
ANEXO I DEL ACUERDO NO. 412-E-2024
MODIFICACIONES AL ANEXO 21 ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO
DE GENERACIÓN BASE DEL ROBCP

Se modifican los numerales 2.2, 3.8, 5.2, 8.3.1, 8.3.2.1, 8.3.2.2, 8.3.3.1, 9.1.1 y 9.1.3 del Anexo 21 del ROBCP, de la siguiente manera:

2.2. También participarán en la aplicación de este mecanismo, aunque únicamente como compradoras de vertimiento de generación base, las siguientes inyecciones:

- a) Los retiros regionales.
- b) Las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras que sean registradas en el SIMEC.
- c) Las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba.
- d) Las inyecciones de PMs generadores que no corresponden a generación base y que previamente la UT haya autorizado su solicitud de mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de generación base debido a restricciones técnicas.

3.8. Asimismo, previo a utilizar el listado de prioridad para la administración del vertimiento de generación base, la UT informará a todas las compañías distribuidoras sobre el inicio y finalización de esta condición, siendo responsabilidad de estas, mientras la UT lo exija, el reducir a cero sus inyecciones al sistema de transmisión, producidas por generadores en sus redes que operan fuera del mercado mayorista. Independientemente se le gire una instrucción en tiempo real o no, si se registran, de conformidad con el SIMEC, inyecciones en puntos específicos del sistema de transmisión durante el evento de vertimiento de generación base, la distribuidora responsable participará como compradora de vertimiento. La UT informará de la posibilidad de ocurrencia del evento de vertimiento en el predespacho correspondiente y durante la operación en tiempo real. Posteriormente al aviso en tiempo real por parte de la UT, tanto al inicio como al final de la condición de vertimiento, las distribuidoras contarán con 10 minutos para coordinar los ajustes a la generación en sus redes. Tal plazo será de aplicación obligatoria para todas las distribuidoras. No obstante lo anterior, la UT podrá establecer un plazo mayor, a solicitud de una o más distribuidoras, de considerar que ese requerimiento está debidamente justificado.

5.2. El precio de la flexibilidad de generación de los generadores base con Contratos de Libre Concurrencia (CLC) respaldados con recursos renovables no convencionales, será considerado igual al precio de su CLC vigente. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas únicamente por aquellos generadores base que no tienen suscritos CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.

Para el caso de los generadores ERV que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP) y estos cumplan con las condiciones establecidas en este Reglamento para los CLC respaldados con recursos renovables no convencionales, el precio de la flexibilidad de generación será considerado igual al precio de su CNP vigente, el cual deberá informar oportunamente a la UT para su consideración en la lista de mérito de vertimiento. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas por los generadores ERV que tienen suscritos CNP con características distintas que los CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.

8.3.1. Información de plantas generadoras de ERV necesaria para el cálculo de la energía vertida.

- a) Todas las plantas generadoras de ERV que, durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida en adición a su participación obligatoria, deberán enviar vía la RTU hacia el SCADA de la UT, con una periodicidad de entre 4 y 60 segundos, los siguientes parámetros:
 - i. La potencia neta disponible de la planta en tiempo real, que es medida en su punto de conexión de la red de transmisión o con la red de distribución en el caso de generadores conectados directamente al sistema de distribución, la cual será calculada con base en la disponibilidad del recurso primario y otras características de esta que reflejen la producción de energía con la mayor precisión posible.
 - ii. Las variables meteorológicas utilizadas en el cálculo de la potencia neta disponible.
- b) Los mantenimientos o fallas eléctricas de los distintos equipos de la planta, que ocasionen diferencias entre la potencia neta disponible real de la planta y la enviada vía RTU, deberán ser informados a la UT por los medios y en los plazos que esta determine, especificando el periodo de inicio y fin de tales condiciones.
- c) Entre las gestiones que las plantas generadoras realizarán ante la UT, para habilitar la señal de la potencia neta disponible a ser remitida, se incluye:
 - i. Enviar la metodología de cálculo de la potencia neta disponible de la planta, para revisión y aprobación por parte de la UT. La UT deberá remitir dicha metodología a la SIGET, a más tardar cinco días hábiles posteriores a su aprobación.
 - ii. Enviar los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas y otras utilizadas como insumo para el cálculo de potencia neta disponible. Estos deben ser emitidos por una entidad especializada independiente del PM titular de la planta generadora la cual debe indicar la vigencia de la certificación. En caso, la entidad especializada no indique explícitamente la vigencia del certificado emitido, se considerará que es de dos años contados a partir de la fecha de elaboración de éste. A efectos de acceder a la posibilidad de tener abonos, debido al aporte adicional de su vertimiento de generación base, todos sus certificados de calibración deberán estar vigentes y tener el visto bueno de la UT. La UT expresará sus observaciones o conformidad a los certificados de calibración remitidos, vía correo electrónico al generador. En caso existan observaciones, éstas deberán ser subsanadas a entera satisfacción de la UT. En ausencia de certificados con el visto bueno de la UT, el generador tendrá que reducir su inyección, conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, sin opción de recibir abonos por el excedente de su energía vertida, hasta que solvante las observaciones de la UT.
 - iii. Enviar el detalle de cómo se corresponden los puntos de telemetría, en los que se envía la potencia neta de la planta en MW, con las señales de la potencia neta disponible estimada a remitir.
 - iv. Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga una desviación entre el cálculo de potencia neta disponible y la generación real de la planta en su punto de conexión, que se estime por parte de la UT con base a la potencia nominal de la planta y que esta no sobrepase al mayor de los siguientes valores: 0.5 MW o 5% de potencia nominal de la

planta. Dicha desviación se podrá validar horariamente durante los periodos en que la planta no se ve afectada por vertimiento de generación base.

- v. Cumplir con el periodo de pruebas para la habilitación de las nuevas señales, según lo requiera la UT. Para mantener esta señal habilitada, al menos 15 días antes del vencimiento de los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas, el PM generador deberá remitir a la UT nuevos certificados de calibración.

d) Todas las plantas generadoras de ERV serán consideradas en el esquema de asignación de vertimiento de generación base, reduciendo su inyección según lo indicado por la UT en tiempo real y conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento. Sin embargo, para aquellas plantas que no cumplan con los requisitos detallados en los literales a, b y c de este numeral, y que, en caso de pérdida de señal, tampoco realicen las gestiones detalladas en el numeral 8.3.3. aplicará lo siguiente:

- i. No tendrán la posibilidad de recibir abonos, es decir, no recibirán ningún pago por su energía vertida en exceso respecto de su participación obligatoria en el vertimiento de generación base.
- ii. No podrán suscribir acuerdos de flexibilidad de generación con otros generadores base. Asimismo, se suspenderán sus acuerdos bilaterales de flexibilidad vigentes.
- iii. Su participación obligatoria en el vertimiento de generación base será calculada con base en su capacidad nominal y no con base a su disponibilidad horaria.

8.3.2.1. La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de ERV, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , es la que se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \max\{0; [\bar{P}_{Neta\ disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

- $\bar{P}_{Neta\ disp,h}$: es el promedio de los datos de la potencia neta disponible que la planta generadora remitió a través de la RTU, durante el periodo de mercado h .
- $E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el periodo de mercado h .

8.3.2.2. Para las plantas generadoras de ERV, que durante el periodo de mercado en que se produjo el evento de vertimiento de generación base no limitaron su potencia, generando la totalidad de su energía disponible al sistema, no se tomará en cuenta la estimación de potencia neta disponible para determinar su participación obligatoria en el vertimiento de generación base, sino su generación real (SIMEC).

8.3.3.1. Si por alguna razón la señal de potencia neta disponible estimada por la planta generadora de ERV no fue enviada a la UT durante un intervalo de mercado en el que se produjo vertimiento de generación base o presenta datos erróneos que no reflejan la capacidad disponible real de la planta, se procederá de la siguiente manera:

- a) El PM generador, deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia neta disponible a más tardar cuatro días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base, en caso de que el PM generador no cumpla con este tiempo, se aplicará lo establecido en el literal d) del numeral 8.3.1 de este Anexo, eliminando la posibilidad de apelación por parte del PM generador. El cálculo deberá tener el aval de la UT.
- b) Para esta verificación, la UT podrá solicitar la información complementaria que considere pertinente.

9.1.1. Se calculará el escenario de participación obligatoria en el vertimiento de generación base, de conformidad con los numerales 9.1.2 y 9.1.3, para todos los PM que realicen inyecciones de potencia al SEP que sean registradas en el SIMCEC, a excepción de las unidades despachadas como generación obligada.

9.1.3. La participación obligatoria en el vertimiento de generación base de los demás PM que realicen inyecciones al SEP (a excepción de la generación obligada), se determinará repartiendo la cantidad de vertimiento sobrante después de la asignación obligatoria a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, en concordancia con la letra a) del numeral 9.1.2, de la siguiente manera:

- a. Para los generadores base: en proporción a su potencia neta disponible horaria.
- b. Para los intercambios regionales o inyecciones desde las redes de distribución: en proporción a su inyección de potencia.

Para lo anterior, se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$\text{Factor vertimiento}_i = \frac{[\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}_{g,i}] - \text{VertGP}_i}{\text{Pot}_{disp} \text{Total}_i}$$

Donde:

Factor vertimiento_i: es el factor de participación para cada unidad generadora o a toda inyección en el SEP, en la energía vertida con respecto a la potencia total disponible por parte de los PM en el intervalo de mercado "i", sin tomar en cuenta a la generación obligada, a la generación en calidad de prueba ni a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

$\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}_{g,i}$: es la sumatoria de la energía reducida a las unidades de generación base "g" en el intervalo de mercado "i".

VertGP_i: Cantidad de vertimiento total en el intervalo de mercado "i" asignada a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, en concordancia con la letra a) del numeral 9.1.2.

Pot_{disp} Total_i: es la potencia total disponible para inyectar al sistema por parte de los PM en el intervalo de mercado "i", sin tomar en cuenta a la generación obligada, a la generación en calidad de prueba ni a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

n: es el número de las unidades de generación base "g" que participan en el vertimiento en el intervalo de mercado "i".

$$\text{Participación Obligatoria}_{ge,i} = \text{Factor vertimiento}_i \times \text{Pot}_{disp,ge,i} \text{ por equipo que inyecta}$$

Donde:

Participación Obligatoria_{ge,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora o a toda inyección en el SEP "ge" en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado "i".

Factor vertimiento_i: es el factor de participación de cada unidad generadora o de toda inyección en el SEP, en la energía vertida con respecto a la potencia total disponible por parte de los PM en el intervalo de mercado "i", sin tomar en cuenta a la generación obligada, a la generación en calidad de prueba ni a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

Pot_{disp,ge,i} por equipo que inyecta: es la potencia que cada unidad generadora o cada inyección en el SEP "ge" tiene disponible para inyectar al sistema, en el intervalo de mercado "i", sin tomar en cuenta a la generación obligada, a la generación en calidad de prueba ni a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

$$\text{Participación Mecanismo}_{ge,i} = \text{Energía vertida}_{ge,i} - \text{Participación obligatoria}_{ge,i}$$

Donde:

Participación Mecanismo_{ge,i}: es la participación para cada unidad generadora o toda inyección en el SEP "ge" en el mecanismo de vertimiento de generación base, sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

Energía vertida_{ge,i}: es la energía reducida a cada unidad de generación o a toda inyección en el SEP "ge" en el mercado mayorista en el intervalo de mercado "i". En caso de no tratarse de una unidad de generación base, la energía vertida es igual a cero.

Participación Obligatoria_{ge,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora o a toda inyección del SEP "ge" en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado "i".

La participación obligatoria de la generación en calidad de prueba y de la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, es determinada de conformidad con el numeral 9.1.2.