

Sobre el **Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED):**

“**Artículo 41. Equipo de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía.** Los Usuarios pueden instalar equipos de generación de energía eléctrica y Sistemas de Almacenamiento de Energía para autoabastecerse parcial o totalmente, ya sea en condiciones normales o ante mantenimientos programados.

El Usuario deberá solicitar a la Empresa Distribuidora la autorización para la conexión de equipo de generación de energía eléctrica o de Sistemas de Almacenamiento de Energía, indicando si su instalación permitirá la inyección de excedentes a la red de distribución. La Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo de quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud para dar por autorizada o rechazada la misma. La Empresa Distribuidora deberá verificar el correcto funcionamiento de las medidas de desconexión entre las instalaciones del Usuario y la red de distribución, para tal fin, podrá realizar las inspecciones que correspondan.

Si la conexión es autorizada, la Empresa Distribuidora informará al Usuario las condiciones técnicas para la operación del equipo de generación de energía eléctrica o del Sistema de Almacenamiento de Energía. En caso de ser necesaria la realización de obras para eliminar limitaciones técnicas en la red que impidan la conexión de los equipos, se deberá seguir el procedimiento descrito en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Si la instalación del Usuario permite la inyección de excedentes dentro de los límites establecidos en Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, este será considerado un

Usuario Autoprodutor. Por lo tanto, la Empresa Distribuidora deberá instalar un Equipo de Medición bidireccional previo a la operación del equipo de generación de energía eléctrica. En caso de que la Empresa Distribuidora no cuente con el Equipo de Medición bidireccional, el solicitante podrá suministrarlo con base en los criterios definidos en el Artículo 19 del presente reglamento.

Posterior a la instalación del...

Todos los usuarios que instalen Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa, incluyendo, pero no limitado a, sistemas que permitan la medición, el monitoreo y control del flujo de la energía almacenada y la energía intercambiada con la red.

La Empresa Distribuidora deberá...”

Sobre la **Norma Técnica de Potencia Firme (NT-PF):**

“**Artículo 1. Alcance.** El objeto de esta norma técnica es definir las metodologías que el Operador del Sistema aplicará para:

- a. Determinar la potencia firme de cada central generadora del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- b. Determinar el requerimiento de potencia firme de empresas distribuidoras y consumidores calificados.
- c. Determinar los desvíos de potencia firme tanto de agentes productores como de agentes compradores de potencia firme y administrar las liquidaciones a que dichos desvíos den lugar en el mercado eléctrico de oportunidad”.

“**Artículo 2. Definiciones.** Para efectos de esta norma se utilizarán los términos definidos a continuación y los definidos en la Ley General de la Industria Eléctrica y en su reglamento y en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Período de Máximo Requerimiento Térmico: Es un período de 12 semanas no necesariamente consecutivas en un año en que es máxima la cantidad de energía compuesta por los elementos siguientes: La energía generada por el conjunto de las centrales térmicas que usan combustibles fósiles, más la energía de las importaciones no pactadas mediante contratos firmes, más cualquier energía no suministrada por déficit de capacidad de generación con respecto a la demanda. El Operador del Sistema identificará el lapso en que se produce dicho máximo requerimiento térmico aplicando el procedimiento descrito en el artículo 9 de esta norma.

Período Crítico del Sistema: Es un conjunto de horas del año dentro del período de máximo requerimiento térmico en el cual se producen valores mínimos del margen de la potencia de generación disponible por sobre el requerimiento horario de potencia del sistema.

Potencia Firme de una Central Generadora: Es aquella potencia que la central puede aportar al sistema eléctrico con un alto grado de seguridad durante las horas del período crítico del sistema.

Requerimiento de Potencia Firme: Es la demanda de potencia de un agente comprador en el momento del máximo requerimiento de potencia proyectado del sistema eléctrico durante el período crítico, incrementada por las pérdidas en la red atribuibles a la demanda de ese agente en ese momento y por el margen de reserva reglamentario”.

“**Artículo 7. Clasificación de centrales generadoras.** Para los propósitos del cálculo de la potencia firme, las centrales generadoras se clasifican como sigue:

- a. Centrales térmicas, no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, o centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles no asociadas a procesos de cogeneración que operan todo el año y centrales geotérmicas.
- b. Cogeneradores
- c. Centrales generadoras que utilizan como fuente de energía recursos renovables diferentes de la geotermia:
 - i. Centrales sin capacidad de almacenamiento de energía de la fuente primaria de energía, ni capacidad de regulación.
 - ii. Centrales con capacidad de almacenamiento de energía de la fuente primaria de energía y capacidad de regulación diaria, semanal o mensual.
- d. Centrales generadoras híbridas, que son centrales generadoras a las que se les ha asociado un sistema de almacenamiento de energía”.

“**Artículo 8. Bases para el cálculo de potencia firme del informe.** Como base para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras para el siguiente año calendario, el Operador del Sistema simulará el despacho económico del sistema para ese año con el mismo modelo computacional y los mismos datos que utiliza la más reciente estimación anual para la planificación operativa de largo plazo, pero sin incluir la red.

El modelo computacional que utilice el Operador del Sistema para la simulación deberá tener la capacidad de modelar

todos los tipos de recursos disponibles en el sistema eléctrico, en particular las centrales hidroeléctricas con embalse, las centrales eólicas y solares, los sistemas de almacenamiento de energía asociados a la transmisión y las centrales generadoras híbridas. La simulación incluirá la optimización de la gestión de cada recurso, en particular la optimización de la gestión de los embalses de centrales hidroeléctricas tradicionales y la optimización de la operación de las centrales generadoras híbridas, para así minimizar los costos de operación del sistema. Para esta optimización, que será parte del despacho óptimo de todo el sistema eléctrico, el programa de cómputo deberá gestionar el proceso de carga y de descarga del o de los sistemas de almacenamiento de energía asociados.

El Operador del Sistema hará la simulación por etapas sucesivas de una semana, una vez que haya recibido de las empresas generadoras la información sobre los aportes de la fuente de energía que utilizan, organizada en etapas semanales como se indica en el Artículo 18 de esta norma.

El Operador del Sistema usará la proyección de la demanda que haya utilizado para la planificación operativa de largo plazo del año en estudio y simulará la operación con una discretización horaria.

Para determinar los costos variables de las centrales térmicas, el Operador del Sistema aplicará lo dispuesto en la Sección 4 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y en particular el Anexo 3 de dicha norma, que se refiere a costos variables de generación.

Para proyectos nuevos o modificación de instalaciones existentes, tanto de generación como de consumidores calificados que actúan o se proponen actuar como agentes del

mercado, programados para entrar en operación en el curso del año en estudio, los correspondientes desarrolladores deberán suministrar al Operador del Sistema toda la información sobre los mismos a fin de que éste la incluya en la simulación de la operación del sistema y que determine las respectivas potencias firmes y requerimientos de potencia firme.

Cuando las nuevas centrales o sus modificaciones o proyectos de consumidores calificados entren en servicio en una fecha posterior al inicio del lapso de tiempo dentro del cual tiene lugar el período de máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema podrá calcular la potencia firme de la central o el requerimiento de potencia firme del consumidor calificado con base en la simulación del despacho económico del sistema extendida o el máximo requerimiento de potencia proyectado del SIN en período crítico, ambos para el año subsiguiente al de aplicación del informe de potencia firme, según corresponde, manteniendo el mismo período de máximo requerimiento térmico y período crítico del sistema identificados en tal informe.

El modelo computacional usado para la simulación del despacho económico del sistema deberá generar cien diferentes escenarios de aportes de energía de los recursos renovables usados para generación eléctrica a excepción del caso de las centrales que generan con biomasa. En este último caso, el aporte de energía estará basado en un pronóstico del recurso primario para el año en estudio. Dichos escenarios consistirán para las centrales hidroeléctricas, en series de caudales en metros cúbicos por segundo generados sintéticamente y para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas en series de potencias horarias generadas también sintéticamente. En ambos casos, el Operador del Sistema utilizará programas de cómputo apropiados para generar las series sintéticas. El

Operador del Sistema deberá proponer dichos programas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Para las centrales hidroeléctricas con embalse anual o plurianual, de la simulación del despacho económico deberán obtenerse resultados del nivel del embalse al inicio y al final de cada etapa para cada escenario.

La simulación deberá optimizar la operación de cada central generadora híbrida, optimización que será parte del despacho óptimo de todo el sistema eléctrico. El programa de cómputo deberá gestionar el proceso de carga y de descarga del o de los sistemas de almacenamiento de energía asociados”.

“Artículo 9. Determinación del período de máximo requerimiento térmico. La simulación del despacho económico para el año en estudio dará como resultados las cantidades de energías generadas por cada central en cada etapa semanal para cada escenario. Con base en dichos resultados, a continuación, se describe el procedimiento que el Operador del Sistema utilizará para determinar el período de máximo requerimiento térmico del sistema:

1. En primer lugar, determinará para cada etapa semanal en cada uno de los 100 escenarios, la cantidad de energía descrita en el artículo 2.
2. Seguidamente, determinará para cada escenario 49 conjuntos de cuatro semanas consecutivas cada uno, donde cada conjunto representa la cantidad de energía de las semanas que lo componen. El primer conjunto iniciará el primer lunes del año en estudio, luego el segundo conjunto iniciará el segundo lunes y así de manera sucesiva hasta completar dicho año.

3. Luego, calculará el promedio de energía de los 20 escenarios que representen el mayor requerimiento térmico en el año para cada uno de los 49 conjuntos definidos conforme al numeral 2 precedente. Seguidamente dichos promedios de energía serán ordenados de manera descendente.
4. Posteriormente, identificará y seleccionará los tres conjuntos de cuatro semanas consecutivas para el cual dicho valor de energía promedio es máximo, asegurando que estos conjuntos no se traslapen entre sí.
5. Finalmente, los tres conjuntos seleccionados según el numeral anterior definirán el período de máximo requerimiento térmico del sistema, el cual resultará en un total de 12 semanas”.

“Artículo 10. Determinación del período crítico del sistema.

Una vez determinado el lapso en que se produce el máximo requerimiento térmico, el Operador del Sistema deberá realizar el procedimiento que se describe a continuación para determinar el periodo crítico del sistema del año de estudio:

1. Primero se calculará, para cada hora dentro del período de máximo requerimiento térmico, el margen de reserva entre la capacidad de generación total disponible en el sistema y el requerimiento de potencia del sistema:

$$M_t = \left(\sum_{i=1}^N P_{it} \right) - R_t$$

Donde:

M_t : es el margen de reserva en la hora t;

N : es el número de plantas generadoras del sistema eléctrico;

P_{it} : es la potencia disponible de la central i en la hora t;

R_t : es el requerimiento de potencia del sistema eléctrico proyectado por el Operador del Sistema para la hora t del año de estudio.

Con el objetivo de realizar este cálculo el Operador del Sistema deberá considerar lo siguiente:

- a. Tomará la importación neta como una central del sistema. Como potencia disponible de la importación neta, tomará la porción disponible de la diferencia entre la potencia total contratada por agentes compradores nacionales con generadores de otros países de la región menos la potencia total contratada por agentes productores nacionales con compradores de otros países de la región. El Operador del Sistema considerará únicamente aquellas importaciones y exportaciones pactadas mediante contratos firmes regionales.
- b. La potencia disponible de cada central se determinará en función de su tecnología como a continuación se describe:
 - i. Para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación y almacenamiento considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos programados, el factor de indisponibilidad forzada proyectado y el nivel del embalse.
 - ii. Para las centrales hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento ni regulación considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.
 - iii. Para las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles, cogeneradores, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y centrales geotérmicas considerará para el año de estudio, la capacidad instalada, los mantenimientos

programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado.

- iv. Para las centrales eólicas y solares considerará únicamente la capacidad instalada y la disponibilidad del recurso primario para el año en estudio.
- v. Para las centrales generadoras híbridas, considerará la capacidad instalada, la disponibilidad del recurso primario, los mantenimientos programados y el factor de indisponibilidad forzada proyectado, más la potencia máxima que puede producir el sistema de almacenamiento de energía en la descarga, sujeto a que la potencia horaria disponible no podrá superar la potencia máxima de inyección de la central generadora híbrida.

El Operador del Sistema podrá determinar los factores de indisponibilidad forzada de los agentes productores y niveles de embalse de centrales hidroeléctricas ya sea requiriéndoles la información necesaria o con base en registros propios.

- 2. Enseguida, el Operador del Sistema utilizará un valor M_0 igual al 10% de la demanda máxima de potencia pronosticada para el año en estudio que equivale al margen de reserva autorizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica en su artículo 35, literal D. Este valor podrá modificarse con base en el informe anual de programación de servicios complementarios. El Operador del Sistema deberá someter la propuesta de la referida modificación para aprobación de la CREE. Una vez definido el valor M_0 , el Operador del Sistema identificará todas las horas dentro del período de máximo requerimiento térmico para las cuales $M_t \leq M_0$ y las denominará horas incidentes (H_{inc}).

3. Posteriormente, se definirá una semana modelo de horas críticas que estará conformada por dos bloques de días definidos de la siguiente manera:

Bloque 1: Conformado por los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes sin incluir los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 1, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 5$ y que clasifiquen como horas uniformes.

Bloque 2: Conformado por los días sábados, domingos y los días feriados de las semanas pertenecientes al período de máximo requerimiento térmico, se contabilizarán por hora para este conjunto de días el total de H_{inc} ocurridas de las 00:00 a las 23:00 horas.

Formarán parte de las horas críticas del sistema en el bloque 2, las horas para las cuales la suma de $H_{inc} \geq 2$ y que clasifiquen como horas uniformes.

Para efectos de esta norma se entenderán por horas uniformes a las H_{inc} que aparezcan en dos días consecutivos dentro del mismo bloque y que a su vez sea adyacente a otra H_{inc} identificada en el mismo día.

4. A continuación, el Operador del Sistema identificará el total de horas críticas del sistema, como sigue:

Replicará la semana modelo definida en 3 en las 12 semanas identificadas como período de máximo requerimiento térmico.

De considerar el Operador del Sistema que se requieren modificar los criterios dispuestos en los numerales 3 y 4 precedentes para la determinación del período crítico del sistema, el Operador del Sistema deberá justificarlo en los informes de potencia firme correspondientes y recibir aprobación de la CREE”.

“Artículo 11. Determinación del factor de disponibilidad promedio anual y definición de potencia efectiva. En el proceso de determinar la potencia firme de las centrales, el Operador del Sistema utilizará el factor de disponibilidad de cada central como se explica más adelante.

El Operador del Sistema calculará el factor de disponibilidad de una central usando la siguiente expresión:

$$D = (1 - \Delta D)$$

Donde ΔD es la reducción de disponibilidad de la central durante el año en estudio.

El Operador del Sistema considerará las siguientes cuatro causas de reducción de disponibilidad: (1) Los mantenimientos programados consistentes en mantenimientos mayores para el año de estudio y mantenimientos menores de los últimos dos años, incluyendo los de las líneas radiales propiedad del agente productor que conectan la central generadora a la red de transmisión o a la red de distribución según corresponda; (2) las indisponibilidades forzadas, incluyendo las fallas de las líneas radiales mencionadas en el numeral anterior; (3) cualquier reducción temporal de la capacidad disponible de unidades generadoras no asociada a ninguna de las otras causas; y, (4) cualquier reducción de capacidad asociada a una afectación en el suministro de la fuente primaria de energía, sea esta debida

a retrasos, interrupciones o disminuciones. Esta última causa será considerada únicamente para centrales térmicas que usan combustibles fósiles, cogeneradores, centrales que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles y que operan todo el año y para las centrales geotérmicas.

El Operador del Sistema calculará la tasa de reducción de disponibilidad debida a mantenimientos programados con la expresión siguiente:

$$\Delta DM = \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} + \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde NMa es el número de intervenciones de mantenimiento mayor incluidas en el programa de mantenimiento de la central, aprobado por el Operador del Sistema para el año en estudio; HMa_i son las horas de indisponibilidad por mantenimiento mayor en la ocasión i ; RMa_i es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión i ; K es la potencia efectiva de la central; HA es el número de horas del año en estudio; NMe es el número de intervenciones de mantenimiento menor basado en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario; HMe_j son las horas de indisponibilidad por mantenimiento menor en la ocasión j ; RMe_j es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión j ; HT_{24m} es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados.

El Operador del Sistema calculará también la reducción de disponibilidad debida a las tres últimas causas listadas arriba basándose en los registros de operación de la central de los últimos 24 meses calendario. La reducción de disponibilidad por esas tres causas la calculará como sigue:

$$\Delta DT = \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

Donde ΔDT es la tasa de indisponibilidad debida a esas tres últimas causas; el subíndice l indica las ocasiones en que cada unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía salió de servicio por alguna de esas tres causas durante el período de 24 meses considerado; NT es el número total de ocasiones de reducción de capacidad por las tres causas mencionadas. HT_l es la duración en horas de la reducción de capacidad en la ocasión l . RT_l es la reducción de capacidad en kW o en MW en la ocasión l . HT_{24m} es el número total de horas del período de 24 meses en que se basan los registros de operación utilizados para el cálculo.

Por potencia efectiva de una central se entenderá la potencia máxima neta que puede entregar a la red una central generadora bajo condiciones de período crítico en función de su capacidad instalada, temperatura y presión atmosférica del sitio donde está ubicada, restricciones propias de la unidad y consumos propios de la central. La potencia efectiva se verificará mediante pruebas como se especifica en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema determinará la potencia efectiva de una central con base en los datos del medidor comercial de la misma, aplicando el procedimiento siguiente:

1. Tomará los datos horarios del medidor comercial de la central de los últimos 24 meses y determinará valores promedio aplicando una media móvil sobre subconjuntos de 3 horas.
2. Posteriormente, de los datos resultantes seleccionará el máximo valor como la potencia efectiva (K) de la central.

La reducción de disponibilidad de la central para el año en estudio viene entonces dada por la expresión siguiente:

$$\Delta D = \Delta DM + \Delta DT$$

El factor de disponibilidad de una central proyectado para el año en estudio será entonces:

$$D = 1 - \sum_{i=1}^{NMa} \frac{HMa_i \times \frac{RMa_i}{K}}{HA} - \sum_{j=1}^{NMe} \frac{HMe_j \times \frac{RMe_j}{K}}{HT_{24m}} - \sum_{l=1}^{NT} \frac{HT_l \times \frac{RT_l}{K}}{HT_{24m}}$$

“**Artículo 12. Monitorización de la potencia efectiva.** El Operador del Sistema monitorizará la disponibilidad de la potencia efectiva de cada central por los medios siguientes:

- a. ...
- b. ...
- c. ...
- d. ...
- e. Para el caso de las centrales generadoras híbridas, la monitorización de la potencia efectiva deberá realizarse fuera del período de carga.

En su base de datos de la generación, el Operador del Sistema mantendrá el valor de la potencia efectiva de cada unidad generadora, Sistema de Almacenamiento de Energía asociado a las centrales generadoras híbridas y la capacidad máxima de inyección de cada central generadora. El Operador del Sistema verificará ese valor durante la operación del sistema por los medios descritos al inicio del presente artículo.

Además, el Operador del Sistema...

El Operador del Sistema programará...

Al elaborar el programa de pruebas...

El Operador del Sistema deberá...

Si los resultados de cualquier...

El Operador del Sistema podrá...”

“**Artículo 13. Determinación de la potencia firme de centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración, geotérmicas y biomasa no estacional.** Para las centrales térmicas no asociadas a procesos de cogeneración que utilizan combustibles fósiles, para las centrales térmicas que utilizan biomasa o biomasa más combustibles fósiles no asociadas a procesos de cogeneración y que operan todo el año y para las centrales geotérmicas, todas las anteriores siempre que no cuenten con sistemas de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema calculará la potencia firme de cada central usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K$$

Donde F es la potencia firme de la central, en kW o en MW, D es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio como se indicó en el artículo 11; y K es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central generadora térmica, geotérmicas y biomasa no estacional, a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) la potencia resultante de dividir el promedio de energía generada por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del período crítico; y, (2) el resultado de la potencia firme

calculada conforme con el procedimiento descrito para la central térmica sin considerar el sistema de almacenamiento de energía.

Para centrales térmicas nuevas que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomado de una fuente internacional o de información histórica de centrales generadoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en el artículo 11 y en este artículo.

Para centrales térmicas existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía.”

“Artículo 13 bis. Reconocimiento de Potencia Firme de Cogeneradores. El Operador del Sistema calculará la potencia

firme de cada central cogeneradora que no cuenta con sistemas de almacenamiento de energía usando la siguiente expresión:

$$F = D \times K_{CO}$$

Donde:

F: es la potencia firme de la central, en kW o en MW.

D: es el factor de disponibilidad de la central, calculado por el Operador del Sistema para el año en estudio según la metodología indicada en el artículo 11 de esta norma técnica.

En el caso de los Cogeneradores Estacionales, se deberá acotar el período de análisis a el período de máximo requerimiento térmico para el año en estudio.

K_{CO}: es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

La potencia efectiva neta de la central se calcula como:

$$K_{CO} = \text{Max}(K - D_{max}, 0)$$

Donde:

K_{CO}: es la potencia efectiva neta de la central en kW o en MW.

K: es la potencia efectiva de la central en kW o en MW.

D_{max}: es la demanda máxima asociada a los procesos industriales del Cogenerador determinada por el Operador del Sistema para el año en curso. Será estimada por el Operador del Sistema como el máximo valor histórico observado de la diferencia entre la medición asociada a los activos de generación del Cogenerador y la medición comercial bidireccional, durante el período del último año calendario, pero acotando el período de análisis a las horas pertenecientes al período crítico.

Para Centrales Generadoras Híbridas formadas por una central cogeneradora a la cual se ha incorporado un sistema de almacenamiento de energía, el Operador del Sistema tomará el mayor de los dos valores siguientes: (1) la potencia resultante

de dividir el promedio de energía generada (excedente) por la central en los 100 escenarios utilizados durante el período crítico por las horas del periodo crítico; y, (2) la potencia firme calculada conforme con el procedimiento descrito para la central cogeneradora sin considerar el sistema de almacenamiento de energía.

Para Cogeneradores nuevos que entren en operación, el Operador del Sistema calculará la potencia firme en el primer año de funcionamiento aplicando un factor de disponibilidad promedio anual de centrales nuevas de la misma tecnología, tomando de una fuente internacional o de información histórica de centrales cogeneradoras del SIN que cuentan con características semejantes. El Operador del Sistema podrá someter la fuente de información para definir dicho factor de disponibilidad a aprobación de la CREE. Una vez transcurrido el primer año de funcionamiento, calculará la potencia firme para el segundo año con base en la potencia efectiva y disponibilidad registradas en el primer año. A partir del segundo año de funcionamiento aplicará el método general descrito en el artículo 11 y en este artículo. En el caso de Cogeneradores nuevos, que no cuenten con mediciones históricas disponibles o que prevean modificar su proceso industrial, estos deberán presentar mediante declaración jurada, su estimación de demanda máxima asociada a los procesos industriales.

Para Cogeneradores existentes que estén fuera de operación y que planifican operar nuevamente en el año de aplicación del informe de potencia firme, el Operador del Sistema podrá calcular su potencia firme aplicando las metodologías de cálculo descritas en el artículo 11 y en el presente artículo. Los datos para realizar dichos cálculos se podrán basar en información histórica disponible. En caso de que una central

cogeneradora existente que se encuentre en operación planifique incorporar un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del año de estudio, el Operador del Sistema calculará para el informe anual un valor de potencia firme con y sin sistema de almacenamiento de energía.

El Operador del Sistema deberá incorporar el resultado del cálculo de la potencia firme reconocida para las centrales de cogeneración, consideradas en el presente artículo, dentro del Informe de Potencia Firme de Centrales Generadoras, tanto en su versión preliminar como en la versión final.”

“Artículo 15. Determinación de la potencia firme de centrales hidroeléctricas no híbridas sin capacidad de almacenamiento ni regulación y con capacidad de almacenamiento y regulación diaria o semanal. Para las centrales hidroeléctricas sin ninguna capacidad de almacenamiento ni de regulación, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período de máximo requerimiento térmico, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 1 del artículo 14 y la dividirá entre las horas totales del conjunto de 12 semanas en que se produce el máximo requerimiento térmico para obtener un valor de potencia.

Para las centrales hidroeléctricas que tengan capacidad de almacenamiento y de regulación diaria o semanal, el Operador del Sistema tomará la energía generada por la central en el período crítico del sistema, de acuerdo con el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 14 y la dividirá entre las horas totales del período crítico para obtener un valor de potencia.

En ambos casos, el Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con el producto de la potencia efectiva

de la central por su factor de disponibilidad anual promedio y tomará el menor de los valores resultantes como la potencia firme de la central.

Para efectos de la presente norma, se entenderá por central con capacidad de regulación diaria aquella cuyo embalse no tiene capacidad anual, mensual ni semanal, pero que es suficiente para transferir energía como volumen embalsado entre distintas horas del día. Adicionalmente, el volumen del embalse utilizable para regulación debe representar por lo menos tres (3) horas de generación a carga máxima, es decir, tres (3) horas de erogación del máximo caudal turbinable”.

“Artículo 16. Determinación de la potencia firme de centrales eólicas y solares. Para las centrales eólicas y solares fotovoltaicas y las centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo fuente primaria de energía solar o eólica, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía generada por cada central durante el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.

Enseguida, procederá a determinar para cada central generadora a la que hace referencia este artículo, las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico. El valor resultante será la potencia firme de la central”.

“Artículo 17 bis. Determinación de la potencia firme de centrales generadoras híbridas hidroeléctricas. Para centrales generadoras híbridas hidroeléctricas, el Operador del Sistema determinará la cantidad de energía inyectada por cada central durante el período de máximo requerimiento térmico, ante cada uno de los 100 escenarios representados. Posteriormente, identificará entre las 100 cantidades de energía resultantes, el valor que es excedido en el 95 % de los casos y el escenario al cual corresponde dicho valor.

Enseguida, procederá a determinar para cada central generadora híbrida hidroeléctrica las potencias horarias generadas de forma sintética a lo largo del período de máximo requerimiento térmico ante el escenario identificado. Luego, el Operador del Sistema calculará para cada central el valor promedio de las potencias horarias generadas únicamente en las horas del período crítico y sumará el valor de la potencia promedio provista por la central en la simulación como reserva secundaria de frecuencia para subir durante esas horas”.

“Artículo 22. Determinación de la potencia firme disponible mensual de las centrales generadoras no asociadas a procesos de cogeneración. Para efectos de la determinación de la potencia firme disponible de una central durante el mes m se definirá el período crítico del mes tomando la semana modelo de horas críticas del informe de potencia firme aplicable, la cual resulta de emplear el procedimiento detallado en el artículo 10 y replicando lo establecido en esta semana a lo largo del mes m según el tipo de día.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes m una central térmica no asociada a procesos de cogeneración que utiliza combustibles fósiles, una central que utiliza biomasa o una central que utiliza biomasa más

combustibles fósiles no asociada a procesos de cogeneración y que opera todo el año, o una central geotérmica, sea híbrida o no, el Operador del Sistema tomará el menor de los dos valores siguientes: (1) la potencia firme de la central, publicada por el Operador del Sistema en su informe definitivo de potencia firme de centrales generadoras; o, (2) el producto del factor de disponibilidad de la central determinado para el mes m multiplicado por su potencia efectiva como indica la siguiente expresión:

$$F_m = D_m \times K$$

Donde D_m es el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes m y K es la potencia efectiva de la central.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes una central eólica o solar fotovoltaica y las centrales generadoras híbridas que utilicen como insumo fuente primaria de energía solar o eólica, el Operador del Sistema tomará como valor de potencia firme disponible el menor entre (1) la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme; y, (2) el promedio de la potencia neta horaria generada por la central durante el período crítico del mes.

Para determinar la potencia firme que tuvo disponible durante el mes una central hidroeléctrica, el Operador del Sistema realizará el procedimiento que a continuación se describe:

- A. Para centrales sin capacidad de almacenamiento ni de regulación, tomará la energía neta generada durante el mes y este valor lo dividirá entre el total de horas del mes.
- B. Para centrales con capacidad de almacenamiento y regulación, tomará la energía neta generada por la central durante el período crítico del mes dividida entre el total de horas críticas del mismo mes y sumará

el valor de potencia promedio correspondiente a la reserva secundaria para subir proveída por la central al sistema durante este período.

El Operador del Sistema comparará la potencia así obtenida con la potencia firme de la central publicada en el informe definitivo de potencia firme de las centrales generadoras para el año de estudio. En caso de que la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el párrafo anterior sea igual o mayor que el valor de potencia firme publicado en el informe, tomará este último valor como la potencia firme disponible de la central en el mes. En caso contrario, procederá a calcular el factor de disponibilidad mensual de la central durante el mes de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 21.

Obtenido el factor de disponibilidad de la central, calculará el producto $F_m = D_m \times K$ y tomará como potencia firme disponible de la central el menor de los dos resultados: (1) la potencia resultante de aplicar el procedimiento descrito en el literal a y b del presente artículo, acorde al tipo de central hidroeléctrica; o, (2) el producto del factor de disponibilidad mensual de la central en el mes por la potencia efectiva de la central, denominado F_m .

En el caso de que una central haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

En caso de que una central haya incorporado un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del mes y

En el caso de que una central cogeneradora haya comenzado a operar en el transcurso del mes y esté incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional, considerando que la central estuvo indisponible desde el inicio del mes hasta la fecha en que haya comenzado a operar.

En caso de que una central haya incorporado un sistema de almacenamiento de energía en el transcurso del mes y este incluida en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema realizará el cálculo de la potencia firme disponible de manera proporcional el periodo en que el sistema de almacenamiento de energía no había sido incorporado y al periodo tras su incorporación.

Para el caso de centrales cogeneradoras o modificaciones de capacidad de centrales de cogeneración que no se

encuentren en el informe definitivo de potencia firme, el Operador del Sistema podrá determinar su potencia firme disponible mensual utilizando las metodologías de cálculo que corresponden en función de su tecnología previa aprobación de la CREE. Mientras no se haya efectuado una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema podrá determinar la potencia efectiva de la central como lo dispone el artículo 11 de la presente norma.

En caso de que durante el año se determine un nuevo valor de potencia efectiva de una central, producto de la realización de una prueba de potencia efectiva, el Operador del Sistema tomará en consideración el nuevo valor para actualizar la potencia firme de la central del informe de potencia firme y calcular su potencia firme disponible mensual a partir del mes siguiente”.

Sobre la **Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO):**

“1.1 Acrónimos-Abreviaturas

AGC	Control Automático de Generación (en inglés, “Automatic Generation Control”)
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CCSDM	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para el SIN
DI	Demanda Interrumpible
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional del MER
MAE	Error Absoluto Medio
MAPE	Error Porcentual Absoluto Medio
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT-PO	Norma Técnica de Programación de la Operación
NT-SSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios
ODS	Operador del Sistema
OS/OM	Operador del Sistema y del Mercado Nacional, en el MER
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTR	Red de Transmisión Regional
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SCADA	Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (en inglés, “Supervisory Control and Data Acquisition System”)
SIN	Sistema Interconectado Nacional de Honduras
SSCC	Servicios Complementarios