

**RESUELVE CONTROVERSIA PRESENTADA  
POR LAS EMPRESAS LAS MOLLACAS SPA,  
LA CHAPEANA SPA E IMPULSO SOLAR LAS  
LLOYSAS SPA EN CONTRA DE COMPAÑÍA  
GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EN  
RELACIÓN CON LOS PMGD LAS MOLLACAS,  
LA CHAPEANA Y LAS LLOYSAS.**

**VISTO:**

Lo dispuesto en la Ley N°18.410, Orgánica de esta Superintendencia; en la Ley N°19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; en el DFL N°4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos; en el D.S. N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley Eléctrica; en el D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala; en la Resolución Exenta N°42, de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de media tensión; en las Resoluciones N°s 6, 7 y 8, de 2019, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón; y

**CONSIDERANDO:**

1º. Que mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°200.470, de fecha 15 de febrero de 2023, las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloysas SpA, en adelante “Reclamantes” o “Interesados”, presentaron un reclamo en contra de la empresa Compañía General de Electricidad S.A., en adelante “Distribuidora” o “CGE S.A.”. Lo anterior, en el marco de lo dispuesto en el D.S. N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”, en adelante “D.S. N°88” o “Reglamento”. Funda su reclamo en los siguientes antecedentes:

*“(…) vengo en presentar una reclamación en contra de la **COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.**, RUT 76.411.321-7, en atención a la controversia generada por esta última al disponer limitaciones a la inyección de las plantas generadoras de propiedad de mis representadas en la localidad de Ovalle, en la Región de Coquimbo.*

*De esta manera, venimos en solicitar a la **SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES** que ordene a la reclamada que desista en su accionar, pues conforme a los siguientes argumentos de hecho y de Derecho, la limitación de inyección propuesta es totalmente improcedente.*

**I. ANTECEDENTES**

*Las tres sociedades que represento forman parte del Grupo DISA de origen español, especializada en materias energéticas y de operación de proyectos de generación renovable en nuestro país y en Islas Canarias. En este sentido, dichas personas jurídicas son titulares de igual número de proyectos de generación eléctrica calificados como Pequeños Medios de Generación Distribuidos (“PMGD”) conforme a la normativa aplicable, todos con contrato vigente de conexión y distribución con el reclamado CGE. El detalle es el siguiente:*



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

Titular	Proyecto	Alimentador	Capacidad	Subestación	Puesta en Servicio
Las Mollacas Spa	Las Mollacas	Hospital	3 MW	Ovalle T1	14/1/2016
La Chapeana SpA	La Chapeana	Sotaqui	3 MW	Ovalle T1	15/1/2016
Impulso Solar las Lloysas SpA	Las Lloysas	Quebrada Seca	2,75 MW	Ovalle T2	5/6/2019

En todos estos proyectos, los titulares suscribieron contratos, ya sea directamente con CGE o con la Compañía Nacional Fuerza Eléctrica S.A. (“CONAFE”) entidad que -según entendemos- fue absorbida por CGE en julio de 2017, actuando esta última como continuadora en las obligaciones que la distribuidora mantiene con mis representadas.

Desde ese entonces, mis representadas han mantenido su relación contractual con CGE sin mayores contratiempos, inyectando a la red de esta última la energía y potencia generada en estricta conformidad a los criterios de conexión establecidos en la regulación sectorial, el proceso de conexión y a los contratos suscritos.

Sin embargo, mediante carta fechada 18 de enero de 2023 y suscrita por el Sr. Patricio Murga Murga -Gestor de PMGD de CGE- se nos señala que, debido a la entrada en servicio de un nuevo PMGD (Samo Bajo, de 9 MW de capacidad) a la red, la subestación Punitaqui de propiedad CGE Transmisión presentaría limitaciones por transmisión, siendo necesario reducir y limitar la generación de los PMGD conectados a los transformadores de la subestación Ovalle, también operada por CGE.

Así, se remite una “propuesta” de reducción para cada uno de los 16 proyectos de generación conectados a esta última subestación (Ovalle), conforme a las siguientes tablas que contiene la carta:

SE Ovalle Transformador T1 Tabla de Reducción de Potencia para los PMGD										
PMGD	Las Mollacas (alimentador Hospital)	La Chimba Bis (alimentador Hospital)	Anisillo (alimentador Hospital)	Lagunilla (alimentador Recoleta)	Recoleta 2 (alimentador Recoleta)	La Chapeana (alimentador Sotaqui)	Samo Bajo (alimentador Sotaqui)	Green (alimentador Sotaqui)	Campo Lindo Bis (alimentador Socos)	Potencia máxima alcanzable (MW)
Potencia Total (MW)	3	3	9	3	9	3	2,78	9	2,78	41,967
Potencia total a reducir (MW)	Potencia mínima a reducir en cada PMGD (MW)									(MW)
-11,967	-0,806	-0,806	-2,417	-0,806	-2,417	-0,806	-0,747	-2,417	-0,747	30,000

SE Ovalle Transformador T2 Tabla de Reducción de Potencia para los PMGD								
PMGD	Ovalle Norte (alimentador San Luis)	Amparo del Sol (alimentador Quebrada Seca)	Impulso solar Las Lloysas (alimentador Quebrada Seca)	Cesius (alimentador Quebrada Seca)	Aepiceras (alimentador Delta)	Talhue (alimentador Delta)	Alturas de Ovalle (alimentador Delta)	Potencia máxima alcanzable (MW)
Potencia Total (MW)	9	3	2,75	9	9	3	6	41,33
Potencia total a reducir (MW)	Potencia mínima a reducir en cada PMGD (MW)							(MW)
-11,33	-2,442	-0,814	-0,746	-2,442	-2,442	-0,814	-1,628	30,000

Luego, solicita a los PMGDs destinatarios de la instrucción que informen a CGE, “una vez implementada la limitación a objeto de mantener adecuado control operacional y de flujos a través de las instalaciones de la subestación primaria”.

A la aludida misiva, CGE acompaña un documento emitido por la empresa Blue Power, titulado “Análisis de Carga Transformadores. SE Ovalle”, en donde se concluye que “ante



un eventual despacho máximo de los PMGD, la capacidad de los transformadores de poder se puede ver superada dependiendo del comportamiento de las cargas conectadas en cada alimentador durante periodos de demanda mínima" e incorpora la "propuesta" de reducción de energía que luego recoge la carta de CGE. Luego agrega que "[c]on la propuesta de reducción planteada, se disminuirá la exigencia de los transformadores de poder en los periodos donde existe menor demanda de energía por parte de los clientes y máxima generación diurna."

Como podrá apreciar la Sra. Superintendente, lo que pretende hacer CGE es trasladar los efectos -de manera antijurídica- del incumplimiento de sus obligaciones relativas al desarrollo de los Informes de Criterios de Conexión ("ICC") a los PMGD conectados a sus líneas, forzándolos a limitar su potencia y reducir su rendimiento con el objeto de evitar hipotéticas congestiones que nunca debieron existir, de haberse ajustado CGE a sus obligaciones normativas.

## II. LAS COMUNICACIONES DE CGE RESULTAN ININTELIGIBLES Y ESTA PARTE HA SOLICITADO ACLARACIÓN

En primer lugar, es preciso señalar que la carta enviada por CGE vino adjunta a un correo electrónico remitido por don Leonel Aurelio Lemus Toro el 18 de enero de 2023, como se aprecia en la imagen:

De: Leonel Aurelio Lemus Toro <[llemust@CGE.CL](mailto:llemust@CGE.CL)>  
Enviado el: miércoles, 18 de enero de 2023 17:33  
Para: [rocio.espinosa@renovalia.com](mailto:rocio.espinosa@renovalia.com); [rodrigo.cienfuegos@prime-energia.com](mailto:rodrigo.cienfuegos@prime-energia.com); [jose.vegas@interenergy.com](mailto:jose.vegas@interenergy.com); [pierre.boulestreau@cvegroup.com](mailto:pierre.boulestreau@cvegroup.com); Cristian Pizarro <[cristian.pizarro@enerside.com](mailto:cristian.pizarro@enerside.com)>; [oymchile@reden.solar](mailto:oymchile@reden.solar); [jp.schnettler@reden.so](mailto:jp.schnettler@reden.so); [lurritia@reden.solar](mailto:lurritia@reden.solar)  
CC: Patricio Alejandro Murga Murga <[patricio.murga@cge.cl](mailto:patricio.murga@cge.cl)>; MIGUEL ANTONIO MORALES NEIRA <[mmoralesn@cge.cl](mailto:mmoralesn@cge.cl)>; Carlos Andres Fuentes Lobos <[consultorcal@cge.cl](mailto:consultorcal@cge.cl)>; Matias Ignacio Ortiz Santos <[MIORTIZS@CGETRANSMISION.CL](mailto:MIORTIZS@CGETRANSMISION.CL)>; Mario Borquez Rosas <[mborquez@cge.cl](mailto:mborquez@cge.cl)>  
Asunto: Prorratesos SE Punitaqui y SE Ovalle

Sres.

Adjunto carta GACD 0033/2023 en donde se detalla una propuesta con fecha máxima para la implementación de la reducción de generación por parte de los PMGD mas adelante indicados.

Agradeceré puedan confirmar por esta misma vía, que se implementara a mas tardar el día 20 de enero del 2023.

PMGD afectados:

- Las Mollacas
- La Chimba BIS
- Anisillo
- Parque Fotovoltaico Lagunillas
- Recoleta 2
- La Chapeana
- Samo Bajo
- Green
- Campo Lindo Bis.

Atte.

Leonel Lemus Toro  
Jefe COZ

Si bien en el correo electrónico se enumeran solo 9 PMGD que se verían afectados con el curso de acción adoptado por CGE (entre los que aparecen Las Mollacas y La Chapeana), en la carta adjunta a este -GACD 0033/2023- rolan las 16 generadoras a las que se les impone esta limitación, agregándose Las Lloysas, entre otras, al listado.

Del mismo modo, del correo consta que no se trata de una "propuesta" de reducción de potencia, toda vez que CGE exige que se le reporte a más tardar el 20 de enero de 2023 de la implementación de ésta.

Más adelante, vemos que la carta adjunta tampoco es consistente y congruente en su argumentación. Ello, pues mientras en su primer párrafo se refiere a la entrada en



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

operaciones del PMGD Samo Bajo -con una capacidad de inyección de 9MW y con conexión a la subestación Punitaqui- como la causante de la congestión eventual; en los párrafos siguientes se refiere a las cargas de inyección de una subestación distinta (SE Ovalle) y en la tabla incorporada establece que el aludido proyecto (Samo Bajo) tendría una capacidad de 2,78 MW.

Así, no resulta fácil entender a qué subestación se estaría conectando Samo Bajo y los motivos por los que se podría generar la problemática reportada. Es más, del texto de la carta tampoco es posible determinar si la congestión que indica se produciría a nivel de las redes de distribución o del sistema de transmisión zonal, cuestión de suma importancia a efectos de determinar las obligaciones aplicables conforme a la normativa.

Debido a lo anterior, mediante carta suscrita el 8 de febrero de 2023 y remitida a CGE al día siguiente por correo electrónico, mis representadas hicieron presente a su contraparte de las anotadas inconsistencias y, entre otras cosas, solicitaron que:

1. *Precise los hechos en que funda esta propuesta de reducción, exponiendo la falta de congruencia ya descrita entre las distintas partes de su carta;*
2. *Acompañe copia del Informe de Criterios de Conexión ("ICC") del proyecto contingente; y,*
3. *Confirme la instalación que presenta limitaciones, en orden a determinar si la congestión eventual reportada se produciría en instalaciones de distribución o de transmisión;*

Si bien hasta la fecha de presentación de esta reclamación, CGE no ha dado respuesta a nuestra solicitud, el hecho de enviarse una misiva amistosa y exploratoria deja en evidencia que el Grupo DISA actúa plenamente de buena fe, buscando obtener la mayor cantidad de antecedentes de la problemática. Sin embargo, en la carta remitida -que se adjunta- se hace presente también la improcedencia de la limitación que pretende impulsar CGE, instando a ésta a deponer su actuar.

En este contexto, más allá de la imposibilidad jurídica de fondo, tampoco resulta atendible que CGE remita una comunicación con severas fallas para su comprensión, limitando entonces no solo la capacidad de generación de las plantas de mis representadas, sino que también su derecho a defensa.

### **III. CGE DEBIÓ HABER REALIZADO LOS ESTUDIOS NECESARIOS PREVIAMENTE Y REPORTAR EN EL ICC DEL PROYECTO LAS EVENTUALES CONGESTIONES**

Entrando al elemento central de nuestra reclamación, CGE indica en su carta GACD0033/2023 que el motivo de la limitación a la inyección que pretende imponer dice relación con la entrada en operaciones de un nuevo proyecto que se conecta a su red.

De lo anterior se desprende que en los sistemas de transmisión o distribución de CGE se ha previsto una posible congestión al momento de ingresar este nuevo proyecto, cuestión que debió ser evaluada y reportada durante el procedimiento de estudio para la incorporación de la nueva generadora y no intentar solucionarlo ex post, atropellando los derechos ya consolidados de los PMGDs que operan en el sistema.

Dicho de otra manera, sea que se trate de una congestión eventual en los sistemas de transmisión o de distribución, no es procedente que la empresa distribuidora limite la inyección de energía de los proyectos ya existentes y en operación. Lo correspondiente hubiere sido que se le exigiera a la nueva generadora que costeara obras adicionales, en caso de una congestión en los sistemas de distribución, o derechamente limitar la inyección del proyecto nuevo para hacerlo compatible con la capacidad del sistema de transmisión existente, en caso de que se detectare una posible congestión en dicho sistema.



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

La regulación que permite y determina las condiciones de conexión de nuevos PMGDs al sistema interconectado está orientada a evitar congestiones en las redes, y salvaguardar las inversiones y condiciones de los coordinados con instalaciones en funcionamiento. Esto no sólo con el objetivo de dar certeza y estabilidad a los inversionistas, sino también de entregar una señal de localización a los desarrolladores de proyectos, fomentando la instalación en sectores menos saturados y con mayores requerimientos de energía.

En línea con lo anterior, la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE") -cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado consta en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción- en su artículo 149 inciso sexto señala que las obras adicionales necesarias para la inyección de los PMGDs serán financiadas por sus propietarios, de conformidad con el Reglamento. De tal manera, la ley determina a quien corresponde asumir los costos necesarios para la incorporación de una nueva fuente de inyección y establece dos herramientas para la determinación de dichos costos: el ICC y el estudio de conexión.

En efecto, el inciso segundo del artículo 58 del Reglamento, en el párrafo relativo a **la realización de los estudios de conexión necesarios para evaluar el impacto de los PMGD y la emisión del ICC por parte de la empresa distribuidora**, ordena que "[u]na vez emitida la respuesta a la SCR por la Empresa Distribuidora, ésta deberá emitir un ICC, el que deberá contener un informe de costos de conexión de acuerdo a lo señalado en el Capítulo 6 del presente Título **y deberá considerar las conclusiones y resultados de los respectivos estudios de conexión que se hayan realizado para el proyecto PMGD.**" (Destacados añadidos)

Por su parte, el inciso final del artículo 50, a propósito de la respuesta a la Solicitud de Conexión a la Red por parte de la empresa distribuidora, establece que la Norma Técnica de Conexión y Operación ("NTCO") determinará los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa distribuidora en esta etapa, incluyendo el detalle y origen de las previsiones de inyección y retiro de energía de las instalaciones de la red de distribución afectadas. Pues bien, la NTCO de PMGD en instalaciones de media tensión -aplicable a este caso- en su punto 2-23 indica que "[s]i el PMGD no es calificado como INS, la Empresa Distribuidora indicará, a través del formulario de respuesta de la SCR, los estudios técnicos que se deberán **realizar para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y de transmisión zonal asociada.**", y agrega que "[t]ambién se deberá realizar el análisis descrito en el Artículo 2-25 para conocer **el posible impacto que el PMGD tendrá en el sistema de transmisión.** En este caso se deberá considerar todos los Alimentadores que se conectan a la misma subestación primaria, así como también un sistema equivalente que represente la modelación del sistema interconectado". (Destacados añadidos).

Respecto de las posibles congestiones en las redes de distribución que se identifiquen en los señalados informes y estudios, la regulación indica que, cuando se haya determinado que el PMGD produce un impacto significativo en la red de distribución, se requerirá la realización de obras adicionales, adecuaciones o ajustes para su conexión u operación, cuyos costos serán incorporados en el ICC. El Reglamento establece claramente que el interesado que no esté disponible para el financiamiento de dichas obras adicionales o ajustes puede optar por reducir los valores de capacidad instalada y capacidad de inyección a la red incorporados en su SCR (artículos 54 y 56).

Al respecto, la NTCO establece los criterios, metodologías y estudios que se deben utilizar para determinar el impacto que la conexión de un PMGD genera en un punto de conexión y su zona adyacente a la red de distribución, así como la capacidad instalada y de inyecciones máximas en el punto de la red sobre los cuales proceden estudios de conexión que determinen la necesidad de obras adicionales (artículo 85 de Reglamento).



Continuando con la revisión normativa, en referencia a la red de transmisión el artículo 63 del Reglamento impone a la empresa distribuidora la obligación de detección de posibles congestiones en la red, mediante el estudio de flujo de potencia. En efecto, la citada norma establece que cuando los “estudios de conexión adviertan una **posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba** de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, **la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión** de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución”. (art 88, Reglamento) (Destacados añadidos)

De este modo, la NTCO detalla que el formulario de envío de ICC debe contener “el flujo de potencia e identificación de escenarios de posibles congestiones en transmisión zonal” y el informe de estudios de flujo de potencia, y que los estudios para determinar el impacto del PMGD entrante en el sistema de transmisión, deben “considerar todos los Alimentadores que se conectan a la misma subestación primaria, así como también un sistema equivalente que represente la modelación del sistema interconectado”. Para ello, cuando se constate que existe inversión de flujo en la cabecera del alimentador conectado a la subestación primaria a la cual se conecta el PMGD, debe ampliarse el análisis a todos los alimentadores de la subestación y a las redes zonales, lo que permitirá determinar la existencia de congestiones en el transformador y en las líneas zonales. (art. 2-12 y 223 y 2-25, NTCO)

De conformidad con lo anterior, el artículo 88 del Reglamento indica que las restricciones deben quedar consignadas en el ICC y “**serán una condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución**”. Es decir, el PMGD no puede entrar en operación si no sujeta su inyección a las restricciones que imponen las congestiones de transmisión, de forma tal de no afectar las redes y la generación instalada en la zona.

La regulación vigente no establece la posibilidad de que las distribuidoras limiten las inyecciones de los PMGDs instalados en razón del ingreso de un nuevo PMGD que provoque congestión en las líneas. El Reglamento sólo contempla dichas limitaciones en caso de contingencias y por decisión e instrucción del Coordinador, de acuerdo con las directrices contenidas en el artículo 102 de dicho cuerpo reglamentario y en el artículo 2-14 de la NTCO.

Así las cosas, las empresas distribuidoras no están facultadas para limitar las inyecciones de PMGDs instalados, y les corresponde limitar previamente las inyecciones de los PMGDs durante la etapa de estudios previa a la conexión, en particular en el ICC, para efectos de evitar posibles congestiones.

Es más, el artículo 102 del Reglamento establece una hipótesis de limitación de inyección a prorrata de la capacidad de los PMGD, no obstante, esta **instrucción debe ser dictada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional** y solo sustentado en una **contingencia que ponga en riesgo la seguridad en el sistema eléctrico**.

En el caso que nos convoca no se verifica ninguna de los requisitos, dado que se trata de una orden emitida de la propia distribuidora CGE y, en segundo lugar, difícilmente se puede considerar que la congestión es producto de una contingencia -entendida como una situación que excede a la debida previsión- dado que la congestión detectada se generaría por la conexión de nuevos proyectos (cuestión totalmente bajo el control de CGE) y no por la pérdida de capacidad del sistema o alguno de sus componentes.



IV. EL ANÁLISIS DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE LA SUBESTACION OVALLE PODRÍA DAR CUENTA DE INCUMPLIMIENTOS EN EL ACCIONAR DE CGE

Como se indicó anteriormente, CGE acompañó un documento emitido por la empresa Blue Power, titulado “Análisis de Carga Transformadores. SE Ovalle”, que incorpora la señalada “propuesta” de reducción de energía que luego recoge la carta de CGE.

No obstante, este informe -en la que se ampara la propuesta de reducción de potencia- tiene una serie de informaciones que no resultan claras o acertadas y, por tanto, deben ser clarificadas o corregidas, ya que el informe no es claro respecto al impacto generado por Samo Bajo en las redes e, incluso, es posible inferir que la congestión se debe a graves inobservancias regulatorias de CGE.

El referido informe da cuenta de que la capacidad de los transformadores T1 y T2 de 30 MW en diversos períodos de tiempo se encontraría sobre el 90% de carga en sus límites de potencia, pudiendo alcanzar 41,967 y 41,33 MW respectivamente. Ello, de acuerdo a lo señalado por CGE derivado la puesta en funcionamiento de la central Samo Bajo.

No obstante, considerando que, conforme al mismo informe, la central Samo Bajo tiene una potencia de 2,78 MW, no se entiende cómo se podría producir una congestión de tal envergadura en las líneas, que fuerce una reducción total de 23,297 MW, es decir, muy superior a la inyección del proyecto que se dice contingente.

Por otro lado, el informe considera en su análisis una serie de centrales conectadas al T1 o T2 de la Subestación Ovalle, a través de alguno de sus alimentadores.

En ese contexto, podemos reconocer al menos cuatro proyectos de alta capacidad de inyección (9 MW) con puesta en servicio durante 2022, que podrían explicar con mucho mayor acierto la potencial congestión detectada por CGE, los cuales rolan en el informe de Blue Power con su nombre anterior. Nos referimos a:

NUP	Nombre	Operador	Entrada en operación	Alimentador
2663	Anakena (Green)	Fontus Prime Solar SpA	10/5/2022	Sotaqui
2664	Pastrán (Anisillo)		8/6/2022	Hospital
2665	Sunhunter (Aegeciras)		10/8/2022	Delta

A estos proyectos debemos adicionar otros dos que estarían en pruebas, ambos de 9 MW: “FV Recoleta” (Recoleta 2), de Diego de Almagro Solar 3 S.A., y “Granate” (Ceius) del operador Fontur Prime Solar SpA.

Desconocemos si GGE ha realizado los pertinentes estudios de congestión de su red de transmisión y/o distribución durante la tramitación de estos proyectos, sin embargo, resultaría sumamente llamativo que éstos se hayan confeccionado adecuadamente y no hayan reportado potenciales problemas de congestión en transmisión. Así, se hace esencial que la Sra. Superintendente requiera a CGE de la remisión de estos estudios a fin de analizarlos en profundidad y determinar si contienen el análisis de congestión en transmisión mandado por la regulación.

Con todo, no es posible descartar que estemos ante un escenario sumamente complejo, dado que sería posible inferir que CGE no realizó los estudios de flujo de potencia correspondientes para varios de los PMGDs que se han conectado e inyectan a la subestación Ovalle en los últimos años, lo que importaría un severo incumplimiento de una obligación vigente desde octubre de 2020, cuando se publicó el Reglamento.



## **V. CGE NO HABRIA DADO CUMPLIMIENTO A SUS OBLIGACIONES DE INFORMACIÓN**

*De conformidad con lo dispuesto en el artículo 63 del Reglamento, CGE debió informar los datos de conexión del proyecto Samo Bajo y de todos los demás recientemente conectados a todos los interesados ubicados en la zona adyacente al punto de conexión que cuentan con una SCR o ICC vigente. No obstante, mis representadas no han recibido tales informes ni mucho menos han sido alertadas de la conexión de proyectos que pudieran generar problemas de congestión en las líneas de distribución o transmisión de CGE, a fin de presentar sus objeciones y reclamaciones en las instancias pertinentes.*

*De este modo, no ha sido posible para mi representada estudiar la vigencia e idoneidad del ICC y las condiciones que éste establece, ni tampoco revisar la existencia y validez de los estudios de conexión y congestiones de transmisión detectadas; lo que representaría una nueva desprolijidad e infracción de CGE al proceso de conexión de un nuevo PMGD y da cuenta un incumplimiento de sus obligaciones.*

## **VI. NO PROCEDE MODIFICAR CONDICIONES CONTRACTUALES CONSOLIDADAS POR HECHOS SOBREVINIENTES QUE LE SON INOPONIBLES A MIS REPRESENTADAS**

*No hay que perder de vista que, sin perjuicio de encontrarse regulada por normas especiales y fiscalizada por organismos públicos o semipúblicos, la relación entre CGE y mis representadas se encuentra plasmada en un contrato de conexión.*

*Es mediante dicho instrumento en que ambas partes han establecido las obligaciones recíprocas generadas en el marco del proceso regulado de conexión -en este caso, bajo el imperio del antiguo reglamento que constaba en Decreto N° 244, de 2005- y del que forman parte integrante los respectivos ICC, aceptados por mis representadas, que incluso involucraron el pago costos administrativos y realización de estudios.*

*En dichos ICC -que se adjuntan- CONAFE realiza el análisis de los estudios de conexión y dispone que cada una de ellas no altera el comportamiento de las redes de su administración, agregando que las redes tienen la capacidad para el transporte de la energía, **conforme a la capacidad de inyección de las plantas respecto a la cual prestan su conformidad.***

*De esta manera, todas mis representadas acordaron con CONAFE o CGE la inyección de hasta el total de su capacidad -sin limitación- a las redes de distribución y transmisión, sin que los contratos o la regulación establezcan un mecanismo que altere tal relación, mucho menos de manera unilateral por parte del distribuidor; cuestión que se aviene plenamente a lo dispuesto por el artículo 38 del Reglamento, que dicta que "[l]as Empresas Distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente."*

*No está de más recordar que los artículos 1545 y 1546 del Código Civil imponen dos reglas cruciales para el ordenamiento jurídico. Se trata del pacta sunt servanda, es decir que todo contrato legalmente celebrado es una ley para los contratantes, y de la obligación de ejecutar los contratos de buena fe.*

*Por otro lado, es necesario agregar que la regulación de PMGD busca proteger a esta clase de generadores de energía limpia en su relación normalmente desigual o asimétrica frente los distribuidores, pero también frente a otros PMGD. Ello consta en la especial preocupación del regulador en el respeto al orden de prelación de las SRC en trámite y ante*



los proyectos ya en operación, justamente para evitar que la entrada de nuevos generadores afecte las condiciones ya asentadas respecto de otros previos.

En el caso concreto, CGE pretende desconocer sus obligaciones contractuales para con mis representadas con el (presumible) único objetivo de permitir el ingreso de un nuevo PMGD a su red, pese a que ésta no tiene la capacidad de transmisión (o distribución) suficiente para albergarlo. No obstante, pese a denegar o limitar al proyecto contingente su inyección, lo que pretende hacer es repartir los perjuicios en todos los PMGD existentes, sin contar con autorización legal, reglamentaria o contractual para hacerlo.

Hemos visto que las congestiones reportadas no son responsabilidad de mis representadas y, por tanto, corresponde a un asunto inoponible a éstas, no pudiendo resultar perjudicada por eventuales errores o negligencias de terceros, en este caso CGE.

## **VII. LA REDUCCIÓN PROPUESTA AFECTA GRAVENTE A MIS REPRESENTADAS**

Como elemento final, es menester cuantificar los perjuicios que la improcedente propuesta de limitación genera en mis representadas, debido a que las plantas aludidas del grupo DISA podrían inyectar una menor cantidad de potencia y, por tanto, obtendrían menores réditos económicos en sus operaciones.

Como podrá apreciar la Sra. Superintendente, los proyectos denominados La Chapeana, Las Mollacas y Las Lloyas tiene, en su conjunto, una capacidad de 8,75 MW. Sin embargo, con la limitación impuesta por CGE, su capacidad se vería disminuida a tan solo 6,392 MW, es decir, **casi un 28% menos**; lo que naturalmente genera efectos económicos perjudiciales al punto de afectar gravemente los equilibrios de las cuantiosas inversiones de mis representadas en el desarrollo de los proyectos y que, de manera estimativa, pudieran disminuir en cerca de USD\$250.000.- los ingresos de mis representadas.

En ese sentido, mis representadas se reservan todas las acciones y derechos para obtener resarcimiento por los perjuicios que los incumplimientos de CGE le puedan causar.

## **VIII. CGE DEBE REALIZAR LAS OBRAS DE AMPLIACIÓN PERTINENTES PARA EVITAR CONGESTIONES EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y/O DISTRIBUCIÓN**

Sin perjuicio que la ampliación de las líneas de transmisión debe enmarcarse en el plan anual de expansión fijado por el Ministerio de Energía, el artículo 102 de la LGSE permite la incorporación de nuevas obras al sistema eléctrico, “siempre y cuando la ejecución de estas obras haya sido autorizada previa y excepcionalmente por la Comisión, previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el Coordinador, de acuerdo a lo que señale el reglamento.”

De esta manera, detectados -aunque tardíamente- los problemas de congestión en las redes de CGE, es necesario que la distribuidora inicie los trámites extraordinarios ante la Comisión Nacional de Energía y lleve a cabo, con premura, la expansión de la capacidad de la Subestación Ovalle y de sus líneas de transmisión zonales adyacentes; o bien, realice las obras adicionales necesarias en sus redes de distribución.

En el intertanto y en línea a lo que se viene señalando, no procede que se autorice la puesta en servicio de ningún nuevo proyecto (incluido Samo Bajo) que pudiera generar o agudizar la anotada congestión, por lo que se solicita a la Sra. Superintendente que disponga de dicho deber de abstención a quien corresponda.



**POR TANTO,**

**SE SOLICITA A LA SEÑORA SUPERINTENDENTA,** tener por presentado reclamo en el marco del artículo 121 del Reglamento, darle debida tramitación y, en su mérito, acogerlo, y:

- a) Ordenar a CGE que deponga la limitación de inyección impuesta propuesta a mis representadas;
- b) Instruir a CGE para que en el más breve plazo realice los trámites necesarios para incorporar las ampliaciones necesarias a la Subestación Ovalle y de sus líneas adyacentes, a fin de satisfacer sus obligaciones contractuales y regulatorias;
- c) Ordenar a quien corresponda suspender la entrada en operación del proyecto Samo Bajo o cualquier otro que pueda generar o agudizar los problemas de congestión, mientras no se realicen los ajustes a su sistema; y/o
- d) Declarar que CGE no ha cumplido con su obligación de realizar los estudios de congestión de transmisión para los proyectos conectados o en proceso de construcción o instalación a la subestación Ovalle; (...)"

2º. Que, mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°169.512, de fecha 25 de abril de 2023, esta Superintendencia declaró admisible la presentación de las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA, dando traslado de esta a la empresa Compañía General de Electricidad S.A..

3º. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°215.052, de fecha 11 de mayo de 2023, la empresa Compañía General de Electricidad S.A. dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°169.512, señalando:

“(…) Mediante la presente, damos respuesta a su requerimiento de información contenido en el ordinario de la referencia, dando cuenta a esta Autoridad -de manera fundada y detallada-, de todos los antecedentes con que cuenta Compañía General de Electricidad S.A., en adelante CGE, en relación a la controversia presentada por Las Mollacas SpA, Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA relacionada con los pequeños medios de generación distribuida (en adelante, PMGD) Las Mollacas, La Chapeana e Impulso Solar Las Lloyas, números de proceso de conexión 121, 144 y 1432 respectivamente.

**1. - Antecedentes del proyecto:**

- i. Con fecha 12 de enero de 2023, se conecta en el alimentador Sotaqui de SE Ovalle, el PMGD Samo Bajo Bis, número de proceso de conexión 4066, de 2.78 MW de potencia, con lo que los proyectos conectados a alimentadores asociados a SE Ovalle queda de la siguiente forma:

N°	NOMBRE	POTENCIA	ALIMENTADO	SUBESTACI	ESTADO	PES F9
4066	Samo Bajo Bis	2.78	SOTAQUI	Ovalle	Conectado	12/01/2023
2641	Aegice ras	9	Delta	Ovalle	Conectado	10/08/2022
2762	Recoleta 2	9	Recoleta	Ovalle	Conectado	29/06/2022
5116	Cesius	9	Quebrada	Ovalle	Conectado	29/06/2022
2742	Anisillo	9	Hospital	Ovalle	Conectado	08/06/2022
2743	Green	9	Sotaqui	Ovalle	Conectado	10/05/2022
2366	Campo Lindo Bis	2.78	Socos	Ovalle	Conectado	31/03/2021
4237	Parque Ovalle Norte	9	San Luis	Ovalle	Conectado	30/12/2020
2067	La Chimba Bis	3	Hospital	Ovalle	Conectado	14/05/2020
1432	Impulso Solar Las Lloyas	2.75	Quebrada	Ovalle	Conectado	28/01/2019
1980	Parque Solar Fotovoltaico Talhuén	3	Delta	Ovalle	Conectado	15/05/2018
596	Proyecto Fotovoltaico Amparo del Sol	3	Quebrada	Ovalle	Conectado	15/03/2018
376	Parque Fotovoltaico Alturas de Ovalle	6	Delta	Ovalle	Conectado	30/11/2016
121	Las Mollacas	3	Hospital	Ovalle	Conectado	19/01/2016



144	La Chapeana	3	SOTAQUI	Ovalle	Conectado	19/01/2016
123	Parque fotovoltaico Lagunilla	3	Recoleta	Ovalle	Conectado	11/11/2015

- ii. En virtud que la anterior configuración genera una congestión de las instalaciones de transmisión zonal, el 18 de enero de 2023, mediante carta GACD 0033/2023, CGE envía una solicitud de limitación de generación de modo de mantener y garantizar la seguridad de la operación de la red, acompañado de los respectivos estudios de congestiones en transmisión zonal.
- iii. Adicionalmente, CGE solicita un nuevo pronunciamiento al Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante CEN, para referirse a las limitaciones en generación en las centrales asociadas a SE Ovalle. Lo anterior fue respondido mediante carta DE 00810-23 de 17 de febrero de 2023, indicando que se aplique una limitación a prorratas de las potencias instaladas de los parques.

## 2. - Origen de la controversia:

La controversia presentada por Las Mollacas SpA, Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloysas SpA tiene su origen en discrepancia en contra de CGE, respecto a las limitaciones de inyección presentadas por la Empresa Distribuidora a los sistemas de generación de propiedad de la Reclamante, motivo de la entrada en servicio de nuevos PMGD asociados a la S/E Ovalle.

## 3. - Posición de CGE en relación a la controversia planteada:

CGE ha actuado conforme lo establecido en la normativa vigente, en particular el Artículo 102° de DS. 88, que dispone:

“Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.”

Por otro lado, debido a que la facultad para limitar inyecciones corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), este se ha pronunciado en la línea de aplicar una limitación de las inyecciones a prorrata de las potencias instaladas de los PMGDs, que se refleja en Carta DE 00810-23- de fecha 17 de febrero de 2023, que prescribe:

“En relación con el tratamiento de las posibles congestiones, en el caso de verificar su existencia por inyección de un PMGD en alguna instalación de transmisión zonal, el procedimiento de limitación de las inyecciones de las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de la instalación afectada, para que sus excedentes no superen la capacidad nominal (mientras no se ejecuten obras de ampliación necesarias en dicha instalación), indica que las congestiones deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de sus inyecciones, a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación.”

En la misma línea, se refuerza lo indicado, en el Informe: Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD. Artículo 14° - Norma Técnica de Conexión y Operación PMGD - año 2022 CEN, que señala:

“8. ANEXO TRATAMIENTO DE PRORRATAS EN CASO DE EXISTENCIA DE CONGESTIONES POR INYECCIÓN DE PMGD EN INSTALACIÓN ZONAL.

En el caso de verificar la existencia de congestiones por inyección de un proyecto PMGD en alguna instalación zonal, el procedimiento de limitación de las inyecciones de las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de la instalación afectada, para que sus



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

*excedentes no superen la capacidad nominal (mientras no se ejecuten obras de ampliación necesarias en dicha instalación), indica que las congestiones deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de sus inyecciones, a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación. Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el artículo 102° del DS88-2019, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, situación que será instruida por el CDC de este Coordinador al respectivo Centro de Control.” (Cfr. informe pág. 324)*

*Por último, el procedimiento adoptado cumple con lo indicado en Ley 20936 Artículo 79°:*

*"Definición de Acceso Abierto. Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, ..."*

*Por todo lo anterior, CGE ha actuado conforme a la normativa y el reglamento vigente, cumpliendo a cabalidad lo dispuesto y exigido por estas, por lo que el reclamo interpuesto por la empresa Energía Renovable Olmo SpA, carece de fundamento en relación con cada una de las peticiones indicadas. (...)"*

**4º.** Que, por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°179.815, de fecha 03 de julio de 2023, esta Superintendencia dio traslado de la presentación de las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA, a la empresa Samo Bajo SpA, requiriendo que informe fundada y detalladamente respecto de la materia en cuestión.

**5º.** Que, a través de la carta ingresada a esta Superintendencia con N°223.632, de fecha 06 de julio de 2023, la empresa Samo Bajo SpA solicitó una extensión del plazo para dar respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°179.815, solicitud concedida por esta Superintendencia por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°180.862, de fecha de 10 de julio de 2023.

**6º.** Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°224.746, de fecha 13 de julio de 2023, la empresa Samo Bajo SpA, dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°179.815, señalando:

*“(...) Por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°179815, de fecha 3 de julio de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dio traslado a mi representada (“Traslado”) respecto a la controversia presentada por las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA (las “Reclamantes”), en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A, en relación con la aplicación del Decreto N°88, del año 2019, del Ministerio de Energía, “Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala” (“Decreto N°88”), relacionado con el Pequeño Medio de Generación Distribuida (“PMGD”) denominado Samo Bajo Bis, de propiedad de mi representada, otorgando un plazo de 5 días hábiles para tal efecto, el cual fue ampliado por el Oficio Ordinario Electrónico N°180862, de 10 de julio de 2023.*

*Que, encontrándonos dentro de plazo, por medio de la presente mi representada viene en evacuar el Traslado conferido, solicitando desde ya que se rechace la controversia presentada por las Reclamantes, en virtud de los argumentos que se pasan a exponer a continuación.*

## **I. ANTECEDENTES**

### **1. Antecedentes del proceso de conexión del PMGD Samo Bajo.**

*Con fecha 11 de enero de 2018, Renovalia Chile Cinco S.A., hoy Samo Bajo SpA, presentó*



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

la respectiva Solicitud de Conexión a la Red ante la Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE" o "Distribuidora") para conectar la planta solar denominada "Samo Bajo Bis", hoy "Samo Bajo", de una potencia de 2,78 MW ("Proyecto"), al punto de conexión placa poste N°557752, del alimentador Sotaquí, relacionado a la Subestación Primaria Ovalle.

Luego de la correcta tramitación del procedimiento de conexión ante CGE, dando estricto cumplimiento a las obligaciones establecidas en el Decreto N°244, el cual fue derogado por el Decreto N°88, así como en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, de julio de 2019 ("NTCO PMGD"), CGE emitió el Informe de Criterios de Conexión ("ICC") del Proyecto el día 14 de septiembre de 2021. Dicho ICC fue puesto a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, de acuerdo a lo prescrito por el artículo 63 del Decreto N°88.

Posteriormente, por medio de la Resolución Exenta N°305, de fecha 26 de abril de 2022, la Comisión Nacional de Energía ("CNE") declaró en construcción el Proyecto. Conforme a lo establecido en los artículos 75 y 76 del Decreto N°88, con fecha 20 de mayo de 2022, mi representada dio aviso al Coordinador, a la CNE, y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC") de la fecha estimada de interconexión.

A continuación, y sujetándose a la normativa vigente aplicable, mi representada inició y dio término a la Puesta en Servicio del Proyecto el día 12 de enero de 2023. Posterior al término de la dicha etapa, Samo Bajo SpA solicitó la entrada en operación al Coordinador Electrónico Nacional ("Coordinador"), por medio de la Carta N°20230118-1, conforme lo establece el artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y el artículo 83 del Decreto N°88.

Finalmente, por medio de la carta DE00519-23, de 1 de febrero de 2023, el Coordinador autorizó la entrada en operación del Proyecto, a partir del día 12 de enero de 2023, **por lo cual, desde esa fecha**, el Proyecto se encuentra en plena operación. Conforme a lo establecido en el artículo 5-22 de la NTCO PMGD, dicha comunicación también fue dirigida a la SEC y a la CNE.

## **2. Controversia presentada por las Reclamantes y solicitudes realizadas a la SEC.**

Con fecha 15 de febrero de 2023, esto es, con posterioridad a la entrada en operación del Proyecto, las Reclamantes presentaron una controversia ante esta Superintendencia, en contra de CGE ("Reclamo"), por las limitaciones aplicadas por CGE en la Subestación Ovalle ("SE Ovalle"), en virtud de las congestiones detectadas por la entrada en operación del proyecto "Samo Bajo"; limitaciones que fueron informadas por medio de la carta GACD 0033/2023, de fecha 18 de enero de 2023, a todos los proyectos cuyos alimentadores se encontraban conectados a la SE Ovalle. La reducción instruida por CGE mediante la referida carta fue por un total de 23,297 MW.

Hacemos presente que en su carta GACD 0033/2023, de fecha 18 de enero de 2023, CGE indica que el PMGD Samo Bajo tiene una capacidad de inyección de 9 MW, en circunstancias que su capacidad es de 2,78 MW.

En la controversia presentada, dichas compañías alegan entre otras materias, que CGE no habría aplicado los criterios correctos en los procesos de conexión tramitados ante la misma y que, conforme a lo regulado en el artículo 88 del Decreto N°88, se debió limitar las inyecciones de los proyectos tramitados con anterioridad a aquellos de su titularidad, debiendo la Distribuidora haber detectado en etapas tempranas las congestiones a nivel de los sistemas de transmisión o distribución; no correspondiendo que se limite la inyección de



energía de proyectos existentes y en operación<sup>1</sup>.

Agregan que, lo que pretende hacer CGE, es trasladar los efectos -de manera antijurídica- del incumplimiento de sus obligaciones relativas al desarrollo de los Informes de Criterios de Conexión ("ICC") a los PMGD conectados a sus líneas, forzándolos a limitar su potencia y reducir su rendimiento con el objeto de evitar hipotéticas congestiones que nunca debieron existir, de haberse ajustado CGE a sus obligaciones normativas<sup>2</sup>.

En particular, y dentro de las solicitudes presentadas, se requiere a la SEC instruir lo siguiente:

- a) Ordenar a CGE que deponga la limitación de inyección impuesta propuesta a mis representadas;
- b) Instruir a CGE para que en el más breve plazo realice los trámites necesarios para incorporar las ampliaciones necesarias a la Subestación Ovalle y de sus líneas adyacentes, a fin de satisfacer sus obligaciones contractuales y regulatorias;
- c) Ordenar a quien corresponda suspender la entrada en operación del proyecto Samo Bajo o cualquier otro que pueda generar o agudizar los problemas de congestión, mientras no se realicen los ajustes a su sistema; y/ o
- d) Declarar que CGE no ha cumplido con su obligación de realizar los estudios de congestión de transmisión para los proyectos conectados o en proceso de construcción o instalación a la subestación Ovalle".

Al respecto, por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°179815, de 3 de julio de 2023, esta Superintendencia dio traslado a Samo Bajo SpA de la controversia presentada por las Reclamantes, otorgando un plazo de 5 días hábiles para evacuarlo. En virtud de la solicitud presentada por mi representada con fecha 6 de julio de 2023, la SEC otorgó una extensión del referido plazo, por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°180862, de fecha 10 de julio de 2023. Por tanto, la evacuación de este traslado es realizada dentro del plazo conferido por la SEC.

Conforme se expondrá a continuación, las solicitudes contenidas en la controversia presentada ante la SEC deben ser rechazadas, en cuanto carecen de sustento tanto legal como técnico que permitan dar lugar a dichas solicitudes, en particular, las señaladas en los literales a), c) y d).

A su vez, se mostrará que mi representada ha cumplido con todas y cada una de las etapas del proceso de conexión hasta la entrada en operación del Proyecto.

### **3. Limitación de inyecciones de proyectos PMGD por eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal.**

La normativa aplicable es el Decreto N°88 y la NTCO PMGD. Dicha regulación contempla dos instancias en las cuales se puede limitar las inyecciones de un proyecto PMGD:

- (a) Tramitación del proceso de conexión de un proyecto (art. 88 del Decreto N°88);
- (b) Contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, tales como congestiones a nivel de transmisión (art. 102 del Decreto N°88,

<sup>1</sup> Así las cosas, las Reclamantes alegan que: "sea que se trate de una congestión eventual en los sistemas de transmisión o de distribución, no es procedente que la empresa distribuidora limite la inyección de energía de los proyectos ya existentes y en operación. Lo correspondiente hubiere sido que se le exigiera a la nueva generadora que costeara obras adicionales, en caso de una congestión en los sistemas de distribución, o derechamente limitar la inyección del proyecto nuevo para hacerlo compatible con la capacidad del sistema de transmisión existente, en caso de que se detectare una posible congestión en dicho sistema" [...] "sería posible inferir que CGE no realizó los estudios de flujo de potencia correspondientes para varios de los PMGDs que se han conectado e inyectan a la subestación Ovalle en los últimos años, lo que importaría un severo incumplimiento de una obligación vigente desde octubre de 2020, cuando se publicó el Reglamento". Reclamo, p. 4 y p.8.

<sup>2</sup> Reclamo, p.2.



arts. 2- 14 y 2-15 de la NTCO PMGD).

Este segundo caso es el que ha sido aplicado a los proyectos objeto del Reclamo.

**a) Limitación de inyecciones en proceso de tramitación del proceso de interconexión de un proyecto.**

Al respecto, el artículo 88 del Decreto N°88 establece que si los estudios técnicos advierten una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al punto de conexión del PMGD.

*“[...] la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución”.*

**b) Contingencias que pongan el riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, tales como congestiones a nivel de transmisión.**

La referida normativa establece que, en caso de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, como lo son eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal producto de la operación de proyectos PMGD, corresponde que el Coordinador adopte las medidas respectivas, pudiendo limitar las inyecciones de dichos proyectos por aplicación del artículo 102 del Decreto N°88.

Así las cosas, el aludido artículo 102 establece lo siguiente:

*“En el caso que sea necesario limitar las inyecciones que los PMGD puedan evacuar al sistema debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones siguiendo un criterio de eficiencia económica según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMGD (...) En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos”.*

En consistencia con el citado artículo, el artículo 2-14 de la NTCO PMGD indica que es el Coordinador quien debe instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones para solucionar dichas congestiones, y la instrucción específica deberá ser realizada por medio de los “Centros de Control responsables de la operación de la subestación primaria de distribución o bien a los propietarios de los PMGD, por intermedio de las Empresas Distribuidoras”.

Al respecto, la limitación de inyecciones aplicada a los PMGD cuyos alimentadores respectivos se encuentran conectados a la SE Ovalle deben ser limitados a prorrata de su capacidad instalada, considerando que los mismos cuentan con igual costo, al ser todos ellos de tecnología fotovoltaica, debiendo ser considerados con la misma prioridad en el respectivo listado de colocación que se debe elaborar para limitar las inyecciones de los PMGD.

En tal sentido, en virtud de congestiones en la SE Ovalle, por medio de la carta GACD 0033/2023, de 18 de enero de 2023, CGE informó a todos los proyectos conectados a dicha subestación que debían realizar reducciones en sus inyecciones. Mi representada implementó diligentemente dicha instrucción, restringiendo sus inyecciones de energía a partir del 1 de febrero de 2023<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Carta N°20230130-1, de fecha 30 de enero de 2023, mediante la cual se da respuesta a la carta GACD 0033/2023, de CGE.



Ahora bien, las Reclamantes señalan que las limitaciones de potencia debieron aplicarse a mi representada en concordancia con lo previsto en el artículo 88 del Decreto N°88, en el sentido de haberse consignado en su ICC las limitaciones de potencia que correspondieran en base a los estudios de conexión, en vez de las limitaciones efectivamente aplicadas en base al artículo 102 del Decreto N°88. No obstante lo anterior, en la sección siguiente se demuestra que no correspondía consignar limitaciones de inyección en el ICC de Samo Bajo.

En efecto, el precepto que se debe aplicar corresponde al artículo 102 del Decreto N°88, ya que al existir congestiones en instalaciones de transmisión (en este caso es la SE Ovalle), se deben limitar las inyecciones de los proyectos PMGD conectados a los alimentadores de dicha instalación, para que sus excedentes no superen la capacidad nominal de dicha subestación aplicando el criterio dispuesto en el referido artículo 102 del Decreto N°88.

## **II. SOBRE LA IMPROCEDENCIA DE LAS SOLICITUDES REALIZADAS POR LAS RECLAMANTES**

### **1. No es procedente suspender la entrada en operación de Samo Bajo: Existe un procedimiento especialísimo para la suspensión (o cese de operaciones) de un proyecto PMGD (unidad generadora) y no se dan los supuestos para tal suspensión.**

En relación a la solicitud planteada por las Reclamantes, referida a la suspensión de la entrada en operación del proyecto de mi representada, hacemos presente que la misma es improcedente, en virtud de las razones que se exponen a continuación.

#### **a) Extemporaneidad de la solicitud.**

Las Reclamantes solicitan, en el literal c) de su petitorio, “Ordenar a quien corresponda suspender la entrada en operación del proyecto Samo Bajo o cualquier otro que pueda generar o agudizar los problemas de congestión, mientras no se realicen los ajustes a su sistema”.

La solicitud de las Reclamantes es completamente extemporánea y en los hechos no puede realizarse, puesto que la entrada en operación del Proyecto se autorizó con fecha 12 de enero de 2023, mediante carta de fecha 1 de febrero de 2023 por el CEN, esto es, con anterioridad a la fecha de interposición del Reclamo; por lo tanto, no es posible suspender la entrada en operación, es decir, evitar una entrada en operación que ya ocurrió.

#### **b) Procedimiento reglado para cesar la operación de proyectos de generación.**

A mayor abundamiento, hacemos presente que la normativa vigente ha regulado específicamente el retiro, modificación relevante, desconexión o cese de operaciones de los proyectos de generación de energía. Dicha regulación no considera como criterio para interrumpir la operación de un PMGD lo alegado por las Reclamantes. Más aún, lo solicitado se encuentra fuera de las competencias de la SEC.

El artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) establece que:

“El retiro, modificación relevante, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de unidades del parque generador y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, con una antelación no inferior a veinticuatro meses en el caso de unidades generadoras (...)”.

El citado artículo indica una excepción al cumplimiento del referido plazo, puntualizando



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

que sólo en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión Nacional de Energía podrá eximir del cumplimiento del mismo. La regulación aplicable específicamente a los proyectos PMGD se encuentra contenida en los artículos 104 a 107 del Decreto N°88.

Atendido a lo anterior, le compete a la Comisión Nacional de Energía, previo informe de seguridad del Coordinador, y no a la SEC, autorizar una suspensión de la operación de un proyecto, siempre y cuando la misma no signifique un riesgo para la seguridad del sistema. Por lo tanto, no es posible para la SEC acceder a la solicitud planteada por las Reclamantes.

Lo anterior sin perjuicio que, en este caso, además, no procede legalmente acceder a la suspensión de la entrada en operación ni de la operación misma del Proyecto dado que las alegaciones de las Reclamantes carecen de sustento jurídico y técnico. Se aduce que los estudios de conexión del proyecto Samo Bajo se habrían realizado en contravención a lo estipulado en el artículo 88 del Decreto N°88, lo cual es incorrecto como se dará cuenta en el capítulo siguiente.

**2. Solicitud de las Reclamantes de que se declare que CGE no cumplió con su obligación de realizar los estudios de congestión de transmisión para los proyectos conectados o en proceso de construcción o instalación a la subestación Ovalle.**

**a) Inexistencia de causales y preclusión de la oportunidad para revisar estudios sistémicos del Proyecto.**

Las Reclamantes aducen que CGE no habría revisado correctamente los estudios de congestión del Proyecto y que, de haberlo hecho, debió consignar en el ICC del Proyecto limitaciones a sus inyecciones debido a la existencia de congestiones<sup>4</sup>. Para verificar si efectivamente procedían tales restricciones, sería necesario realizar nuevos estudios sistémicos del Proyecto. Ello no es posible pues la normativa no permite hacer revisión de estudios por las causales sostenidas por las Reclamantes. Además, como se indicará en la letra b) siguiente, los estudios fueron correctamente revisados por CGE.

Resulta trascendental detenerse en las instancias que ha contemplado la normativa para la revisión de los estudios de conexión de un proyecto PMGD.

El artículo 2-1 de la NTCO PMGD regula en qué casos se puede realizar una reevaluación de los estudios de conexión y de los costos de conexión de un proyecto PMGD, acotando esa posibilidad a sólo 2 casos:

- (i) Vencimiento de un ICC de un proyecto precedente;
- (ii) Desistimiento de un ICC de un proyecto precedente.

Asimismo, dicha disposición es expresa en señalar que la revisión de los estudios de un PMGD sólo puede realizarse en la ventana de tiempo que va entre **la emisión del ICC y la entrada en operación del PMGD**. Es decir, los estudios de conexión de un PMGD no pueden ser revisados para determinar potenciales limitaciones en un ICC con posterioridad a la entrada en operación de un PMGD. Lo anterior, ha sido reconocido por esta Superintendencia en diversas controversias, señalando específicamente lo siguiente:

“la revaluación de los estudios sistémicos y de los costos de conexión, entre la emisión del ICC y la entrada en operación de un PMGD, es posible siempre y cuando se produzca el vencimiento o desistimiento del ICC de un PMGD precedente. La evaluación de los estudios debe realizarse en un plazo no mayor a 20 días hábiles, contados desde el vencimiento o el desistimiento mencionado anteriormente, por lo que no existe otra posibilidad de

<sup>4</sup> Reclamo, p 4 y ss.



actualización establecida en la normativa<sup>5</sup>.

Conforme a lo estipulado en la normativa vigente y los propios pronunciamientos de la SEC, la reevaluación de estudios sistémicos sólo está contemplada para los casos ya señalados y en ningún caso puede efectuarse con posterioridad a la entrada en operación de un PMGD.

Para determinar si lo señalado por las Reclamantes es correcto, sería necesario efectuar nuevos estudios sistémicos del Proyecto. Dado que los motivos aducidos por las Reclamantes no consisten en vencimiento y/o desistimiento de un ICC precedente y que el Proyecto entró en operación en enero de 2023, esto es, con anterioridad a la presentación de este reclamo, no es factible realizar nuevos estudios sistémicos ni menos limitar las inyecciones del Proyecto consignadas en su ICC.

Lo anterior es de toda lógica pues con la entrada en operación del Proyecto, mi representada ha sido autorizada para operar e inyectar los excedentes de potencia del Proyecto, teniendo derecho a que se le remuneren por dichas inyecciones bajo el régimen de precios escogido y, a participar en las transferencias de potencia, entre otros derechos que le reconoce la normativa eléctrica vigente; habiendo ingresado tales derechos a su patrimonio y es por ello que la normativa aplicable tuvo en cuenta que no se puede realizar una reevaluación de los estudios de conexión con posterioridad a la entrada en operación de un Proyecto, debido a que de realizarse, se pudieran afectar derechos adquiridos siendo aquello potencialmente expropiatorio.

**b) Correcta revisión de estudios de congestión del Proyecto por parte de CGE: no era obligación de CGE consignar en el ICC de Samo Bajo, eventuales congestiones a nivel de transformadores de la subestación primaria de distribución.**

El proceso de conexión de un proyecto PMGD es un procedimiento que se encuentra reglado por el Decreto N°88 y por la NTCO PMGD, tanto en los plazos que se deben cumplir como en la forma en que se debe desarrollar.

Para el caso de los estudios de conexión, y en particular, en caso de detectarse congestiones en los mismos, el Decreto N°88 innova en esta materia en relación al Decreto N°244, y en el inciso 3° de su artículo 88 señala lo siguiente:

**“En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución”** (Lo destacado es nuestro).

De la revisión de la regulación citada es posible sostener que sólo en caso de que exista una posible congestión en las instalaciones **“aguas arriba de la subestación primaria de distribución”** correspondería que la distribuidora limite las inyecciones de un proyecto, y que tal restricción quede consignada en su ICC, como una condición obligatoria para la operación del mismo. Así ha sido aplicado por las empresas distribuidoras a cargo de los procesos de conexión de los proyectos tipo PMGD en nuestro país.

Con fecha 27 de abril de 2023, y por medio de la Resolución Exenta Electrónica N°17174 (**“Resolución N°17174”**), dictada en el marco de una controversia presentada por Energía

5 Resolución Exenta Electrónica N°14729, de 10 de noviembre de 2022, Resolución Exenta Electrónica N°13993, de 27 de septiembre de 2022, y Resolución Exenta Electrónica N°9789, de 7 de diciembre de 2023. En sentido similar, se refiere la Resolución Exenta Electrónica N°11413, de 24 de marzo de 2022.



Renovable Marengo SpA en contra de CGE, la SEC interpretó el citado inciso tercero del artículo 88 del Decreto N°88, en virtud de su facultad interpretativa del numeral 34 del artículo 3° de la Ley N°18.410, determinando que se deben limitar las inyecciones de un PMGD y consignar tales restricciones en su ICC en los siguientes casos: (i) Nivel 1: Cuando existan congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto; (ii) Nivel 2: Congestiones en la línea de transmisión zonal que representa un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador.

No obstante haber incluido la SEC en su interpretación la obligación de consignar en el ICC congestiones en el Nivel 1, fue la misma autoridad la que aclaró que previo a dicha interpretación, no existía la referida responsabilidad para las distribuidoras. Es decir, se trata de una interpretación cuyos efectos rigen ex nunc.

En efecto, la Superintendencia señaló que, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88, hasta antes de la referida interpretación **“no existía responsabilidad para la Empresa Distribuidora en orden a limitar las inyecciones de capacidad de un PMGD por efectos de congestiones a nivel del transformador primario de distribución, debido a que dicha exigencia no está explícita en dicho articulado”**<sup>6</sup>.

Inclusive, de una revisión literal de la referida regulación no cabía sino deducir que sólo correspondía consignar una restricción en el ICC si existían congestiones en nivel 2, no pudiendo realizar las empresas distribuidoras, las empresas generadoras o desarrolladoras de proyectos, una interpretación extensiva de la normativa, por cuanto dicha facultad es restrictiva de la autoridad.

Dado que los estudios eléctricos y la emisión del ICC del Proyecto se realizaron con anterioridad a la emisión de la Resolución N°17174, no cabe sino concluir que CGE debía limitar las inyecciones del ICC de Samo Bajo únicamente si verificaba congestiones aguas arriba de la subestación primaria de distribución. Los estudios de conexión no dieron cuenta de tales congestiones y, por ende, la emisión del ICC del Proyecto sin limitaciones fue correctamente efectuada por CGE.

**c) La solicitud de las Reclamantes implicaría una aplicación retroactiva de la interpretación contenida en la Resolución N°17174 lo cual no es procedente.**

Tal como se indicó anteriormente, la SEC dejó en claro que la Resolución N°17174 importaba un cambio de criterio sustancial, al señalar que “ hasta **antes de la interpretación efectuada por esta Superintendencia** en la presente resolución, **no existía responsabilidad para la Empresa Distribuidora en orden a limitar las inyecciones de capacidad de un PMGD por efectos de congestiones a nivel del transformador primario de distribución, debido a que dicha exigencia no está explícita en dicho articulado**” (Lo destacado es nuestro).

Junto con ello, la SEC instruyó la adopción de medidas correctivas al amparo del artículo 3° numeral 36 de la Ley N°18.410, en concreto “los proyectos PMGD PFV Ayla Solar y PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight deberán reevaluar su impacto de conexión para analizar eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal, **considerando la interpretación efectuada por esta Superintendencia respecto al inciso tercero del artículo 88° del Reglamento**” (Lo destacado es nuestro).

Como es posible apreciar, el cambio de criterio y las medidas correctivas instruidas mediante la Resolución N°17174 en esta materia tienen como consecuencia que los titulares de los proyectos PMGD que hayan iniciado el proceso de conexión, aun habiendo

<sup>6</sup> Resolución Exenta Electrónica N°17174, de 27 de abril de 2023, p.35.



obtenido el ICC, deban reevaluar su impacto de conexión. Sin embargo, tales órdenes son efectuadas por la SEC durante la ventana de tiempo en la que el ordenamiento jurídico admite la realización de la reevaluación de los estudios de conexión, esto es, entre la emisión del ICC y previo a la entrada en operación de los proyectos. En el caso del Proyecto, en cambio, una medida como esa no puede ser aplicable, pues importaría contravenir la limitación normativa del artículo 2-1 de la NTCO PMGD, particularmente, que la reevaluación de estudios sólo puede ser ordenada, previo a la entrada en operación de un PMGD.

Cabe hacer presente que el actuar de la SEC, en tanto órgano administrativo, debe ajustarse al principio de legalidad consagrado en los artículos 6° y 7° de la Constitución Política, y el artículo 2° de la Ley N° 18.575 de Bases Generales de la Administración del Estado. La observancia de este principio comprende la legalidad en el procedimiento, cuyo desarrollo normativo se encuentra consagrado en la Ley N° 19.880 que establece las Bases de los Procedimiento Administrativo que rigen a los órganos de la Administración del Estado ("Ley N° 19.880").

La Ley N° 19.880, plenamente aplicable en la especie<sup>7</sup>, regula los efectos del acto administrativo, como es el caso de la Resolución N° 17174, señalando expresamente en su artículo 52 lo siguiente:

**"Artículo 52. Retroactividad. Los actos administrativos no tendrán efecto retroactivo, salvo cuando produzcan consecuencias favorables para los interesados y no lesionen derechos de terceros"** (Lo destacado es nuestro).

Así, la retroactividad del acto administrativo es excepcional en nuestro ordenamiento jurídico, para que pueda operar debe producir consecuencias favorables para los interesados y no lesionar derechos de terceros.

En este caso, si se aplicara la interpretación normativa contenida en la Resolución N° 17174 y los nuevos estudios dieran cuenta de limitaciones a nivel de la subestación primaria de distribución, se producirían consecuencias desfavorables, lesionando el derecho de mi representada, que ya obtuvo la entrada en operación del Proyecto y que realizó todas las inversiones del Proyecto tomando en consideración un ICC sin limitaciones, habiéndose construido el parque fotovoltaico, pagado los costos de conexión y las obras adicionales, readecuaciones y ajustes requeridos por el mismo. En el evento de haber sido limitado su ICC, las inversiones no se hubiesen realizado.

Así lo ha determinado reiteradamente la jurisprudencia de la Contraloría General de la República, que ha señalado que:

**"[...] la excepción al principio de irretroactividad señalada en el citado artículo 52, atendida su naturaleza, debe ser interpretada y aplicada restrictivamente y, por ende, únicamente permite a la autoridad dictar actos administrativos que afecten situaciones jurídicas ya consolidadas, en la medida que aquellos traigan aparejadas consecuencias más favorables para los interesados y, que no se menoscaben o perjudiquen los derechos de terceros"** (énfasis agregado).<sup>8-9</sup>

7 El artículo 1° inciso tercero regula su aplicación supletoria señalando que "En caso de que la ley establezca procedimientos administrativos especiales, la presente ley se aplicará con carácter supletorio". Así, en tanto la Ley N° 18.410 no regula los efectos de los actos administrativos que dicte la SEC, la normativa citada a continuación resulta plenamente aplicable. Así también lo reconoce la Resolución N° 17174 en el apartado Vistos.

8 Dictamen N° 34.810 de 2006, cuyo criterio es aplicado en los dictámenes N°s. 28.853 de 2009, 42.118 de 2009, 8.156 de 2010 y 20.599 de 2011.

9 En el mismo sentido, el dictamen N° 55.760 de 2008, cuyo criterio es aplicado en los dictámenes N°s. 31.673 de 2009, 46.119 de 2009, 49.311 de 2009, 49.867 de 2009, 60.585 de 2009, 7.343 de 2010, 7.802 de 2010, 28.926 de 2010 y 14.064 de 2016, señala que "Sobre el particular, se debe indicar que de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la ley N° 19.880, los actos administrativos sólo pueden regir para el futuro y una vez cumplida su total tramitación, de suerte que no puede disponerse que entren a regir a contar de una data anterior a la de ese hecho, tal como, por lo demás, se informó en los dictámenes N°s 18.293, de 1986 y 29.225, de 2000, entre otros, de esta Contraloría General" (lo destacado es nuestro).



La regla prevista en el artículo 52 precitado ha sido aplicada por la Contraloría ante el ejercicio de facultades interpretativas de órganos de la Administración del Estado, señalando que, al amparo de este precepto, un acto administrativo que fija un nuevo criterio no podría haber vulnerado los derechos que la normativa contemplaba al momento de su dictación<sup>10</sup>.

Igualmente, la misma Contraloría ha sido determinante en limitar la aplicación retroactiva de nuevos criterios fijados en sus propios dictámenes, en aplicación del precitado artículo 52, estableciendo que el nuevo pronunciamiento no afecta las situaciones producidas durante la vigencia del criterio anterior<sup>11</sup>.

Además, la Contraloría ha estimado que la aplicación de nuevos criterios de forma retroactiva tiene como consecuencia la vulneración del principio de seguridad jurídica<sup>12</sup>, así como el principio de legalidad, en relación con las facultades de la SEC para impartir instrucciones, señalando que:

**“solo le permite dictar normas que precisen el alcance de las regulaciones correspondientes, con miras a difundir o explicar su aplicación y prevenir su incumplimiento, subordinándose en su ejercicio, por cierto, a lo dispuesto por la Constitución Política de la República, las leyes y los reglamentos respectivos” (lo destacado es nuestro)**<sup>13</sup>

Como corolario de lo anterior, el actuar de la SEC vulneraría el principio de confianza legítima<sup>14</sup> en virtud del cual, si la Administración realiza un cambio en la interpretación de un precepto legal o reglamentario, sólo lo puede hacer de forma legítima en la medida que respete la confianza que sus propios actos han generado en los ciudadanos. En el caso en concreto, la confianza de Samo Bajo se traduce en haber obtenido, conforme a derecho, todas las autorizaciones necesarias para haber iniciado operación, para lo cual hizo llegar dichos antecedentes tanto a la SEC, CNE, Coordinador y CGE. La aplicación de este principio se encuentra ampliamente reconocida en la jurisprudencia de la Contraloría General de la República<sup>15</sup>.

En resumen, de acuerdo a la jurisprudencia administrativa, si la nueva interpretación del artículo 88° del Decreto N°88, contenida en la Resolución N°17174, se pretendiera aplicar a un proyecto en operación, como lo es el proyecto Samo Bajo, se vulneraría: (i) el tenor literal del artículo 52 de la Ley N° 19.880, (ii) el principio general de seguridad jurídica que informa el actuar de todo órgano público, (iii) el principio de legalidad en relación con el ilegítimo ejercicio de la competencia para impartir instrucciones, y (iv) el principio de confianza legítima.

### III. CONCLUSIONES.

1. A principios del año 2018, mi representada dio inicio al proceso de conexión del proyecto PMGD Samo Bajo ingresando la respectiva SCR ante CGE. Luego de aproximadamente 5 años, cumpliendo con todas las etapas de dicho procedimiento, así como con los requisitos establecidos en la normativa vigente aplicable, el

10 Dictamen N° 52.502 de 2013, para el caso de la Superintendencia de Valores y Seguros.

11 Dictamen N° 48.218 2011, cuyo criterio es aplicado en los dictámenes N°s. 64.360 de 2012, 75.612, de 2012, 1.758 de 2013, 7.482 de 2013, entre otros. En la misma línea, el dictamen N° E113584 de 2021, que aplica el criterio del dictamen N° 70.937 de 2015.

12 Dictamen N° 80.453 de 2012, que señala “Así, solo tratándose de cambios de jurisprudencia -producto de nuevos estudios o antecedentes que autorizan una modificación interpretativa-, el nuevo criterio produce efectos exclusivamente hacia el futuro, a fin de resguardar el principio de seguridad jurídica, sin afectar las situaciones acaecidas durante la vigencia de la doctrina que ha sido sustituida por la nueva (aplica dictámenes N°s. 65.125, de 2009, y 74.277, de 2012, de este origen)” (lo destacado es nuestro).

13 Dictamen N° 41.211 de 2017, cuyo criterio es aplicado en el dictamen N° E267857 de 2022.

14 Este principio encuentra su fundamento en los principios constitucionales del Estado de Derecho (artículos 5°, 6° y 7° de la Constitución) y en el principio de seguridad jurídica (artículo 19 N°26 de la Constitución).

15 Dictámenes N°E173171 de 2022, 8.811 de 2020, 25.714 de 2019, entre otros.



Coordinador autorizó la entrada en operación del Proyecto, con lo cual se asumieron obligaciones y se adquirieron una serie de derechos, tales como, percibir la remuneración de sus inyecciones de acuerdo al régimen escogido y participar en las transferencias de potencia, entre otros.

2. En la controversia presentada, las Reclamantes solicitan que se suspenda la entrada en operación del Proyecto, lo cual legalmente no procede y, además, la SEC no es la entidad que la normativa vigente establece para adoptar ese tipo de decisiones.
3. Las Reclamantes alegan que los estudios de conexión de los proyectos conectados a los alimentadores de la SE Ovalle habrían sido elaborados en contravención al artículo 88 del Decreto N°88. Sin embargo, no se acompaña evidencia alguna, ni se argumenta cómo supuestamente se habría infringido la normativa aplicable en cada uno de los casos.
4. Lo cierto es que para poder verificar si lo dicho por las Reclamantes es correcto, habría que realizar nuevos estudios lo cual no es posible de realizar conforme a la normativa aplicable. En efecto, el único periodo que admite la normativa aplicable para la reevaluación de los estudios sistémicos es **desde la emisión del ICC respectivo y hasta la entrada en operación del PMGD** en cuestión, siempre y cuando se haya vencido o desistido un ICC de un proyecto precedente. Lo anterior, ha sido confirmado por esta propia Superintendencia, señalado expresamente que **“no existe otra posibilidad de actualización establecida en la normativa”<sup>16</sup>** (énfasis agregado). Considerando que las Reclamantes no han aducido vencimiento o desistimientos de ICCs de proyectos precedentes y que el Proyecto está operando, esto no es posible de realizar.
5. Es más, los estudios técnicos fueron correctamente realizados y revisados por CGE pues los mismos determinaron que con la conexión del Proyecto no se producían congestiones aguas arriba de la subestación primaria de distribución. Al efecto, el inciso 3° del artículo 88 del Decreto N°88 establece que si durante los estudios de conexión, se detectan congestiones en las instalaciones “aguas arriba de la subestación primaria de distribución”, corresponde que la distribuidora a cargo del proceso limite las inyecciones del proyecto en cuestión, lo cual debe quedar consignado en el ICC, siendo obligatoria dicha condición para su operación. Dado que los estudios del Proyecto no arrojaron tales limitaciones, CGE emitió correctamente el ICC del Proyecto, libre de restricciones.
6. Por medio de la Resolución N°17174 de 27 abril de 2023, y en uso de sus facultades interpretativas otorgadas por la Ley N°18.410, la SEC interpretó el inciso 3° del artículo 88 del Decreto 88, señalando que ya sea que se detecten eventuales congestiones a nivel del transformador de poder de la subestación o en las instalaciones aguas arribas del mismo, se deben limitar las inyecciones del PMGD y consignarlo en el ICC respectivo.
7. En tal pronunciamiento, la SEC reconoció que, previo a la emisión de la Resolución N°17174, las distribuidoras no debían consignar limitaciones en los ICC si advertían congestiones en la subestación primaria de distribución pues el artículo 88 no lo establecía explícitamente. Dado que los estudios del Proyecto - y la emisión de su ICC - se realizaron con anterioridad a la dictación de la Resolución 17174, CGE no tenía obligación alguna de consignar limitaciones en el ICC del Proyecto en el evento que hubiere determinado que con la conexión del Proyecto podía generarse congestiones en la SE Ovalle.

16 Resolución Exenta Electrónica N°14729, de 10 de noviembre de 2022, Resolución Exenta Electrónica N°13993, de 27 de septiembre de 2022, y Resolución Exenta Electrónica N°9789, de 7 de diciembre de 2023. En sentido similar, se refiere la Resolución Exenta Electrónica N°11413, de 24 de marzo de 2022.



8. *En caso que se pretendiera aplicar la interpretación contenida en la Resolución N°17174 retroactivamente y, además, a un proyecto en operación, se transgredirían los principios de seguridad jurídica, legalidad y confianza legítima, así como el artículo 52 de la Ley N°19.880, que prescribe explícitamente que los actos administrativos no tienen efecto retroactivo, salvo cuando produzcan consecuencias favorables para los interesados y no lesionen derechos de terceros. En este caso, de aplicarse dicho criterio y verificarse congestiones a nivel de la SE Ovalle, se vulneraría el derecho consolidado de mi representada, cuyo proceso de conexión ya terminó, y culminó por medio de la carta DE00519-23, a través de la cual se autorizó la entrada en operación del Proyecto.*
9. *En conclusión, CGE actuó correctamente a la hora de evaluar los estudios del Proyecto y emitir un ICC sin consignar limitaciones. Asimismo, habiendo mi representada obtenido la autorización de entrada en operación por parte del Coordinador con anterioridad al presente reclamo, la normativa es clara en establecer que los estudios de conexión no pueden ser reevaluados, lo cual ha sido reiterado por la SEC en reiteradas oportunidades, no pudiendo accederse a lo solicitado por las Reclamantes.*

**POR TANTO**, en virtud de lo expuesto precedentemente,

**SOLICITO RESPETUOSAMENTE A UD.:** Se tenga por evacuado el traslado conferido a través del Oficio Ordinario Electrónico N°179815, de fecha 3 de julio de 2023, y se rechacen las solicitudes planteadas en la controversia presentada por Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloysas SpA.

**PRIMER OTROSÍ:** Solicitamos a la señora Superintendente que se tenga como parte interesada a Samo Bajo SpA en el presente procedimiento administrativo iniciado por las Reclamantes, en virtud de que nuestra legislación administrativa estatuye que pueden ser partes en un procedimiento administrativo, no sólo los titulares de derechos o intereses individuales o colectivos que le han dado inicio, sino también aquellos que, sin haber iniciado el procedimiento, tengan derechos que puedan resultar afectados por la decisión que en el mismo se adopte (artículo 21 numeral 2 de la Ley N° 19.880).

En el presente caso, Samo Bajo SpA es titular de derechos que eventualmente pueden resultar afectados por el pronunciamiento que se emita en este procedimiento, en su calidad de propietario del PMGD Samo Bajo, respecto del cual se ha solicitado que se suspenda su entrada en operación; cumpliéndose así con los requisitos y condiciones para ser parte en este procedimiento, y quedando habilitado para ejercer los derechos que le corresponden en tal calidad conforme a la Ley N°19.880, especialmente aquellos enumerados en su artículo 17.

En tal sentido, solicitamos respetuosamente a esta Superintendencia que tenga a Samo Bajo Solar SpA como parte interesada en el presente procedimiento administrativo y que se le notifique de las actuaciones y resoluciones que sean dictadas en este procedimiento.

**SEGUNDO OTROSÍ:** Pedimos a la señora Superintendente se sirva tener por acompañados los siguientes documentos que acreditan lo expuesto en lo principal:

1. Resolución Exenta N°305, de fecha 26 de abril de 2022, por medio de la cual la Comisión Nacional de Energía declaró en construcción el proyecto Samo Bajo.
2. Carta DE00519-23, de 1 de febrero de 2023, emitida por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la cual se autoriza la entrada en operación del proyecto Samo Bajo, a partir del día 12 de enero de 2023.



3. Escritura pública de fecha 18 de noviembre de 2021, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, Repertorio número 19.184-2021, en la que constan los poderes de Alessandro Di Falco para actuar y representar a Samo Bajo SpA. (...)"

7°. Que, a partir de los antecedentes remitidos por las partes, es posible constatar que la presente controversia dice relación con discrepancias entre las partes respecto a los criterios técnicos de evaluación de PMGD, aplicados por CGE S.A. para evaluar el impacto de la generación neta en la subestación Ovalle y limitar las inyecciones de los PMGD involucrados, hecho que, según los Interesados, afecta a las pretensiones de inyección de los proyectos Las Mollacas, La Chapeana y Las Lloyas, conectados a los alimentadores Hospital, Sotoaqui y Quebrada Seca, asociados a su vez a la subestación Ovalle. En relación con lo anterior, corresponde a esta Superintendencia señalar lo siguiente:

#### I. Regulación aplicable al caso en cuestión.

De acuerdo con el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante ("LGSE"), *"Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes (...)"*. (Énfasis agregado).

En este sentido, la conexión de PMGD es un procedimiento reglado y consagrado en el D.S. N°88. Dicho procedimiento fija derechos y obligaciones tanto para la empresa distribuidora como para el PMGD. Asimismo, dispone de las condiciones para autorizar la conexión de PMGD a las redes de distribución, así como también para su operación durante la vigencia de su vida útil. A su vez, la autorización de conexión de PMGD corresponde a un proceso de evaluación dispuesto en etapas, cuyo objetivo es obtener los criterios de conexión y los costos atribuibles al PMGD por su conexión, lo que deberá quedar consignado en el Informe de Criterios de Conexión ("ICC").

El ICC constituye el hito y acto que compromete las instalaciones de la empresa distribuidora en el punto de conexión que se indique, al mismo tiempo que marca el punto de partida temporal al interesado en conectar el PMGD, imponiendo el plazo máximo para materializar el proyecto. Del mismo modo, **con la emisión del ICC nace para el interesado el derecho a desarrollar su proyecto en conformidad a lo autorizado en él, y para la empresa distribuidora, la obligación de respetar dicha aceptación durante el plazo de vigencia del mismo.**

Al amparo de la regulación establecida en el D.S. 88, **este derecho de conexión que otorga el ICC se ve finalmente asentado mediante la declaración en construcción** del proyecto por parte de la Comisión Nacional de Energía, ("Comisión"). Según lo dispone el artículo 72°-17 de la LGSE, la Comisión recibirá las solicitudes de los propietarios u operadores de las nuevas instalaciones de generación y transmisión que deseen conectarse al Sistema Eléctrico, y otorgará el permiso correspondiente a aquellas instalaciones que cuenten con, a lo menos, los permisos sectoriales, órdenes de compra, cronograma de obras y demás requisitos establecidos en el reglamento, que permitan acreditar fehacientemente la construcción de dichas instalaciones. Asimismo, según lo dispuesto en el artículo 64° del D.S. N°88, el plazo de vigencia del ICC se ve confirmado una vez obtenida la declaración en construcción del PMGD.

Una vez concretado el proyecto de generación y puesto en servicio, conforme lo dispuesto en el artículo 83° del Reglamento, el PMGD está facultado a solicitar su entrada en operación al sistema de distribución, la que una vez aceptada, **habilita al PMGD a su**



**operación comercial, siendo considerado en los balances de transferencias económicas y siendo un activo del sistema eléctrico**, siéndole aplicables todas las disposiciones del Capítulo 7 de “Operación y Coordinación” del D.S. N°88.

Así también, el Reglamento dispone de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, en adelante (“**NTCO**”), cuyo objetivo es establecer los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos en redes de distribución de propiedad de Concesionarios de Servicio Público de Distribución de Electricidad o de empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. Más aún, el artículo 3° del D.S. N°88 establece que las disposiciones del reglamento, así como lo dispuesto en las normas técnicas respectivas que a su efecto dicte la Comisión Nacional de Energía, y las instrucciones de carácter general de esta Superintendencia, en el ámbito de su competencia, **serán también aplicables a las empresas concesionarias de distribución, o a empresas propietarias de líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público**. Agrega la referida disposición que “*La normativa técnica establecerá los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento*”. La normativa técnica a la que se hace referencia corresponde a la NTCO previamente mencionada.

Luego, el inciso segundo del artículo 63° del Reglamento dispone que, en caso de que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del Informe de Criterios de Conexión, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y base de datos utilizada para su desarrollo. A su vez el inciso cuarto de este artículo dispone que las empresas distribuidoras deberán informar las características principales de aquellos proyectos que hayan obtenido su ICC a todos los interesados en la zona adyacente que cuenten con una SCR o ICC vigente, y a la empresa transmisora propietaria de las instalaciones asociadas al PMGD que obtuvo su ICC.

Por su parte, el **inciso tercero del artículo 88° del DS 88** establece lo siguiente:

*“En caso de que los estudios de conexión advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, la capacidad de inyección del PMGD en estudio deberá ser limitada para no provocar dicha congestión de forma de permitir su conexión y operación en la red de distribución. Dicha restricción deberá quedar consignada en el ICC y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.”*

Por otro lado, el artículo 85° del Reglamento establece **que la NTCO establecerá criterios técnicos, metodologías de cálculo y estudios de conexión para establecer el impacto que un PMGD causa en el Punto de Conexión y en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión de la Red de Distribución**. Estos criterios, metodologías y estudios deberán considerar el efecto que puede causar un PMGD a la red de distribución, de manera que ésta opere de acuerdo a la calidad y seguridad de servicio establecida en la normativa vigente.

Además, respecto a las eventuales congestiones que pudiesen darse en el sistema de transmisión zonal, el artículo 102° del Reglamento establece:

***“Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. En el caso que sea necesario***



*limitar las inyecciones que los PMGD pueden evacuar al sistema debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, **el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones siguiendo un criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMGD**, estableciendo un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMGD afectados, debiendo resultar esto en la operación de dichos PMGD a mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de la contingencia ocurrida. Para los PMGD que no estén obligados a declarar sus costos variables y costos de partida, el Coordinador deberá considerar dichos costos como iguales a cero. En el evento en que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos". (Énfasis agregado)*

El artículo 2-25 de la NTCO, establece la metodología previa de análisis de congestión en análisis de transmisión zonal que deben considerar los estudios de flujos de potencia, la cual señala:

*"En caso que el estudio indicado en el artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo en la cabecera del Alimentador conectado a la subestación primaria al cual se conecta el PMGD, se deberá extender el análisis de los impactos a los demás Alimentadores de la subestación primaria, en caso que estos existan, y también a las redes de Transmisión Zonal. Este análisis tendrá 2 niveles: el primer nivel tiene la finalidad de determinar si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto; el segundo nivel, tiene por objeto verificar si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador." (Énfasis agregado).*

De lo dispuesto en las normas citadas precedentemente, resulta claro que las limitaciones de capacidad no solo deben aplicarse a los ICC que adviertan congestiones aguas arriba del transformador de poder (nivel 2), sino que deben incluirse en aquellos casos que se adviertan congestiones en el mismo transformador de poder asociado (nivel 1), en el orden lógico de evaluación de los componentes, conforme a una interpretación armónica de la reglamentación vigente y acorde con el objetivo de resguardar la seguridad de la red y la certeza de conexión de los proyectos existentes en las zonas adyacentes.

En efecto, al no limitarse la capacidad de inyección por congestiones en el nivel 1, carecería de sentido establecer una metodología normativa que identifique los dos niveles de análisis, y luego, tomar medidas solo para uno de los componentes del sistema eléctrico, considerando que el espíritu de la reglamentación vigente es evitar las posibles congestiones a nivel de transmisión, por lo cual, lo dispuesto por el artículo 88° del D.S. N°88 necesariamente debe relacionarse con el artículo 2-25 de la NTCO, en virtud de lo dispuesto expresamente en el artículo 85° del Reglamento. De esta manera la exigencia de limitación de capacidad de inyección de un PMGD para aquellos proyectos que en sus estudios de conexión adviertan congestión aguas arriba del transformador primario de distribución, **debe extenderse también al sistema de transformación**, toda vez que la reglamentación vigente, inicialmente a través de la NTCO de 2019 por la presentación de una metodología de análisis de congestión en instalaciones de transmisión zonal, y luego, a través del DS 88, establece no solo medidas específicas ante contingencias, sino que incluye una condición de análisis preventivo, a fin de mitigar los efectos eléctricos ante posibles congestiones por motivo de la conexión de un PMGD, con el propósito de resguardar la condición de operación de los proyectos conectados y aquellos que se encuentran en víspera de entrar en operación (ICC otorgados) **por lo que dicha exigencia debe aplicarse no sólo a los proyectos que adviertan congestiones a nivel 2 en los componentes de transmisión, sino que dicha disposición debe extenderse al nivel 1,**



para así evitar la superación de la capacidad del transformador primario de distribución y de sus demás equipamientos en serie.

En este sentido, la regulación vigente en relación a PMGD contempla instancias claras para tratar las posibles congestiones que pudiesen tener lugar producto de las inyecciones de excedentes de los PMGD en el sistema de transmisión adyacente, medidas que pueden ser clasificadas como preventivas o de estudios técnicos de conexión, y medidas operacionales.

Lo anterior fue tratado por esta Superintendencia mediante el Oficio Circular Electrónico N°204.293 de 18 de diciembre de 2023, que aclara el procedimiento de limitación de inyección de excedentes señalado en el artículo 88° del Reglamento y establece consideraciones para la elaboración del análisis establecido en el artículo 2-25 de la NTCO de 2019. Sin perjuicio de lo anterior, la regulación vigente en relación a PMGD contempla instancias claras para tratar las posibles congestiones que pudiesen tener lugar producto de las inyecciones de excedentes de los PMGD en el sistema de transmisión adyacente, medidas que pueden ser clasificadas como preventivas o de estudios técnicos de conexión, y medidas operacionales.

**Las medidas preventivas o de estudios técnicos** están consagradas en el artículo 88° del Reglamento y deben ser aplicadas acorde a la metodología dispuesta en el artículo 2-25 de la NTCO, cuyo objeto es establecer condiciones obligatorias de operación en el ICC de aquellos proyectos PMGD que hayan constatado en su etapa de estudios eventuales congestiones en los elementos series aguas arriba de la cabecera del alimentador objetivo, imposición que deberá ser evaluada periódicamente por el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante ("**Coordinador**"), acorde a la capacidad prevista en el sistema de transmisión, teniendo presente la planificación de expansión de éste, pudiendo levantar dichas restricciones impuestas en el ICC.

Por su parte, **las medidas operacionales** consisten en que una vez conectados los PMGD y en su calidad de Coordinados, estos quedan sujetos a las instrucciones de operación emitidas por el Coordinador, particularmente aquellas indicadas en el artículo 102° del D.S. N°88, las cuales tienen por propósito evitar una condición de riesgo del sistema eléctrico, pudiendo limitar las inyecciones de excedentes provenientes de PMGD, de acuerdo a criterios de eficiencias económica, teniendo en consideración sus costos variables de generación, a prorrata de la capacidad instalada cuando dos o más PMGD cuenten con el mismo costo variable de generación.

Finalmente, el artículo 2-14 de la NTCO establece los mecanismos para verificar las congestiones en transmisión zonal, su periodicidad y el tratamiento técnico que deberá ser considerado a fin de solucionar esta condición. Particularmente, el inciso cuarto de este artículo señala que: "... **El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones. Para estos efectos, el Coordinador deberá monitorear las transferencias por el sistema de transmisión zonal afectado solicitando a los Centros de Control responsables de la operación de la subestación primaria de distribución o bien a los propietarios de los PMGD, por intermedio de las Empresas Distribuidoras, la limitación de los excedentes de energía y potencia provenientes del SD. Dicha instrucción considerará la aplicación del orden de mérito de los PMGD involucrados y, en caso de igualdad en el orden de mérito, se aplicará una prorrata en base a su capacidad instalada. En caso que la instalación congestionada tenga impedimentos de ser monitoreada por el Coordinador, la empresa propietaria de la instalación respectiva deberá proporcionar la información del estado operativo de la misma cada vez que el Coordinador lo requiera.**" (Énfasis agregado)

II. **De las limitaciones de inyección propuestas por CGE S.A. mediante carta GACD 0033/2023, de fecha 18 de enero de 2023.**



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

Mediante carta GACD 0033/2023, de fecha 18 de enero de 2023, la Empresa Distribuidora propuso medidas de restricción a las inyecciones de los PMGD ubicados en la subestación Ovalle, requiriendo a los involucrados informar de su implementación a fin de mantener un control operacional y de flujo de la subestación primaria.

De acuerdo a lo anterior, conforme los antecedentes presentados por las partes, esta Superintendencia no pudo constatar que la instrucción impartida por CGE S.A. a través de carta GACD 0033/2023, sea una instrucción directa y específica del Coordinador sobre las instalaciones existentes de la S/E Ovalle, ante riesgos de congestiones en las instalación del sistema de transmisión zonal o por superación de las capacidades de dichas instalaciones, por lo cual, dicha instrucción no sería respaldada conforme las disposiciones establecidas en el artículo 102° del D.S. N°88.

Posteriormente, con fecha de 08 de febrero de 2023, los Reclamantes solicitaron a CGE S.A. que aclarara el análisis realizado en la carta GACD 0033/2023, respecto de la clasificación de la infraestructura afectada por congestiones, y entregara el ICC del PMGD que dio origen a la congestión, solicitud que no ha sido directamente atendida por la Distribuidora hasta la presente controversia.

Por su parte, con fecha de 02 de febrero de 2023 por medio de la carta GACD 0106/2023, la empresa CGE S.A. informó al Coordinador de las posibles congestiones en las subestaciones de Punitaqui y Ovalle, producto de las inyecciones agregadas de PMGD, solicitando su pronunciamiento al respecto. En atención a esta solicitud, con fecha de 17 de febrero de 2023, mediante la carta DE 00810-23, el Coordinador emitió un pronunciamiento, informando que en dicha fecha se encontraba en proceso de actualización el “Estudio de Verificación de Posibles Congestiones por Inyección de PMGD en redes de Transmisión Zonal”, el cual incorporaría a las subestaciones señaladas por CGE S.A. Asimismo, en su carta el Coordinador señala:

*“En relación con el tratamiento de las posibles congestiones, en el caso de verificar su existencia por inyección de un PMGD en alguna instalación de transmisión zonal, el procedimiento de limitación de las inyecciones de las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de la instalación afectada, para que sus excedentes no superen la capacidad nominal (mientras no se ejecuten obras de ampliación necesarias en dicha instalación), indica que las congestiones deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de sus inyecciones, a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación.*

*Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 102° del Decreto Supremo 88 de 2019, del Ministerio de Energía Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (DS88/2019), **situación que será determinada e instruida por el CDC de este Coordinador al respectivo Centro de Control, en su debida oportunidad, según corresponda.***

*En efecto, **cuando se prevé una posible sobrecarga de un elemento del sistema de transmisión zonal se procede a instruir a los Centros de Control de las empresas distribuidoras para que limiten la producción de los PMGD que inyectan en sus subestaciones, en caso de corresponder, de acuerdo con los criterios indicados en el Artículo 2-14 de la NTCO de PMGD.**” (Énfasis agregado).*

En atención a lo anterior, por medio de la carta GGAGD 0195/2022, de fecha de 23 de febrero de 2023, la empresa CGE S.A. informó, en el contexto de la carta DE 00810-23, de la posible congestión a los PMGD afectados, identificando a los involucrados según su proceso, la potencia que debe cada uno de reducir, en atención a la capacidad de cada



transformador de poder dispuesto para la conexión de redes de distribución, según se muestra en la Figura 1.

De lo anteriormente expuesto, se observa que el Coordinador reafirma el procedimiento descrito en el artículo 102° del Reglamento. Este proceso implica que las instrucciones y medidas serán definidas directamente por el Coordinador a través de su Centro de Despacho de Carga (CDC) hacia los respectivos Centros de Control de la empresa distribuidora, en el momento adecuado. Por lo tanto, la carta en cuestión no deslinda la responsabilidad a la Distribuidora, ni faculta a esta tomar medidas independientes; más bien, estas deben basarse en las condiciones estipuladas en el artículo 102° del D.S. N°88. Este artículo especifica que **es responsabilidad del Coordinador tomar medidas, como es el caso de limitar las inyecciones de los PMGD, ante contingencia o eventuales situaciones que pongan en riesgo la seguridad del suministro.**

Figura 1. Tabla de resultados de limitación de inyecciones informada por CGE S.A., mediante carta GGAGD 0195/2022. (fuente: Ingreso SEC OP N°215.052)

SE Ovalle Transformador T1					
N° Proceso	NOMBRE	Alimentador	Potencia [MW]	Potencia a reducir [MW]	Potencia a inyectar [MW]
4066	Samo Bajo Bis	Sotaqui	2,78	-0,747	2,033
2762	Recoleta 2	Recoleta	9	-2,417	6,583
2742	Anisillo	Hospital	9	-2,417	6,583
2743	Green	Sotaqui	9	-2,417	6,583
2366	Campo Lindo Bis	Socos	2,78	-0,747	2,033
2067	La Chimba Bis	Hospital	3	-0,86	2,14
121	Las Mollacas	Hospital	3	-0,806	2,194
144	La Chapeana	Sotaqui	3	-0,806	2,194
123	Parque fotovoltaico Lagunilla	Recoleta	3	-0,806	2,194
SE Ovalle Transformador T2					
N° Proceso	NOMBRE	Alimentador	Potencia [MW]	Potencia a reducir [MW]	Potencia a inyectar [MW]
2641	Aegiceras	Delta	9	-2,442	6,558
5116	Cesius	Quebrada Seca	9	-2,442	6,558
4237	Parque Ovalle Norte	San Luis	9	-2,442	6,558
1432	Impulso Solar Las Lloyzas	Quebrada Seca	2,75	-0,746	2,004
1980	Parque Solar Fovovoltaico Talhuén	Delta	3	-0,814	2,186
596	Proyecto Fovovoltaico Amparo del Sol	Quebrada Seca	3	-0,814	2,186
376	Parque Fovovoltaico Alturas de Ovalle	Delta	6	-1,628	4,372

III. En cuanto al análisis de congestión efectuado en los estudios eléctricos del PMGD Samo Bajo.

Los Reclamantes señalan en su presentación que CGE S.A. no habría efectuado correctamente el análisis de congestión de transmisión en el desarrollo de los estudios técnicos de conexión de PMGD.

En relación con lo anterior, analizados los antecedentes del caso es posible constatar que el proceso de conexión N°4.066, correspondiente al PMGD Samo Bajo, conectado al alimentador Sotaqui (S/E Ovalle), con una inyección de excedentes de 2,78 MW, inició su tramitación durante la vigencia del derogado D.S. N°244, encontrándose en la **etapa de estudios técnicos** al momento de la entrada en vigencia del D.S. N°88, por lo cual, en su momento, le eran aplicables las disposiciones del artículo 4° transitorio del D.S. N°88, finalizando su etapa de evaluación, con fecha de 14 de septiembre de 2021, a través de la obtención de su ICC.

En este sentido, la empresa Renovalia Chile Cinco S.A., hoy Samo Bajo SpA, con fecha 11 de enero de 2018, por medio del Formulario N°3 de “Solicitud de Conexión a la Red”, manifestó su intención de conectar el PMGD Samo Bajo siendo evaluado como un proceso que **no califica como de impacto no significativo**. Luego, con fecha 11 de septiembre de 2020, la Empresa Distribuidora emitió el Formulario N°4 de “Respuesta a SCR”, ratificando la red de distribución asociada a la conexión del PMGD Samo Bajo, como los estudios requeridos para autorizar su conexión. Posteriormente, con fecha 16 de septiembre de 2020, mediante el Formulario N°5 de “Conformidad de Respuesta a SCR”, Renovalia Chile



Cinco S.A. aceptó los antecedentes presentados en la Respuesta a la SCR, a la vez que requirió el complemento de la información aportada y **manifestó que los estudios de conexión serían realizados por terceros, quedando la Empresa Distribuidora como contraparte técnica encarga de verificar los resultados obtenidos de los estudios de conexión.**

Es así que, con fecha de 09 de octubre de 2020, Renovalia Chile Cinco S.A. entregó el Formulario N°6A “Entrega Estudios Técnicos a Distribuidora”, donde en el Título 4 del documento de “Estudios de Conexión PMGD Samo Bajo Bis – Impacto Sistémico Estático”, el encargado de realizar los estudios de conexión presentó el “Análisis de Flujos de Potencia Transmisión Zonal”, correspondiente al artículo 2-25 de la NTCO, realizado en sus dos niveles, donde se concluye que la inyección del PMGD Samo Bajo **provocaría una sobrecarga sobre el transformador primario de distribución aguas arriba del alimentador Sotaqui de un 3% de su capacidad nominal (nivel 1), y no generaría impacto sobre los componentes aguas arriba del transformador de poder (nivel 2).**

Frente lo anterior, con fecha 16 de febrero de 2021, por medio del Formulario N°6B de “Entrega Resultados Estudios Técnicos a Interesado”, CGE S.A., pese a manifestar reparos a los estudios de conexión, en el ítem K correspondiente al análisis dispuesto por el artículo 2-25 de la NTCO, verificó los resultados obtenidos por parte de Renovalia Chile Cinco S.A., **solicitando que se incorpore la línea “Ovalle – El Peñón de 110 kV” a este análisis, es decir el nivel 2 del análisis de transmisión zonal.**

Consecuencia de lo anterior, con fecha de 15 de marzo de 2021, la empresa Renovalia Chile Cinco S.A. entregó los resultados de los estudios técnicos de conexión del PMGD Samo Bajo – en su segunda versión –, atendiendo las observaciones realizadas por CGE S.A., **donde se vuelve a constatar la sobrecarga en el transformador primario aguas arriba del alimentador Sotaqui de un 3% de su capacidad (nivel 1), y se incorpora la observación referenciada en el párrafo anterior, concluyendo que no habrían congestiones en el sistema de transmisión aguas arriba del transformador de poder (nivel 2).** Finalmente, con fecha 14 de septiembre de 2021, CGE S.A. emitió el ICC del PMGD Samo Bajo, donde ratifica los resultados antes señalados, **pero no es posible verificar que CGE S.A. haya establecido medidas producto de la condición constatada respecto a los resultados del análisis de transmisión zonal en nivel 1, materia que fue aclarada posteriormente por esta Superintendencia mediante el Oficio Circular Electrónico N°204.293 de 18 de diciembre de 2023.**

No obstante, verificando la información aportada por las partes, y contrastándola con la información periódica recibida por esta Superintendencia en cuanto al desarrollo de los procesos de PMGD, es posible constatar que previo a la emisión del Formulario N°6B de los estudios de conexión del PMGD Samo Bajo, dos procesos de conexión PMGD obtuvieron su ICC, los cuales corresponden al PMGD Recoleta 2, proceso de conexión N°2762, previsto a ser conectado actualmente en el alimentador Recoleta (S/E Ovalle), cuyo ICC fue emitido con fecha 07 de octubre de 2020, y el PMGD Parque FV Los Nogales, proceso de conexión N°3008, conectado actualmente al alimentador Socos (S/E Ovalle), cuyo ICC fue emitido con fecha 19 de noviembre de 2020, **situación que, no fue advertida ni observada por la Empresa Distribuidora en la revisión de los estudios de conexión, aun cuando dicha situación pudiese afectar la revisión del impacto de los proyectos asociados a la zona adyacente.**

Ahora bien, de acuerdo con las disposiciones del artículo 18° del D.S. N°244 vigente al momento de la entrega del Formulario N°6A por el PMGD Samo Bajo y durante la emisión de los ICC de los PMGD Recoleta 2 y PMGD Parque FV Los Nogales, estos tuvieron que haber sido informados a todos los interesados que hayan comunicado su intención de conexión ubicados en la zona adyacente, incorporando la información, elementos técnicos y **antecedentes actualizados que disponga la empresa distribuidora.** De igual manera, esta obligación es reflejada en el inciso cuarto del artículo 63° del D.S. N°88, que requiere



que las empresas distribuidoras informen a todos los interesados que cuenten con una SCR o ICC vigente, de aquellos procesos de conexión que hayan obtenido su ICC de acuerdo con las disposiciones de la NTCO, situación que no es atribuible al PMGD Samo Bajo.

Es así que, considerando lo anterior, existió una deficiencia procedimental al no advertir ni incorporar los proyectos – Recoleta 2 y Parque FV Los Nogales – a los análisis elaborados por el PMGD Samo Bajo, cuyos resultados fueron validados por la Empresa Distribuidora en la emisión de su ICC, y consolidado con fecha de 26 de abril de 2022, mediante la Resolución Exenta N°305 de la Comisión Nacional de Energía que otorga la Declaración de Construcción al PMGD Samo Bajo. Sin perjuicio de lo anterior, es posible verificar que los estudios de conexión del PGMD en cuestión contemplaron el análisis dispuesto en el artículo 2-25 de la NTCO, los cuales fueron observados inicialmente por la empresa distribuidora a fin de contemplar todos los componentes que en dicho momento se interconectaban al nivel 2 de la S/E Ovalle.

Luego, se debe tener también en consideración que esta Superintendencia ha señalado en reiteradas ocasiones que **los incumplimientos o defectos en que se incurra durante la tramitación del proceso de conexión no le serán imputable al PMGD, salvo en aquellos casos en que se deba a incumplimiento de sus obligaciones**. En tal sentido, a modo de ejemplo, Resoluciones Exentas N°s 18044, de 3 de abril de 2017; 18510, de 10 de mayo de 2017; 30182, de fecha 16 de agosto de 2019. Lo anterior, sin perjuicio de las instrucciones que pudiesen haber sido realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, en el contexto del artículo 102° del D.S. N°88 y el artículo 2-14 de la NTCO de 2019 en su momento.

Por otra parte, este Organismo considera oportuno precisar que la publicación del D.S. N°88 fue realizada con fecha de 08 de octubre de 2020, y cuya vigencia está regulada por el artículo 1° transitorio de este reglamento que señala *“El reglamento señalado en el Artículo primero del presente decreto entrará en vigencia treinta días después de su publicación en el Diario Oficial”*, quedando plenamente con fecha de 20 de noviembre de 2020. A su vez, considerando que los procesos de conexión señalados por la reclamante en su presentación obtuvieron su ICC previamente a la entrada en vigencia del D.S. N°88, este Servicio no estima la evaluación de los estudios técnicos de conexión de dichos procesos, visto que previo al ingreso del reclamo en cuestión estos ya se encontraban en operación, siéndoles aplicables las disposiciones del artículo 102° del Reglamento para la operación de PMGD.

#### **IV. Respecto a lo solicitado por las Reclamantes en orden a suspender la entrada en operación del proyecto Samo Bajo.**

En su presentación, los Interesados han señalado que no es procedente la autorización de puesta en servicio del PMGD Samo Bajo Bis, proceso de conexión N°4.066, conectado a la red de distribución Sotaqui (S/E Ovalle), considerando los efectos que podría tener en las congestiones del sistema de transmisión adyacente.

En virtud del principio de contradictoriedad, y a fin de contar con todos los antecedentes necesarios para resolver el caso en conflicto, esta Superintendencia dio traslado de la presente controversia a la empresa Samo Bajo SpA. En respuesta al requerimiento realizado por este Servicio, la empresa Samo Bajo SpA señaló que, con fecha de 26 de abril de 2022, por medio de la Resolución Exenta N°305, **el PMGD Samo Bajo fue declarado en construcción por la Comisión Nacional de Energía**, por una potencia de inyección de 2,8 MW – redondeado –. Asimismo, la empresa Samo Bajo SpA hizo presente que, con fecha de 01 de febrero de 2023 -es decir, previo a la presentación de esta controversia-, mediante la carta DE 00519-23, **el Coordinador autorizó la entrada en operación del PMGD Samo Bajo**.



En virtud de estos antecedentes, es conveniente reiterar que el ICC es el hito y acto que compromete las instalaciones de la empresa distribuidora en el punto de conexión que se indique, y otorga **al interesado el derecho a desarrollar su proyecto en conformidad a lo autorizado en él, imponiendo a la empresa distribuidora la obligación de respetar dicha aceptación durante el plazo de vigencia del mismo.** Asimismo, este derecho de conexión que otorga el ICC **se ve finalmente asentado mediante la declaración en construcción** del proyecto por parte de la Comisión Nacional de Energía, quedando facultado a solicitar su **entrada en operación** al sistema eléctrico, la que una vez aceptada, habilita al PMGD a su operación comercial, siendo considerado en los balances de transferencias económicas y siendo un activo del sistema eléctrico, siéndole aplicables todas las disposiciones del Capítulo 7 de “Operación y Coordinación” del D.S. N°88.

En este sentido, comprobada la entrada en operación del PMGD Samo Bajo conforme a la normativa vigente, **no resulta a juicio de esta Superintendencia procedente ni ajustado a la normativa revertir dicha autorización, toda vez que** este PMGD obtuvo todas las aprobaciones de las autoridades pertinentes, es decir la Comisión y el Coordinador, para finalmente ser un activo para el Sistema Eléctrico Nacional, con los derechos y responsabilidades que esto conlleva.

Por consiguiente, tratándose de un proyecto en operación, resulta plenamente aplicable a su respecto lo dispuesto en el artículo 102° del Reglamento, lo que significa que la operación del PMGD Samo Bajo estará supeditada a las instrucciones que disponga el Coordinador ante una condición de contingencia, como lo son las congestiones a nivel de transmisión zonal, pudiendo limitar sus inyecciones bajo el criterio de eficiencia económica, medida establecida para evitar posibles efectos adversos que la operación del PMGD podría tener sobre el sistema eléctrico.

**V. En cuanto a instruir a CGE para que realice los trámites necesarios para incorporar las ampliaciones necesarias a la Subestación Ovalle**

Los Interesados señalan que la Compañía General de Electricidad S.A. debe realizar las Obras de Ampliación pertinentes para evitar las congestiones, siendo necesario que esta realice los trámites extraordinarios ante la Comisión, al tenor de lo dispuesto en el artículo 102° de la LGSE, a la vez que no autorice la puesta en servicio de ningún nuevo proyecto que pueda generar o agudizar la congestión.

En primer lugar, tal como fue mencionado precedentemente, **no es procedente aplicar restricciones a la puesta en servicio de los PMGD que hayan obtenido todas las autorizaciones pertinentes, debiendo estos, entonces, quedar sujetos a las instrucciones que emita el Coordinador, en virtud de lo dispuesto en el artículo 102° del D.S. N°88,** ante situaciones que pongan en riesgo la seguridad del servicio eléctrico.

Por su parte, respecto de proyectos PMGD que se encuentren en etapa de estudios técnicos, la Empresa Distribuidora deberá dar fiel cumplimiento a lo dispuesto en la normativa vigente, especialmente en cuanto al análisis de congestión establecido en el artículo 88 del Reglamento, el artículo 2-25 de la NTCO y las instrucciones impartidas por esta Superintendencia mediante el Oficio Circular Electrónico N°204.293, de fecha 18 de diciembre de 2023.

Luego, en cuanto a la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, esta Superintendencia puede establecer lo siguiente:

De acuerdo con el segundo inciso del artículo 72°-17 de la Ley Eléctrica, “(...) **se considerarán también como instalaciones en construcción aquellos proyectos de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que formen parte de los planes**



**de expansión respectivos, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuran en dichos planes. (...)** (Énfasis agregado).

Asimismo, el inciso primero del artículo 87° de la Ley Eléctrica dispone que “(...) **Planificación de la Transmisión. Anualmente la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda. (...)**” (Énfasis agregado).

En este sentido, el Capítulo 2 del Título III, del D.S. N°37, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el “Reglamento de los sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”, señala los antecedentes que deberán ser considerados para la realizar la planificación de la transmisión, donde en particular el artículo 79° de este reglamento señala:

**“La Planificación de la Transmisión deberá considerar la propuesta de expansión de la transmisión presentada por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en el artículo 91° de la Ley, así como los complementos o correcciones que presente durante el Proceso de Planificación, en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 110.- del presente reglamento. Asimismo, deberá considerar los proyectos de expansión de la transmisión que hayan sido presentados a la Comisión por los promotores de proyectos a que se refiere la misma disposición legal antes referida, en tiempo y forma, de acuerdo al procedimiento definido en el Capítulo 8 del Título III del presente reglamento.”** (Énfasis agregado)

Asimismo, en el artículo 85° del D.S. N°37 se señalan las disposiciones generales que deberán ser aplicadas para la “Metodología de la Planificación de la Transmisión”, de acuerdo con lo siguiente:

**“Para dar cumplimiento a los objetivos y criterios generales de la Planificación de la Transmisión señalados en el artículo 87° de la Ley y en el Capítulo 1 del Título III del presente reglamento, la Comisión deberá aplicar en el respectivo Proceso de Planificación la metodología que se describe en los artículos siguientes, cuya aplicación deberá dar como resultado el Plan de Expansión.**

*En el Proceso de Planificación, la Comisión deberá utilizar la información y los antecedentes descritos en los Capítulos 2 y 3 del Título III del presente reglamento.*

*Durante el Proceso de Planificación, la Comisión deberá identificar aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión que no sean necesarias para el Sistema Eléctrico para los efectos de lo señalado en el artículo 100°, inciso quinto, de la Ley. Lo anterior deberá quedar contenido en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión. Dichas instalaciones deberán contar con un informe de seguridad, a que hace referencia el artículo 72°-18 de la Ley, emitido por el Coordinador previo al mandato de la desconexión.”* (Énfasis agregado)

Durante la elaboración del Informe Técnico de Planificación de Expansión, el artículo 109° del D.S. N°37 establece la facultad de la Comisión de solicitar complementos o aclaraciones de las propuestas de expansión ingresadas, a la vez que podrá descartar aquellos proyectos que no cumplan con los requisitos mínimos para una evaluación **técnico-económica o su modificación:**

*“La Comisión podrá solicitar a los promotores de proyectos, dentro de los sesenta días siguientes a la expiración del plazo de presentación de propuestas,*



*antecedentes complementarios o aclaraciones respecto de las propuestas presentadas, los que deberán dar respuesta por escrito a la Comisión dentro del plazo que esta señala en su solicitud.*

***La Comisión podrá desechar proyectos incompletos o que no cumplan con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica. Asimismo, podrá introducir cambios a los proyectos presentados por los promotores.*** (Énfasis agregado).

Es así como, de acuerdo con lo anterior, la planificación del sistema de transmisión y su expansión son un procedimiento reglado por el D.S. N°37, encargado a la Comisión, quien deberá seguir una metodología para su desarrollo, bajo los principios de seguridad y eficiencia del sistema, con la finalidad de elaborar el Informe Técnico Final que contenga el Plan de Expansión, cuyo propósito será **especificar aquellas obras que garanticen el suministro eléctrico a los consumos, indistintamente sean clientes de distribución o libres.**

Así también, inspeccionando las definiciones otorgadas por el D.S. N°88, respecto a las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes de un PMGD, estas obras están contenidas en el segmento de distribución del mercado eléctrico, siendo **excluyente de la evaluación de obras en otros segmentos de la industria eléctrica, como es la transmisión.** No obstante, el Reglamento de PMGD dispone de medidas ante posibles impactos en el sistema de transmisión, como ha sido revisado anteriormente, contenidas en los artículos 88° y 102° del D.S. N°88, condición que deberá ser informada por la empresa distribuidora al Coordinador según el artículo 2-14 de la NTCO de 2019.

En virtud de lo anterior, si bien la empresa distribuidora tiene la obligación de informar de las congestiones constatadas en el sistema de transmisión adyacente a los alimentadores que prevean o dispongan de PMGD, lo cierto es que, las medidas ante estas congestiones están delimitadas a las facultades dispuestas en el D.S. N°88, siendo aplicable las medidas preventivas dispuestas en el artículo 88° o las operativas en conformidad con el artículo 102° de este Reglamento.

Por otra parte, es fundamental establecer que los proyectos PMGD son desarrollados al amparo del artículo 149° de la LGSE, que señala “... *Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser **ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes** y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación o sistemas de almacenamiento indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento...*”, condición contraria a los esquemas de tarificación de las obras de expansión del sistema de transmisión, que dispone de un esquema de cargo único por uso, complementado con el ingreso tarifario resultantes de los costos marginales de la operación real del sistema eléctrico. En consecuencia, los planes de expansión y su posterior informe de obras están fundamentados en el desarrollo de las redes para garantizar el **suministro de energía a los consumos**, cuyo esquema de remuneración está asociada a cargos únicos proporcionales al uso complementarios con los ingresos tarifarios resultantes de la operación del sistema.

En consecuencia, resulta improcedente la solicitud presentada por las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloysas SpA respecto a instruir a CGE S.A. de establecer alguna tramitación necesaria para solicitar la ampliación de las instalaciones asociadas a la red adyacente a la conexión de los PMGD asociados a la S/E Ovalle, considerando que la regulación vigente esta circunscrita al segmento de distribución.

#### RESUELVO:



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/MMM

1°. Que, ha lugar a la controversia presentada por las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA en contra de Compañía General de Electricidad S.A., de acuerdo a la instrucción emanada por CGE S.A. mediante la carta GACD 0033/2023 de fecha 18 de enero de 2023, no existen antecedentes que acrediten que el Coordinador Eléctrico Nacional, en dicha oportunidad, este haya instruido directamente a CGE S.A. ejecutar la restricción de potencia conforme el procedimiento establecido en el artículo 102° del D.S. N°88, ante riesgos de alcanzar las capacidades máximas asociadas a las instalaciones de transmisión zonal, adyacentes a la conexión de los PMGD Las Mollacas, PMGD La Chapeana y PMGD las Lloyas. Lo anterior, es fundamentado por esta Superintendencia de acuerdo con lo fundamentado en el Título II del Considerando 7° de la presente resolución.

Asimismo, esta Superintendencia, ha constatado que el Coordinador, a través de su carta DE 00810-23 profundiza en el procedimiento de ejecución de prorrata ante congestiones, ratificando que las instrucciones y medidas serán determinadas directamente por el Coordinador a través de su Centro de Despacho de Carga (CDC) a los respectivos Centros de Control de la empresa distribuidora, en la debida oportunidad, por lo que dicha instrucción, que además es informativa, no faculta o deslindar la responsabilidad de instrucción a las Empresas Distribuidoras, sino que refuerzan que la situación de congestión será determinada e instruida por el Coordinador, instrucción en línea con lo establecido en el "Procedimiento de Generación de Centrales de Igual Costo Variable" emanado con fecha 31 de marzo de 2023.

2°. Que, no ha lugar a la controversia presentada por las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA en contra de la Compañía General de Electricidad S.A., en relación a ordenar a CGE S.A. realizar los trámites necesarios para incorporar las ampliaciones a la subestación Ovalle y sus líneas adyacentes, producto de la operación de PMGD, de acuerdo con lo fundamentado en el Título V del Considerando 7° de la presente resolución.

3°. Que, no ha lugar a la controversia presentada por las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA en contra de la Compañía General de Electricidad S.A., respecto a suspender la entrada en operación del PMGD Samo Bajo, de acuerdo con lo fundamentado en el Título IV del Considerando 7° de la presente Resolución.

4°. Que, no ha lugar a la controversia presentada por las empresas Las Mollacas SpA, La Chapeana SpA e Impulso Solar Las Lloyas SpA en contra de la Compañía General de Electricidad S.A., respecto a declarar el incumplimiento de esta última en cuanto a realizar los estudios de congestión de transmisión, de acuerdo con lo fundamentado en el título III del Considerando 7° de la presenta Resolución.

Lo anterior, en el tenor que los estudios de conexión del PMGD Samo Bajo realizaron el cálculo señalado en el artículo 2-25 de la NTCO, en ambos niveles, sin perjuicio que existió una deficiencia de carácter procedimental al no advertir en su momento de la obtención del ICC de los proyectos Recoleta 2 y Parque FV Los Nogales, situación que no es atribuible al PMGD Samo Bajo.

5°. En virtud de lo establecido en el Resuelvo 1° de la presente Resolución, se requiere a CGE S.A. tener por depuestas las instrucciones enmarcadas en la carta GACD 0033/2023 y GGAGD 0195/2022, sin perjuicio de las instrucciones que pudiesen haber sido realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, en el contexto del artículo 102° del D.S. N°88 y el artículo 2-14 de la NTCO de 2019.

6°. De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 18 A y 19 de la Ley N°18.410, esta resolución podrá ser impugnada interponiendo dentro



de cinco días hábiles un recurso de reposición ante esta Superintendencia y/o de reclamación, dentro de diez días hábiles ante la Corte de Apelaciones que corresponda. La interposición del recurso de reposición se deberá realizar en las oficinas de la Superintendencia o a través de Oficina de Partes Virtual. La presentación del recurso suspenderá el plazo de 10 días para reclamar de ilegalidad ante los tribunales de justicia. Será responsabilidad del afectado acreditar ante esta Superintendencia el hecho de haberse interpuesto la reclamación judicial referida, acompañando copia del escrito en que conste el timbre o cargo estampado por la Corte de Apelaciones ante la cual se dedujo el recurso.

En el caso de presentar un recurso de reposición ante esta Superintendencia, favor remitir copia en dicho acto, a la casilla [uernc@sec.cl](mailto:uernc@sec.cl) en el mismo plazo señalado, indicando como referencia el número de Caso Times 1824351.

**ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE.**

**MARTA CABEZA VARGAS**  
**Superintendente de Electricidad y Combustibles**

Distribución:

- Representante legal de Las Mollacas SpA.
- Representante legal de La Chapeana SpA.
- Representante legal de Impulso Solar Las Lloysas SpA.
- Representante legal de Samo Bajo SpA.
- Representante legal de Compañía General de Electricidad S.A.
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Unidad de Sostenibilidad Energética.
- División Jurídica
- Transparencia Activa.
- Oficina de Partes.



Caso:1824351 Acción:3489958 Documento:3825070  
V°B° SSF/JSF/JCC/KHB/NMM