

- ANT.:**
- 1) Oficio Circular Electrónico SEC N°232.140, de fecha 24 de junio de 2024.
 - 2) Resolución Exenta N°130, Comisión Nacional de Energía, de fecha 27 de marzo de 2024.
 - 3) Resolución Exenta N°395, Comisión Nacional de Energía, de fecha 01 de agosto de 2024.

MAT.: Establece medidas generales para la evaluación de impacto de conexión y las congestiones en redes de transmisión zonal considerando la conexión de PMGD con componente de almacenamiento en redes de distribución con restricción horaria.

DE: SUPERINTENDENTA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES.

A : SEGÚN DISTRIBUCIÓN

1. Durante los últimos meses, se han presentado a esta Superintendencia consultas y controversias respecto de las consideraciones de evaluación de los sistemas fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento que operan con ajuste horario de inyección, conforme las exigencias normativas y las disposiciones establecidas en el Oficio Circular SEC N°232.140/2024, planteando nuevos desafíos técnicos y regulatorios, especialmente en la evaluación de coincidencias de generación y análisis de congestiones en redes eléctricas por inyecciones de otros PMGD sin almacenamiento. Asimismo, este Servicio ha constatado un aumento sostenido en solicitudes con almacenamiento con inyección en determinados bloques horarios.

En este contexto, y bajo la normativa vigente, esta Superintendencia, en uso de las facultades otorgadas por la Ley N°18.410, estima necesaria interpretar y establecer lineamientos técnicos que permitan uniformar criterios de evaluación y asegurar la correcta aplicación del marco regulatorio.

2. El marco normativo vigente para la conexión y operación de PMGD se encuentra establecido en el Decreto Supremo N°88 de 2019 del Ministerio de Energía ("Reglamento") y en la Norma Técnica de Conexión y Operación para PMGD en Instalaciones de Media Tensión ("NTCO"), aprobada mediante Resolución Exenta N°42 de 2024 de la Comisión Nacional de Energía. Estas disposiciones regulan el procedimiento técnico-administrativo de conexión, así como las condiciones operativas que deben cumplir los proyectos de generación para su integración segura a las redes de distribución.

En complemento, mediante la Resolución Exenta N°395 de 2024, la Comisión Nacional de Energía restableció normativa específica sobre los PMGD con sistemas de almacenamiento y su régimen de operación en bloques horarios predefinidos, consistentemente con el Oficio Circular Electrónico SEC N°232.140/2024, que estableció criterios técnicos y procedimientos aplicables a proyectos que dispusieran de un sistema de almacenamiento de energía para la gestión horaria de sus inyecciones.

De acuerdo con el artículo 3-27 de la NTCO, los estudios de conexión deben considerar los escenarios más exigentes de operación en la red de distribución, incluyendo las



Caso:2249502 Acción:3962444 Documento:4579935
V°B° JSF/EFV/JCC/KHB/MH./NMM

máximas inyecciones posibles y las condiciones de demanda mínima y máxima. Asimismo, el artículo 3-32 de la misma norma establece los lineamientos para la evaluación de flujos de potencia a nivel de transmisión zonal, considerando el balance de inyecciones y demandas que podrían provocar inversión de flujos o congestiones en instalaciones de nivel 1 o nivel 2.

Cabe señalar que el artículo 149°, inciso sexto, de la Ley General de Servicios Eléctricos reconoce el derecho de los medios de generación y sistemas de almacenamiento con potencia no superior a 9.000 kW a conectarse a las redes de distribución existentes, sujeto al cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad, y a la ejecución de las obras adicionales necesarias en distribución, a cargo del interesado.

En este contexto, las disposiciones contenidas en el Oficio Circular SEC N°232.140/2024 permiten compatibilizar el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas con la operación segura de las redes eléctricas, fijándose exigencias transitorias mínimas de seguridad para la operación de la red.

De otra parte, se debe consignar que actualmente se encuentra en revisión la Resolución del ANT. 3), la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, con el objetivo de revisar los aspectos asociados a la operación, monitoreo y control de los PMGD, como ocurre con el asunto que en este acto se interpreta bajo el régimen normativo actual.

3. El Oficio Circular SEC N°232.140/2024 permitió que los sistemas de almacenamiento de energía en proyectos PMGD flexibilizaran sus perfiles de inyección, mediante una operación acotada a bloques horarios predefinidos, buscando optimizar el uso de la red. No obstante, esta posibilidad plantea nuevos desafíos para los procesos de evaluación técnica, en particular respecto a la estimación del impacto que estos proyectos pueden generar en las redes de distribución y transmisión zonal.

En este contexto, se ha identificado que los bloques horarios definidos en el Oficio Circular SEC N°232.140/2024 — en particular el bloque B2 (04:00 a 07:59 horas) y el bloque B6 (20:00 a 23:59 horas) — pueden superponerse parcialmente, en algunos casos, con los períodos de generación efectiva de los PMGD solares sin almacenamiento. Esta superposición dificulta una estimación precisa de las coincidencias de inyección, lo que introduce incertidumbre sobre el impacto efectivo de estos proyectos en dichos bloques, pudiendo generar tanto subestimaciones como sobrestimaciones, especialmente en las horas de transición del amanecer y el atardecer.

Tabla 1: Definición de los bloques horarios de inyección.

Bloque	Tipo	Horario
B1	Nocturno	Entre las 00:00 y las 03:59 horas
B2	Nocturno	Entre las 04:00 y las 07:59 horas
B3	Diurno	Entre las 08:00 y las 11:59 horas
B4	Diurno	Entre las 12:00 y las 15:59 horas
B5	Diurno	Entre las 16:00 y las 19:59 horas
B6	Nocturno	Entre las 20:00 y las 23:59 horas

La aplicación de distintos enfoques de evaluación — ya sea conforme a lo dispuesto en el Oficio Circular SEC o bajo los criterios generales establecidos en la normativa vigente



Caso:2249502 Acción:3962444 Documento:4579935
V°B° JSF/EFV/JCC/KHB/MH./NMM

— ha generado diferencias en la manera de identificar y cuantificar los aportes individuales al flujo energético en condiciones de borde.

Por lo tanto, esta Superintendencia considera necesario especificar, bajo la regulación actual, los alcances que permitan una evaluación armónica y consistente entre proyectos, facilitando así la verificación del impacto **efectivo** en la red de distribución, las especificaciones de Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, así como también la detección oportuna de eventuales congestiones en instalaciones de transmisión zonal, resguardando la continuidad del suministro conforme con los estándares de calidad y seguridad exigidos por la normativa.

Cabe señalar que la NTCO define los períodos diurnos y nocturnos en función de criterios geográficos, mientras que el Oficio Circular SEC del ANT. 1) estableció bloques horarios fijos conforme las señales de precio establecidas en el D.S. N°88 para el cálculo del precio estabilizado.

Por lo anterior, a juicio de esta Superintendencia, se requiere precisar los elementos para analizar correctamente la coincidencia entre proyectos con y sin almacenamiento, especialmente en zonas con alta variabilidad de irradiancia solar.

Figura 1. Bloques NTCO vs Bloques Horarios, para la zona centro sur del país.

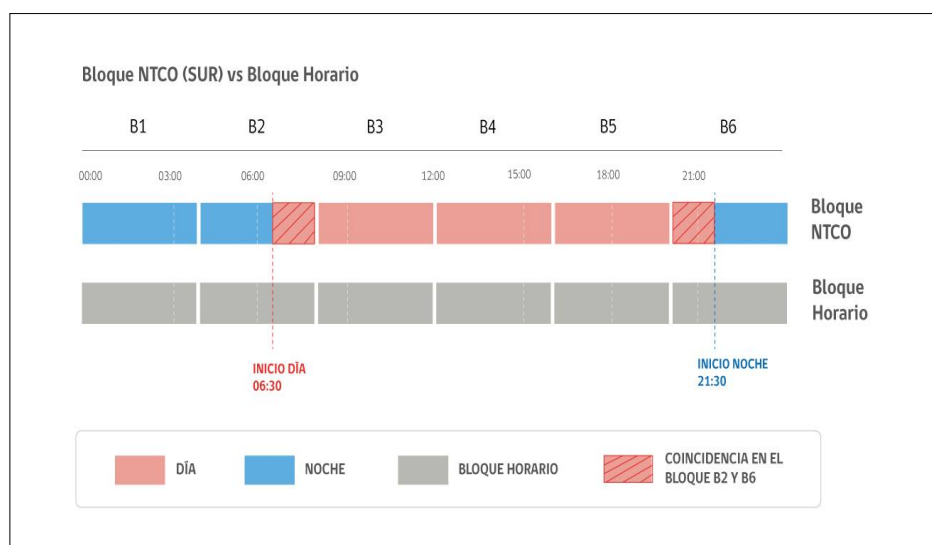
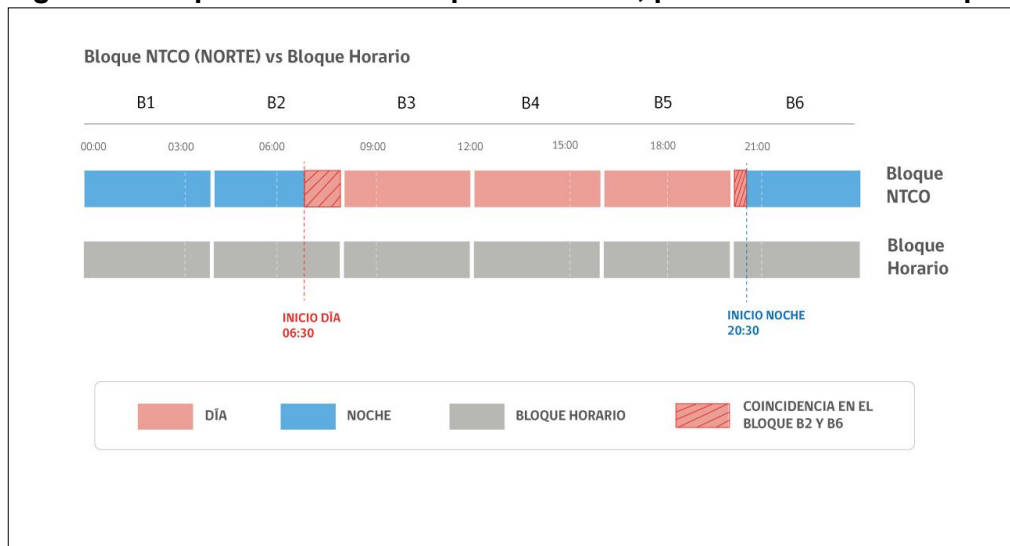


Figura 2. Bloques NTCO vs Bloques Horarios, para la zona norte del país.



4. En virtud de lo dispuesto en el DS N°88/2019, la NTCO 2024, la Resolución Exenta N°395/224 de la CNE —que incorpora restricciones horarias para proyectos con almacenamiento— y el Oficio Circular SEC N°232.140, esta Superintendencia, en ejercicio de sus facultades conforme al artículo 3°, numerales 34° y 36° de la Ley N°18.410, estima que el alcance de las coincidencias efectivas de inyecciones para una correcta evaluación del impacto en la red, se debe analizar bajo las siguientes medidas técnicas para asegurar el cumplimiento de la normativa vigente.

a) Análisis de impacto en redes de distribución.

Los estudios técnicos de conexión de los proyectos PMGD deben ser evaluados considerando los escenarios más exigentes previstos resultantes del registro de la demanda en horarios diurnos y nocturnos, conforme a lo dispuesto por los artículos 3-18, 3-24, 3-27, 3-28 y 3-31 de la NTCO.

Ante la existencia de **coincidencias horarias** con proyectos PMGD que operan bajo esquemas de inyección restringida conforme al Oficio Circular SEC N°232.140, los estudios deberán evaluar el impacto coincidente en los bloques horarios B2 (04:00–07:59) y/o B6 (20:00–23:59), aplicando los siguientes criterios:

- Para PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento en operación, se considerará como valor de inyección en el periodo coincidente, el máximo registrado durante los últimos doce meses del periodo anterior a la revisión del estudio, conforme a los registros disponibles de la central, los cuales deberán ser proporcionados por la empresa distribuidora en la respectiva “Respuesta a la SCR”.
- Para aquellos PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en aprobación para los casos de tramitación paralela, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se deberá utilizar el perfil de generación declarado en la respectiva SCR, tomando como referencia la potencia máxima proyectada en los bloques coincidentes. La empresa distribuidora será responsable de entregar esta información en su “Respuesta a la SCR”.



Caso:2249502 Acción:3962444 Documento:4579935
V°B° JSF/EFV/JCC/KHB/MH./NMM

- iii. En el caso del literal ii.), si el PMGD se encuentra limitado en su capacidad de inyección, ya sea por restricciones a nivel de distribución¹ o por congestiones en transmisión zonal, se considerará la máxima generación proyectada en su perfil para el bloque horario coincidente, ajustada a la capacidad de inyección autorizada.
- iv. En todos los casos anteriores, se aplicará un margen de seguridad del 20 % sobre la potencia máxima determinada, con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad del suministro. Dicho margen no podrá ser superior a la capacidad de inyección del PMGD en su ICC.
- v. En caso de que los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD solar sin almacenamiento presenten inconsistencias evidentes, el Interesado podrá estimar su capacidad máxima de generación utilizando un perfil representativo, coherente con su capacidad instalada, configuración tecnológica (por ejemplo, sistemas con seguimiento del punto óptimo). Para ello, podrán utilizarse perfiles de otros proyectos fotovoltaicos en operación en la misma zona geográfica y bajo condiciones técnicas similares.
- vi. En la “Respuesta a la SCR”, la empresa distribuidora deberá incluir, para los PMGD solares sin almacenamiento que cuenten con un ICC vigente, que estén limitados a nivel de transmisión o distribución, o que tengan menos de 12 meses de operación, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, una estimación de la potencia máxima generada en los bloques horarios B2 y B6, en caso de verificarse coincidencias, de acuerdo con la tecnología de cada proyecto.
- vii. Las nuevas solicitudes de conexión de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que presenten coincidencia de inyección en los bloques B2 y/o B6 deberán evaluar dicha coincidencia, determinando si es necesario ejecutar obras adicionales, adecuaciones o ajustes en la red de distribución. No obstante, **estos proyectos podrán incorporar mecanismos de limitación de inyección ajustadas a los horarios de coincidencia (por ejemplo, control de rampa activas, limitación de potencia activa o supresión total de inyección) con el fin de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal**, todo lo cual deberá ser revisado y coordinado con la empresa distribuidora, quedando dicha condición expresa en su ICC.
- viii. Para los PMGD fotovoltaicos con almacenamiento sin restricción horaria, así como para el resto de las tecnologías de generación, se considerará la máxima capacidad de inyección consignada en su ICC.

b) Análisis de impacto en el sistema de transmisión zonal.

i) Alcances normativos.

La normativa vigente, exige que los escenarios de operación diurnos y nocturnos sean evaluados de manera diferenciada, de acuerdo con la ubicación geográfica del proyecto. En complemento, el Oficio Circular SEC antes citado habilitó la posibilidad de que los PMGD fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento ajusten su operación a bloques horarios predefinidos, con el fin de mitigar su impacto sobre las

¹ PMGD restringido en capacidad como resultado del máximo estándar constructivo aplicado en la cabecera del alimentador.



redes de distribución y eventuales congestiones en instalaciones de transmisión zonal. Lo anterior, generó coincidencia de generación en los bloques horarios B2 y/o B6, como se mencionó anteriormente.

Este tratamiento ha sido aplicado tanto a los PMGD fotovoltaicos con almacenamiento que declaran una operación restringida por bloques horarios, como a aquellos que no están sujetos a la restricción horaria, los cuales, al ser evaluados conforme a los escenarios más exigentes establecidos por la NTCO, **pueden estar sujetos a limitaciones diferenciadas según la congestión observada en los períodos diurno o nocturno**. En consecuencia, un proyecto que tenga capacidad de generación en ambos tramos horarios podría verse afectado hasta con dos restricciones específicas: una para el horario diurno y otra para el horario nocturno.

Lo anterior, se puede colegir a partir de las condiciones establecidas en el artículo 3-32 de la NTCO, donde el análisis de congestiones se determina para el periodo diurno y nocturno.

ii) Metodología de evaluación

En situaciones sin coincidencias horarias, se aplica la fórmula general definida en el artículo 3-32 de NTCO, basada en los horarios diurnos y nocturnos. Adicionalmente, **en aquellos casos en que el PMGD en evaluación tenga influencia en el horario nocturno y se verifique coincidencia horaria con proyectos que operen bajo esquemas de restricción de inyección en el bloque B2 (04:00–07:59 horas), en el bloque B6 (20:00–23:59 horas), o en ambos, el análisis nocturno deberá extenderse obligatoriamente a los respectivos bloques de coincidencia**. Esta extensión deberá realizarse conforme a lo dispuesto en el Oficio Circular SEC N°232.140, con el objeto de evaluar de manera adecuada el impacto conjunto de las inyecciones en dichos períodos y su eventual incidencia sobre instalaciones de transmisión zonal.

Esta consideración tiene como finalidad identificar correctamente eventuales congestiones en instalaciones de transmisión zonal de nivel 1 o 2. En tal situación, el análisis de coincidencia presentado en la presente Circular debe considerar la máxima inyección registrada o prevista, conforme lo señalado anteriormente, incrementada con un factor de seguridad del 20%, conforme las aclaraciones presentadas por esta Superintendencia en el punto 1) anterior.

Asimismo, los PMGD fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento, que se ubiquen en zonas donde existan proyectos con almacenamiento —con o sin restricción horaria—, deberán evaluar también los bloques B2 y/o B6 coincidentes, con el objeto de determinar adecuadamente el impacto total en distribución y transmisión zonal ante la conexión en dichos bloques, sin embargo, dicha evaluación no afectará su revisión en el escenario diurno de inyección.

En consecuencia, todo PMGD que tenga una coincidencia parcial o total con los bloques B2 o B6 del ANT. 1), deberá considerar en el análisis de transmisión zonal esta condición, evaluando las inyecciones coincidentes de generación con proyectos fotovoltaicos en dichos bloques. Para ello, deberá aplicar la fórmula



correspondiente al análisis nocturno de transmisión zonal — $P(TxZ)_{noche}^j$, $P(TxZ)_{Bloque\ B2}^j$, $P(TxZ)_{Bloque\ B6}^j$ —, según corresponda.

Lo anterior permite viabilizar el desarrollo de PMGD con almacenamiento que se acogen a esquemas de inyección por bloques horarios, en armonía con las exigencias establecidas en el D.S. N°88, en la NTCO de 2024 y en el Oficio Circular Electrónico SEC N°232.140.

iii) Aclaración respecto de la fórmula aplicada

El artículo 3-32 de la NTCO de 2024, establece los criterios para realizar el “Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal”, que deberá ser realizado en aquellos casos que sea evidenciada una inversión de flujo en el transformador de poder de la subestación primaria, considerando su operación normal. Este análisis requiere un balance de energéticos en los componentes de la subestación evaluados, de acuerdo con el siguiente extracto:

“... El análisis a nivel de transmisión zonal consiste en determinar la potencia y el nivel de carga de los componentes, según los horarios previstos y condiciones de generación, para los 2 niveles de análisis indicados en el inciso anterior, el que se basará en las siguientes expresiones:

$$P(TxZ)_{noche}^i = \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NS_n} + \sum PMGD_{SCA_j} \right)$$

$$P(TxZ)_{dia}^i = \sum Dmin_{dia} - \sum PMGD_k$$

Donde,

- $P(TxZ)_{noche}^i$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD interesado en la conexión.
- $P(TxZ)_{dia}^i$: Potencia, en horas con sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD interesado en la conexión.
- $Dmin_{noche}$: Demanda mínima, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $Dmin_{dia}$: Demanda mínima, en horas con sol, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.
- $PMGD_{NS_n}$: Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n ,



incluyendo aquellos que disponga de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

- $PMGD_{SCA_j}$: *Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar j , considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.*
- $PMGD_k$: *Potencia máxima a inyectar por un PMGD k , conectado o previsto de conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel ...”*

Expuesto lo anterior, corresponde a esta Superintendencia señalar que, el Oficio Circular SEC del ANT. 1) respecto del tratamiento de congestiones, dispuso lo siguiente:

“... Según lo dispuesto por el artículo 3-32 de la NTCO de 2024, el análisis de flujo de potencia en transmisión zonal debe considerar los bloques horarios establecidos por el PMGD. Lo anterior implica considerar la máxima inyección establecida para los bloques horarios definidos por el PMGD con el régimen de horarios diurno y nocturno expuesto en el artículo 3-32, según la clasificación dispuesta en la tabla 1 del presente Circular...” (Énfasis agregado)

Ahora bien, en caso de que los estudios de conexión de un PMGD en análisis dispongan coincidencia de generación de los PMGD fotovoltaicos que dispongan ICC vigente o se encuentren en operación, en los bloques B2 y/o B6, en dichos casos la fórmula a considerar es:

$$P(TxZ)_{Bloque\ k}^i = \sum Dmin_{Bloque\ k} - \left(\sum PMGD_{NS_n} + \sum PMGD_{SCA_j} + \sum PMGD'_S \right)$$

Donde;

- $P(TxZ)_{Bloque\ k}^i$: *Potencia nominal del elemento de transmisión zonal de nivel i , asociado al PMGD interesado en la conexión.*
- $PMGD'_S$: *Potencia máxima registrada o proyectada por un PMGD, en los bloques B2 o B6 según corresponda, conectado o con ICC vigente en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel, considerando el margen de seguridad de un 20 % del valor registrado o proyectado, de acuerdo con las*



	<i>consideraciones indicadas en el punto a) anterior.</i>
$PMGD_{NS_n}$	: <i>Potencia máxima a inyectar por un PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar n, incluyendo aquellos que disponga de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.</i>
$PMGD_{SCA_j}$	: <i>Potencia máxima a inyectar permitida por el ICC, por un PMGD solar j, considerando su componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.</i>
$\sum D^{min}_{Bloque\ k}$	: <i>Demanda mínima, en el bloque B2 o B6 según corresponda, de todos los alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.</i>
k	: <i>Corresponde al Bloque B2 o B6.</i>

En estos casos, los PMGD fotovoltaicos sin componente de almacenamiento deberán complementar su análisis de transmisión zonal incorporando expresamente la evaluación de sus inyecciones en los bloques B2 y/o B6. Esta instrucción resulta procedente, considerando que el Oficio Circular define el horario solar entre las 08:00 y las 19:59 horas, lo que implica una potencial coincidencia de inyecciones en dichos bloques. Asimismo, durante las horas de salida y puesta del sol, la generación efectiva de estos proyectos puede disminuir considerablemente o incluso ser nula, lo que afecta la precisión del análisis de coincidencias horarias en escenarios nocturnos.

En los casos que en el análisis de congestiones los PMGD con almacenamiento con restricción horaria detecten limitación por efecto de la coincidencia de dichos bloques, estos proyectos podrán implementar esquemas de control de rampa o supresión de inyección para evitar generar efectos adversos a la red de distribución o de los sistemas de transmisión zonal, previa aprobación de la empresa distribuidora; en caso contrario, deberán aplicarse las limitaciones de potencia a todo el bloque definido (seleccionado por el PMGD), según la segmentación diurna y nocturna, establecida por la normativa.

En conclusión, cuando se detecten coincidencias horarias con proyectos que operen en los bloques B2 o B6, se deberá aplicar la fórmula ajustada definida en el presente Oficio, considerando los valores de inyección coincidente en dichos bloques, más el margen de seguridad del 20 %.



iv) Consideraciones Finales.

En atención a los antecedentes técnicos, normativos y operativos expuestos, esta Superintendencia establece que la evaluación de impacto de conexión y análisis de congestiones deberá ajustarse conforme a los alcances definidos en el presente Oficio Circular, aplicables a los PMGD fotovoltaicos que incorporen sistemas de almacenamiento y declaren operación por bloques horarios, como aquellos que sean coincidentes.

En particular, deberán cumplirse las siguientes directrices:

- a) **PMGD no solares y solares con almacenamiento sin ajuste horario:** Deberán ser evaluados en los escenarios diurnos y nocturnos más exigentes definidos en la NTCO, considerando la coincidencia con la máxima inyección de todos los generadores y sistemas de almacenamiento del mismo alimentador, así como las condiciones de demanda neta mínima y máxima.
- b) **PMGD solares sin almacenamiento:** Deberán analizar su impacto en horarios diurnos conforme a lo establecido en el artículo 2-19 de la NTCO y revisar la coincidencia de inyección en los bloques B2 y/o B6. En caso de verificarse afectación sobre la red en dichos bloques, podrán implementar esquemas de control de rampa o supresión de inyección para evitar generar efectos adversos a la red de distribución o de los sistemas de transmisión zonal, previa aprobación de la empresa distribuidora. De esta forma dichos PMGD podrán ajustar su perfil de generación incluyendo los mecanismos automáticos que sean necesarios para evitar inyecciones en horarios no previstos.
- c) **PMGD con almacenamiento y con ajuste horario (PMGD BESS horarios):** Deberán ser evaluados según los bloques horarios seleccionados y considerados en los escenarios más exigentes de operación. Su impacto deberá estimarse en coincidencia con la máxima inyección de todos los generadores conectados al alimentador o alimentadores zona adyacente para efectos de transmisión, considerando los aspectos mencionados por esta Superintendencia en los puntos de más arriba. Asimismo, en el caso de que dichos PMGD adviertan eventuales congestiones ajustadas a los bloques B2 y/o B6, estos podrán implementar esquemas de control de rampa activa, o supresión de inyección para evitar generar efectos adversos a la red de distribución o de los sistemas de transmisión zonal, previa aprobación de la empresa distribuidora, en caso contrario, deberán aplicarse las limitaciones de potencia a todo el bloque definido, según la segmentación diurna y nocturna, establecida por la normativa.
- d) **Coincidencia con PMGD BESS en bloques B2 y B6:** En todos los estudios de conexión donde exista coincidencia horaria con PMGD con operación horaria en bloques B2 o B6, se deberán incorporar sus máximas inyecciones registradas o declaradas en el análisis. En caso de detectarse congestión, deberán limitarse los PMGD de acuerdo con las exigencias establecidas en el artículo 88° del D.S. N°88.

5. Las medidas instruidas en el presente Oficio Circular entran a regir inmediatamente inclusive para todos los procesos de conexión que no han finalizado su etapa de



Caso:2249502 Acción:3962444 Documento:4579935
V°B° JSF/EFV/JCC/KHB/MH./NMM

10/11

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3962444&pd=4579935&pc=2249502>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl

estudios, por consecuencia, queda fuera de su alcance procesos de conexión con ICC emitidos, salvo que este se vea modificado por las condiciones normativas establecidas en el artículo 3-40 de la NTCO vigente.

Saluda atentamente a Ud.,

MARTA CABEZA VARGAS

Superintendente de Electricidad y Combustibles

Distribución:

- Empresas Concesionarias de Servicio Público de Distribución.
- ACESOL A.G.
- ACERA A.G.
- Empresas Eléctricas A.G.
- Fenacopel Ltda.
- Colegio de Instaladores.
- Ministerio de Energía.
- Comisión Nacional de Energía.
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Transparencia Activa.
- Gabinete.
- División Jurídica.
- Unidad de Sostenibilidad Energética.
- Oficina de Partes.

Firmado digitalmente por
MARTA CABEZA VARGAS

www.sec.cl



Caso:2249502 Acción:3962444 Documento:4579935
V°B° JSF/EFV/JCC/KHB/MH./NMM

11/11

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3962444&pd=4579935&pc=2249502>

Dirección: Avenida Bernardo O'Higgins 1465 – Santiago Downtown, Santiago Chile - www.sec.cl