALTAL-2_GNL	Gas Natural	240,11	5,00	63,00	58,00	0,26
Taltal	Taltal 2	TALTAL-2_DIESEL	Diésel	240,11	5,00	54,00	49,00	0,22
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 (Gas Natural)	Gas Natural	521,71	6,00	74,00	68,00	0,14
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 (Diesel)	Diésel	521,71	6,00	90,00	84,00	0,17
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG2 (Gas Natural)	Gas Natural	521,71	6,00	74,00	68,00	0,14
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG2 (Diesel)	Diésel	521,71	6,00	90,00	84,00	0,17
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 + KELAR TG2 (Gas Natural)	Gas Natural	521,71	12,00	148,00	136,00	0,28
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 + KELAR TG2 (Diesel)	Diésel	521,71	12,00	180,00	168,00	0,35
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 + 0.5 KELAR TV (Gas Natural)	Gas Natural	521,71	102,00	127,00	25,00	0,24
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 + 0.5 KELAR TV (Diesel)	Diésel	521,71	100,00	146,00	46,00	0,28
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG2 + 0.5 KELAR TV (Gas Natural)	Gas Natural	521,71	102,00	127,00	25,00	0,24
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG2 + 0.5 KELAR TV (Diesel)	Diésel	521,71	100,00	146,00	46,00	0,28
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 + KELAR TG2 + KELAR TV (Gas Natural)	Gas Natural	521,71	230,00	264,00	34,00	0,51
Kelar	Kelar TG1 y TG2	KELAR TG1 + KELAR TG2 + KELAR TV (Diesel)	Diésel	521,71	213,00	302,00	89,00	0,58
COLMITO	Colmito	Colmito (Gas Natural)	Gas Natural	57,87	4,00	18,00	14,00	0,31
COLMITO	Colmito	Colmito (Diesel)	Diésel	57,87	4,00	18,00	14,00	0,31
LOS PINOS	Los Pinos 1	-	Diésel	106,41	2,14	17,00	14,86	0,16
SAN ISIDRO I	San Isidro 1	SANISIDRO-1_TG1_GNL	Gas Natural	371,60	14,00	113,00	99,00	0,30
SAN ISIDRO I	San Isidro 1	SANISIDRO-1_TG1+TV1_GNL	Gas Natural	371,60	83,00	177,00	94,00	0,48
SAN ISIDRO II	San Isidro 2	SANISIDRO-2_TG1_GNL	Gas Natural	379,95	14,00	105,00	91,00	0,28
SAN ISIDRO II	San Isidro 2	SANISIDRO-2_TG1+TV1_GNL	Gas Natural	379,95	69,00	169,00	100,00	0,44
COGENERADORA ACONCAGUA	COGENERADORA ACONCAGUA	-	Gas Natural	26,29	5,00	38,50	33,50	1,46
Coronel	Coronel TG	CORONEL_GNL	Gas Natural	45,14	5,00	18,00	13,00	0,40
Coronel	Coronel TG	CORONEL_DIESEL	Diésel	45,14	5,00	18,00	13,00	0,40
Los Guindos	Los Guindos G1	-	Diésel	270,92	30,00	65,00	35,00	0,24
SAN ISIDRO I	San Isidro 1	SANISIDRO-1_TG1_DIESEL	Diésel	371,60	13,00	198,00	185,00	0,53
SAN ISIDRO I	San Isidro 1	SANISIDRO-1_TG1+TV1_DIESEL	Diésel	371,60	78,00	284,00	206,00	0,76
SAN ISIDRO II	San Isidro 2	SANISIDRO-2_TG1_DIESEL	Diésel	379,95	13,00	199,00	186,00	0,52
SAN ISIDRO II	San Isidro 2	SANISIDRO-2_TG1+TV1_DIESEL	Diésel	379,95	65,00	292,00	227,00	0,77
Nehuenco	Nehuenco I	NEHUENCO-1_TG1_GNL	Gas Natural	326,97	14,00	160,00	146,00	0,49

Nehuenco	Nehuenco I	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GNL	Gas Natural	326,97	195,00	253,00	58,00	0,77
Nehuenco 9B	Nehuenco III 1	NEHUENCO-9B_GNL	Gas Natural	106,92	13,40	60,00	46,60	0,56
Nehuenco	Nehuenco I	NEHUENCO-1_TG1_DIESEL	Diésel	326,97	20,00	145,00	125,00	0,44
Nehuenco	Nehuenco I	NEHUENCO-1_TG1+TV1_DIESEL	Diésel	326,97	185,00	225,00	40,00	0,69
Los Guindos	Los Guindos G2	-	Diésel	270,92	30,00	65,00	35,00	0,24
TER CMPC CORDILLERA	TER CMPC Cordillera U1	-	Gas Natural	51,85	4,00	30,00	26,00	0,58