

Procedimiento Interno

Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable

Julio de 2023

Gerencia de Operación

www.coordinador.cl



Tabla de contenido

<i>Tabla de contenido</i>	2
<i>1 Objetivo</i>	3
<i>2 Definiciones y Abreviaturas</i>	3
<i>3 Antecedentes</i>	5
<i>4 Unidades con costo variable cero o sin costo de oportunidad</i>	6
<i>5 Escenarios posibles</i>	6
<i>6 Condiciones necesarias</i>	7
<i>7 Orden de ejecución de acciones</i>	8
<i>8 Recálculo o Actualización de Reducciones</i>	9
<i>9 Instrucción de Reducción a Empresas de Distribución</i>	9
<i>10 Entrada en Vigencia del Procedimiento Interno</i>	10

1 Objetivo

El presente Procedimiento Interno (Procedimiento) del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) describe los criterios que debe aplicar su Centro de Despacho y Control (CDC), en la Operación en Tiempo Real (OTR) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en los momentos en que se debe ajustar la generación de las unidades de igual costo variable porque no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. Lo anterior, conforme con las disposiciones normativas aplicables, particularmente con el cumplimiento de la Programación de la Operación del SEN dispuesto en el Artículo 45 del Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN (DS125/2017).

Lo dispuesto en este Procedimiento Interno desarrolla con mayor detalle el caso de ajuste de aquellos recursos que pueden inyectar energía eléctrica a costo variable cero o recursos que no tienen costo de oportunidad, de tal forma de dar cuenta de la aplicación de estos criterios de ajuste o reducción cuando sea necesario, lo cual ocurre generalmente en las horas diurnas.

2 Definiciones y Abreviaturas

Instrucción Directa: Instrucción que emite el Coordinador, de manera excepcional y cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o cuando las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, para requerir la prestación de un SSCC y/o instalación de recursos para la prestación de dichos SSCC, en forma directa y obligatoria.

Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (DS88/2019), o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

CC: Centro de Control que coordina la operación de las instalaciones de un Coordinado.

CDC: Centro de Despacho y Control del Coordinador Eléctrico Nacional.

Colocación máxima: generación máxima de energía eléctrica que es posible inyectar al SEN, o en alguna zona específica del SEN.

Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Coordinados: Propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el Artículo 72°-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Costo de Oportunidad: costo que se le asigna a las instalaciones de energía gestionable, como resultado del proceso de programación de la operación de corto plazo (PCP).

CPF: Control primario de frecuencia

CSF: Control secundario de frecuencia

CTF: Control terciario de frecuencia

Desacople: escenarios de operación en que, producto de congestiones o desconexión de instalaciones de transmisión, se configuran Subsistemas de Energía en el SEN, conforme a lo definido en el Artículo 2-20 de la NT de Coordinación y Operación de agosto de 2021.

Empresa(s) Distribuidora(s): Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.

ERV: Energía renovable variable

GNL: Combustible gas natural licuado utilizado por unidades generadoras del SEN.

ICC: Informe de Criterios de Conexión (PMGD).

Mínimo Técnico: Conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, de la NTSyCS, se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad generadora puede operar en forma permanente, segura y estable, inyectando energía al SEN en forma continua.

PMG: Pequeños medios de generación, constituidos por medios de generación de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, zonal, dedicado, para polos de desarrollo o en instalaciones de interconexión internacional.

PMGD: Pequeños medios de generación distribuidos, constituidos por medios de generación de pequeña escala cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una Empresa Distribuidora, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Política de Operación: Corresponde a la lista de prioridad de colocación de energía, como resultado del proceso de co-optimización de energía y servicios complementarios, que establece un orden creciente de los costos variables o costos de oportunidad de la energía gestionable, de las instalaciones de generación y medios de almacenamiento de energía, respectivamente.

Potencia disponible: potencia generable que puede inyectar una planta de energía renovable variable (ERV) conforme a la disponibilidad de su recurso primario.

Potencia Máxima: Conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”, de la NTSyCS corresponde al 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 al Coordinador.

Programación: Programación de la Operación de Corto Plazo (PCP), que se realiza el día anterior al de operación del SEN, basada en un proceso de co-optimización de energía y servicios complementarios, que establece el estado operativo de las unidades y la asignación de reservas para la prestación de servicios complementarios de control de frecuencia para el horizonte de operación del día siguiente.

Reprograma: proceso de programación intradiaria, que se realiza durante la operación en tiempo real (OTR), para efectos de actualizar la Programación de Corto Plazo (PCP).

SCED: Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (sigla en inglés de Security Constrained Economic Dispatch).

SITR: Sistema de Información en Tiempo Real.

Sobreoferta: se considera sobreoferta cuando la generación eléctrica disponible, que es posible inyectar al Sistema Eléctrico Nacional, sobrepasa los requerimientos de demanda, ya sea a nivel local en presencia de restricciones del sistema de transmisión o a nivel nacional sin la activación de restricciones de transmisión.

SSCC (SC): Servicios Complementarios (Servicio Complementario).

3 Antecedentes

Para efectos de establecer el criterio de prorrata de reducción de generación de unidades con igual costo variable, particularmente con costo variable cero o sin costo de oportunidad, se tiene en consideración lo establecido en el segundo inciso del Artículo 45 del DS125/2017 dispuesto para la programación de la operación del SEN y que establece lo siguiente: ***“En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridades de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos”***.

Complementariamente, se debe tener presente lo establecido en los Artículos 102° y 120° del DS88/2019, y que aplica a los medios de generación sujetos a Autodespacho (PMGD) o a los que puedan optar al Autodespacho (PMG).

Finalmente, es necesario considerar lo que se establece en el Título 5-5 de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Regasificado (NT de GNL), en relación con el tratamiento del GNL Inflexible en el proceso de programación y el despacho, según costo de oportunidad de las unidades generadoras que utilizan el GNL Inflexible.

4 Unidades con costo variable cero o sin costo de oportunidad

Deberán ser consideradas en la prorrata de reducción de generación las unidades generadoras que en la política de operación tengan un costo variable cero o estén sin costo de oportunidad. Dentro de estas unidades generadoras se podrán encontrar las siguientes:

- a) Centrales de ERV (eólica y solar).
- b) Centrales de Cogeneración o Autoprodutores.
- c) Generadores convencionales operando con GNL en condición de suministro inflexible y que como resultado de la programación de la operación el costo de oportunidad sea igual a cero.
- d) Centrales hidráulicas de pasada.
- e) Centrales hidráulicas de embalses en condición de vertimiento.
- f) Otros tipos de centrales que no cuenten con costos variables incurridos directamente en el proceso de generación eléctrica o que la normativa indique que deban ser consideradas con costo variable igual a cero.
- g) Centrales que operen con autodespacho con costo variable cero.

5 Escenarios posibles

Dentro de los posibles escenarios que originan la necesidad de aplicar prorrata para reducir la generación de unidades cuyo costo variable es cero, se encuentran:

- a) Desacoples del sistema de transmisión que producen costos marginales de energía cero, producto de restricciones en líneas de transmisión y restricciones para reducir generación del parque generador con costo variable mayor a cero, que impiden utilizar toda la generación de costo variable cero disponible en alguna(s) de las zonas desacopladas. En este caso se debe aplicar prorrata sólo en la zona o zonas afectadas en que no es posible mantener o aumentar la generación de costo variable cero, esto con el objetivo de controlar las transferencias y evitar superar la capacidad máxima de las líneas de transmisión o elementos series asociados, esta última en concordancia con el Estudio de Restricciones de Transmisión y respectivas Minutas de Operación vigentes.
- b) Limitaciones de colocación de generación, estando el SEN acoplado con costo marginal cero, producto de una sobreoferta de energía y restricciones para reducir generación en el parque generador de costo variable mayor a cero.

- c) Cualquier otro escenario de operación que se presente, bajo el cual se requiera disminuir generación por seguridad del SEN.

6 Condiciones necesarias

Se deberá aplicar prorrata a unidades cuyo costo variable de generación sea cero, bajo algunos de los escenarios descritos anteriormente en la Sección 5, o aquellos escenarios que se presenten que requieran reducir generación, cuando se cumplan copulativamente las siguientes condiciones, ya sea a nivel nacional o en la(s) zona(s) respectiva(s) en que se gatille la necesidad de ajustar generación:

- a) Condición sistémica que implique la necesidad de reducir generación según escenarios indicados en numeral 5. Existencia de costo marginal de energía cero, zonal o sistémico.
- b) Imposibilidad de retirar unidades generadoras con costo variables mayor a cero, porque su despacho contribuye, en el período íntegro de programación, a una operación más económica.
- c) Que todas las unidades de costo variable de generación mayor a cero, que se encuentren en servicio y sin SSCC asignados, estén operando a Mínimo Técnico a nivel sistémico o en la zona respectiva.
- d) Que las unidades con SSCC asignados (instruidos directamente o adjudicados) se encuentren operando a un nivel de generación igual a su Mínimo Técnico más la potencia adjudicada por SSCC (aplica para CPF, CSF y CTF), a nivel sistémico o en la zona respectiva.

Al respecto, y mientras el Coordinador desarrolle el reprograma en la OTR, vía un proceso secuencial y con base en la Política de Operación, respecto de aquellas unidades que se encuentren con SSCC instruidos directamente, el CDC deberá ejecutar un reprograma para evaluar la conveniencia de reasignar dicho servicio en otras unidades, con el objetivo de reducir la prorrata ejecutada. Lo anterior, bajo el escenario que la condición de costo cero no fue recogida en el programa.

Bajo este proceso de reprogramación secuencial, los SSCC adjudicados en el proceso de subastas de la PCP serán vinculantes y, por lo tanto, no podrán ser reasignados por el CDC en la OTR.

En el caso de que el Coordinador implemente un proceso de co-optimización de energía y servicios complementarios -para efectos de desarrollar el reprograma en la OTR-, tanto las ofertas asignadas por instrucción directa como las adjudicadas por proceso de subastas en la PCP podrán ser reasignadas.

En ambos casos, ya sea bajo la ejecución de un reprograma basado en un proceso secuencial -vía Política de Operación- o basado en un proceso de co-optimización de energía y SSCC, las reasignaciones de SSCC de control de frecuencia que se determinen en la OTR, serán registradas en los respectivos instrumentos que establezca el Coordinador para dichos efectos

7 Orden de ejecución de acciones

Verificadas las condiciones necesarias descritas anteriormente en la Sección 6, en el caso de requerir realizar prorrata para reducir generación de unidades con costo variable cero, el CDC deberá ejecutar las siguientes acciones:

1. Reducir la generación de todas las unidades con costo variable de generación mayor a cero a su nivel mínimo posible de generación, respetando las respectivas restricciones técnicas y de seguridad y la asignación de SSCC instruidos directamente o adjudicados.
2. De ser factible, reasignar los SSCC, conforme a lo indicado en numeral 6, en particular si la condición de costo cero no fue programada, solo en el caso de que esto contribuya a una operación más económica del SEN. En el caso de que sea posible y recomendable reasignar algún SSCC, el cálculo de reducción de generación deberá ser actualizado para efectos de verificar si es posible minimizar la reducción.
3. En el caso que la condición de costo marginal de energía cero no haya sido prevista en la programación, instruir la postergación o suspensión de pruebas de unidades generadoras, con excepción de aquellas centrales que se encuentren en pruebas operacionales de puesta en servicio (tipo de pruebas que permiten cumplir con algún requisito específico asociado a la entrada en operación establecidos en la NTSyCS y sus respectivos Anexos Técnicos), por el período que dure la condición de costo marginal cero, solo si esto contribuyera a una operación más económica del SEN, llevando estas unidades a su menor generación posible o retirarlas del despacho de ser factible. En caso de que alguna unidad no pueda suspender sus pruebas, deberá quedar debidamente registrado en la bitácora la instrucción de suspender y el motivo por el cual no se pudo ejecutar dicha instrucción.
4. Calcular el monto total de generación a reducir de las unidades de costo variable cero, en la zona respectiva o a nivel del SEN según corresponda, a prorrata de la potencia máxima de dichas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima.
5. Instruir la reducción de generación de costo variable cero, mediante los respectivos CC, a todas las unidades que presentan dicho costo variable, según prorrata calculada.
6. Registrar y publicar las instrucciones que haya emitido (descripción y horario de ejecución de instrucción) en los respectivos instrumentos que establezca el Coordinador para estos fines.

En el caso de utilizar un SCED, los montos de reducción de generación de unidades serán ajustados, en cada ciclo SCED, conforme con las lógicas de operación automática de estas tecnologías, que permiten atender en forma efectiva un exceso momentáneo sobre la capacidad de transmisión de alguna instalación del sistema. Una vez superada dicha condición, las reducciones de unidades con igual costo variable y/o costo variable cero, se realizan a prorrata de las potencias máximas de las unidades generadoras, respetando en todo momento las características técnicas de cada unidad, en cuanto a su capacidad de tasa de reducción o incremento de generación. Para estos efectos, todas las unidades generadoras que operan en el SEN, y que no tienen un régimen de autodespacho, deberán integrarse al SCED.

8 Recálculo o Actualización de Reducciones

Durante la OTR, el CDC realizará un recálculo del ajuste o reducción de generación de unidades con costo cero ya ejecutada, en función de la señal Sitr del recurso disponible que disponga el SCADA para cada unidad generadora, siguiendo el procedimiento establecido en Sección 7 anterior, cuando se presente alguno de los siguientes casos:

- a. Ejecución de un reprograma en la OTR, para efectos de adaptar el parque generador a las condiciones reales y previstas del sistema, bajo lo cual se justifique adaptar la prorrata vigente.
- b. Cambios en la potencia disponible en plantas de generación de energía renovable variable con costo cero, detectados según señal Sitr del SCADA, cuyo monto total de variación y duración de la misma, permita efectuar el recálculo y ejecución efectiva por parte del CDC.

Respecto del literal b) anterior, en el caso de que se encuentre operativo un módulo SCED para realizar la acción de control de seguimiento de demanda, la actualización de las reducciones será automática en cada ciclo de SCED ejecutado, para lo cual la señal Sitr del recurso disponible deberá ser integrada al módulo SCED.

9 Instrucción de Reducción a Empresas de Distribución

Conforme con lo establecido en el Artículo 102° del DS88/2019, en el caso de prever activación o activarse limitaciones de transferencias máximas de energía en S/E Primarias de distribución o en líneas del Sistema de Transmisión Zonal, producto de flujos de energía provenientes de las redes de distribución, el CDC procederá según lo siguiente:

- a) Conforme con el monitoreo permanente del Sistema de Transmisión, si se detecta riesgo de alcanzar la capacidad máxima de instalaciones de Transmisión Zonal o se evidencia que alguna de estas instalaciones alcanzó su capacidad máxima, se determinará el monto total de transferencias, en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución para evitar dicho riesgo o resolver el exceso sobre la capacidad máxima de la instalación afectada.
- b) Habiendo determinado el monto a reducir, indicado en literal a) anterior, el CDC instruirá a los CC de las Empresas de Distribución la reducción de potencia requerida, dejando registro de dicha instrucción y horario en que la emite, en los respectivos instrumentos que establezca el Coordinador para estos efectos.

- c) Para cumplir con el literal b) anterior, el CC de la respectiva Empresa de Distribución deberá limitar las inyecciones de generación de aquellos PMGD que inciden en las transferencias de la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad. De esta manera, el CC de la Empresa de Distribución deberá calcular -en primera instancia- reducciones de inyección de generación a PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con la instrucción emitida por el CDC. De no ser suficiente la reducción total de inyecciones de PMGD con costo variable mayor a cero, y para efectos de cumplir con la instrucción del CDC, el CC de la Empresa de Distribución deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero y que inciden en las transferencias de la instalación afectada, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus respectivos ICC.
- d) Una vez determinada la prorrata a ejecutar, el CC de la Empresa de Distribución deberá instruir -en forma inmediata- a los PMGD involucrados el monto en MW a reducir, especificando hora y fecha en que la instrucción fue emitida.
- e) Las instrucciones que emitan los CC de las Empresas de Distribución a los PMGD deberán ser registradas por estos e informadas al CDC, en el momento inmediato de ejecutarlas. Asimismo, dicho CC deberá confirmar la ejecución efectiva de la instrucción emitida a los PMGD inmediatamente hayan sido aplicadas.

Considerando que esta instrucción de reducción de generación tiene por objeto dar cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, producto de alcanzar o superar transitoriamente un límite máximo de sus instalaciones, las Empresas de Distribución deberán realizar todas las gestiones que estén a su alcance para que su respectivo CC pueda cumplir con esta instrucción en forma inmediata.

10 Entrada en Vigencia del Procedimiento Interno

El Procedimiento Interno entrará en vigor a partir del día hábil siguiente de su comunicación a las Empresas Coordinadas por parte del Coordinador a través del Sistema de Correspondencia.