

Guía Técnica CDC N°1-2024

Cálculo Prorrata de Generación

Centrales con Igual Costo Variable



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
01	Rodrigo Espinoza V.

REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Autor	Versión	Descripción del Cambio
17-08-2020	SgOTR	01	Descripción del Cálculo de Prorrata

REVISORES

Nombre	Cargo
Patricio Valenzuela	Subgerente de Operación en Tiempo Real
Juan Pablo Avalos	Subgerente de Programación y Análisis Económico
Rodrigo Barbagelata	Director Unidad de Regulación
Jaime Misraji	Asesor Unidad de Regulación

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario	Ubicación
	CDC	
	Coordinados	Centro de Control

GUÍA TÉCNICA PRORRATA UNIDADES CON IGUAL COSTO VARIABLE

- I. **Objetivo:** describir la metodología de cálculo que aplica el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional, en la Operación en Tiempo Real (OTR) del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en los momentos que no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación con igual costo en el listado de prioridad de colocación.

- II. **Consideraciones:**

El cálculo de ajustes de generación de igual costo variable, particularmente, con costo variable cero o costo de oportunidad nulo, considera que, de no existir capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas se ajusta a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando para ello lo siguiente:

 - a) Aplicación de los criterios establecidos en el Procedimiento Interno (PI) “Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable”.
 - b) Características técnicas de las instalaciones: Potencia Máxima y Potencia de Mínimo Técnico.
 - c) Informes de Limitaciones (IL) vigentes: rango de operación posible, limitaciones que impiden la ejecución de ajustes o indisponibilidad de instalaciones.
 - d) Servicios complementarios asignados: aquellos que impliquen cambios en el rango de operación posible para seguimiento de demanda.
 - e) Topología del SEN: configuración del SEN producto de trabajos de mantenimiento o reparación que puedan implicar restricciones operativas.
 - f) Congestionamientos del SEN activas: limitaciones en el Sistema de Transmisión que requieren seleccionar las unidades generadoras o plantas que participen en ajuste.
 - g) Recurso primario disponible: traducido a potencia máxima posible de alcanzar por la planta o unidad generadora al momento del cálculo.

- III. **Herramienta de cálculo:** para efectos de realizar el cálculo de ajustes de generación, el CDC utiliza una herramienta -desarrollada en ambiente Microsoft Excel®- que se conecta con el repositorio de datos de la plataforma PI Data Link®, desde la cual se obtiene la generación actual de las unidades generadoras involucradas, así como la potencia disponible de ellas, para realizar el cálculo de la colocación total actual y de la colocación total disponible de dichas plantas, información obtenida directamente desde el SITR del Coordinador.

Esta herramienta cuenta con un modelo de datos que permite seleccionar zonas de desacople predefinidas en función de la ubicación de las centrales que inciden en dichos desacoples, modelar nuevas zonas, actualizar el estado operativo de las unidades que participan en la prorrata o ajuste, así como también, incorporar eventuales IL u otra situación operacional.

Adicionalmente, esta herramienta permite que, junto con ejecutar el cálculo de ajuste, se genere el reporte para incorporar el resultado de los cálculos en el Registro de Instrucciones de Operación (RIO) en forma automática, que es la información correspondiente a los ajustes que se publica en la página web del Coordinador en los respectivos RIO. Asimismo, esta plataforma actualmente permite respaldar las variables utilizadas para la ejecución del cálculo, lo que posibilita reproducir los resultados obtenidos.

- IV. **Metodología:** el ajuste de generación de costo cero se determina sobre la base de que existe una diferencia entre la colocación máxima posible y la generación disponible de las unidades generadoras con igual costo variable cero. En efecto, la aplicación de estos ajustes corresponde a una acción de control de seguimiento de demanda, por lo cual, el CDC monitorea permanentemente las condiciones de operación para efectos de establecer en qué momento se requerirá realizar un ajuste, decisión que depende de las condiciones de demanda, de la generación disponible (SITR) y de las tasas de variación de la demanda neta y parque convencional.

De acuerdo con lo anterior, cada vez que el CDC evidencia la necesidad de adaptar el parque generador y realizar un seguimiento de demanda en condiciones de generación con igual costo variable cero, ya sea sistémico o local, utiliza la herramienta descrita en numeral III anterior, ejecutando las siguientes acciones:

- a) Verifica y mantiene permanentemente parametrizada la herramienta con la información vigente, tomando como referencia el sistema de Infotécnica del Coordinador.
- b) En caso de requerir un ajuste de generación, determina si éste es a nivel sistémico o local, identificando zona afecta a la congestión.
- c) Habiendo prefijado las unidades que se encuentran en servicio y/o que participan en el ajuste -ya sea a nivel sistémico o local- ejecuta una acción en la herramienta para obtener información de la OTR, entre éstas, la generación actual de cada unidad generadora, la potencia disponible y la colocación total actual del parque generador involucrado.
- d) A continuación, determina la colocación máxima total posible, es decir, el monto total máximo de generación con igual costo variable cero que es posible inyectar al sistema eléctrico, lo que se ingresa como dato de entrada a la herramienta.
- e) Luego de esto, se ejecuta la rutina que determina el ajuste de cada central generadora y que sigue la siguiente secuencia:
 - i) Calcula la suma de las potencias máximas de las unidades que participan en el ajuste.

- ii) Determina el factor de prorrata de cada unidad en función de su potencia máxima según siguiente formula:

$$F_{Part\ i} = \frac{P_{max\ i}}{\sum_{j=1}^n P_{max\ j}}$$

- f) Determina el punto de operación de cada unidad, en función del factor anterior y la colocación total máxima posible, según la siguiente expresión:

$$Punto\ de\ operación_i = (Colocación\ Total) \times F_{Part\ i}$$

Para esto, la rutina considera como límite de potencia posible generar en cada unidad en el instante correspondiente y cuyo dato es informado vía señal SITR de potencia disponible.

En conformidad con esto, si una unidad no tiene suficiente recurso disponible para generar en el punto de operación calculado, la rutina fija el punto de operación en un valor igual a la generación posible y reparte el excedente o lo que no le es posible generar a esta unidad específica, en las otras unidades que poseen una disponibilidad mayor de potencia respecto de su punto de operación calculado.

Este proceso es iterativo y se ejecuta hasta alcanzar la Colocación Total, de acuerdo con el factor de prorrata de cada unidad.

Cabe destacar que, si la señal SITR de potencia disponible de una planta no existe, está indisponible o presenta mala calidad, la rutina utiliza el pronóstico de disponibilidad de generación eléctrica de la Programación de la Operación de Corto Plazo (PCP) o, en su defecto, si este valor es menor a la generación actual, considera o fija el punto de operación en la generación que está registrando la unidad en tiempo real.

Por otro lado, cabe destacar que dentro del proceso de cálculo, la rutina verifica también que el punto de operación se encuentre entre el Mínimo Técnico y la Potencia disponible, de acuerdo con lo que se describe en el numeral siguiente.

- V. **Criterios considerados en Herramienta:** para efectos de verificar que el punto de operación se encuentre en un valor consistente con las reglas establecidas y su factibilidad de ejecución, se consideran ciertos criterios que buscan mitigar los riesgos operacionales, en particular, ante déficit de recurso cuando las consignas emitidas no se cumplen o se cumplen con un desfase temporal relevante (varios minutos).

A continuación, se describen las reglas secuenciales programadas en la rutina para determinar la potencia disponible de las unidades generadoras que participan en los ajustes:

1.- Verificación de validez de señal SITR:

$$\text{Generación Actual} \leq \text{Potencia disponible} \leq \text{Potencia Máxima} * 1,05$$

2.- Si señal SITR de Potencia Disponible no es válida: se obtiene el pronóstico de cada unidad generadora en Hoja “ERV” de la PCP o PID.

$$\text{Generación Actual} \leq \text{Pronóstico} \leq \text{Potencia Máxima} * 1,05$$

3.- Si Pronóstico < Generación Actual: entonces se utiliza Generación Actual.

Nota: 5% adicional a Potencia máxima considera el error de medición promedio de las variables SITR.

VI. **Emisión de consigna:** una vez efectuado el cálculo de ajustes, la herramienta genera en forma automática una lista de consignas con puntos de operación, lo que es instruido por el CDC a cada Centro de Control. Actualmente, la herramienta registra las variables y parámetros utilizados en el cálculo, lo que se deja público en la página web del Coordinador en el link siguiente:

<https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/respaldo-de-calculo-de-ajustes-de-generacion/>