

**RESUELVE CONTROVERSIAS PRESENTADA
POR ENERGÍA RENOVABLE MARENGO SPA
EN CONTRA DE COMPAÑÍA GENERAL DE
ELECTRICIDAD S.A., EN RELACIÓN CON EL
PMGD EA SF GRANEROS.**

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°437, de 2019, 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°184203, de fecha 14 de noviembre de 2022, la empresa Energía Renovable Marengo SpA, en adelante “Reclamante” o “Interesado”, presentó un reclamo en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A., en adelante, “Empresa Distribuidora”, “Concesionaria” 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:

“(…) Conforme a lo establecido en el artículo 121 del Decreto Supremo N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala” (“DS 88”), vengo en presentar reclamo por la controversia suscitada con la Compañía General de Electricidad S.A. (“Distribuidora” o “CGE”) con respecto a los incumplimientos procedimentales y técnicos incurridos por esta última en cuanto a sus deberes legales y reglamentarios, en específico en virtud de lo indicado en el artículo 88° del DS 88, relativo a la obligación de la Distribuidora de limitar la capacidad de inyección de un PMGD cuando este, según lo determinado en los estudios eléctricos respectivos, cauce congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD.

Con el mencionado incumplimiento, CGE afecta directamente el derecho de conexión otorgado al Proyecto EA SF GRANEROS (el “Proyecto” o “Graneros”), número de proceso de conexión 233080, de propiedad de mi representada Energía Renovable Marengo SpA, otorgado mediante Informe de Criterios de Conexión (“ICC”) de fecha 30 de agosto de 2021, por una potencia de 3,0 MW. El Proyecto se conecta al alimentador La Gonzalina en 15 kV, perteneciente a la Subestación Primaria Tuniche, ubicada en la comuna de Rancagua, sexta región, de propiedad de CGE.

I. ANTECEDENTES.

1.1 Del proceso de conexión del PMGD EA SF Graneros.

Con fecha 21 de abril de 2020, se inicia el proceso de conexión de Graneros por medio del formulario 1, presentado por la sociedad Eactiva SpA (“Eactiva”). Luego, con fecha 12 de agosto de 2020, el promotor del Proyecto presenta la Solicitud de Conexión a la Red



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

(“SCR”) para solicitar la conexión e inyección de 3 MW al Poste N°283080, perteneciente al alimentador La Gonzalina, que a su vez se encuentra conectado a la Subestación Tuniche.

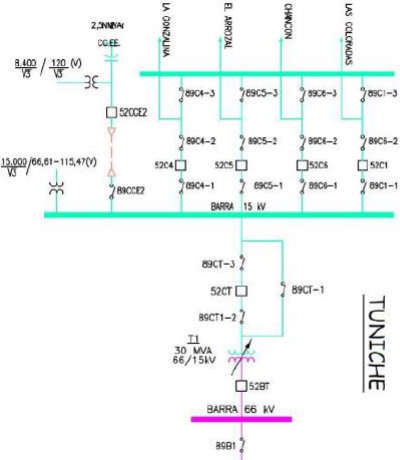
Posteriormente, y luego de la correcta emisión por cada Parte de los formularios 4 y 5, durante los meses de julio y agosto Eactiva y CGE presentan y revisan, respectivamente, los estudios de conexión. Finalmente, con fecha 30 de agosto de 2021 la Distribuidora otorga el ICC del Proyecto por una potencia de 3 MW, indicando asimismo en dicho informe las obras adicionales que debía desarrollar el promotor para poder inyectar la potencia otorgada a la red de distribución.

Caber señalar que en el intertanto, con fecha 29 de noviembre de 2021, mi representada adquiere la SCR Proyecto, tal como se acredita en la escritura de compraventa que se adjunta a esta presentación, continuando por tanto el proceso de conexión a través de esta parte.

A la fecha el Proyecto se encuentra con su ICC vigente, y declarado en construcción según consta en la resolución exenta N°766 de fecha septiembre de 2022 de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”).

1.2 Alimentadores pertenecientes a la subestación Tuniche y proyectos conectados a estos, o con ICC vigente respecto de estos.

De la Subestación Tuniche derivan los alimentadores **La Gonzalina, El Arrozal, Chancon y Las Coloradas**, tal como se indica en la imagen siguiente:



Según la información otorgada por CGE a través del formulario 2 del Proyecto, y la obtenida por mi representada del portal de PMGD de esta Superintendencia, y solicitada por vía de transparencia, tal como se indica en los ICC de los respectivos proyectos que se adjuntan a este reclamo, los proyectos PMGD asociados a cada uno de los mencionados alimentadores, sus respectivas potencias y estado son los siguientes:

1. Alimentador Gonzalina.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
EA SF Graneros	3	ICC otorgado
La Gonzalina de Tuniche Sunlight	9	ICC otorgado

¹ Diagrama unilíneal S/E Tuniche, Plataforma Infotécnica, Coordinador Eléctrico Nacional.



2. Alimentador El Arrozal.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
Parque FV Los Libertadores	8	Conectado
Parque Sasa Solar	3	ICC otorgado

3. Alimentador Chancon.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
Parque FV Chancon	3	Conectado
PFV Santa Emilia	9	Conectado

4. Alimentador Las Coloradas.

Proyecto	Potencia MVA	Estado
PFV Ayla Solar	9	ICC otorgado

1.3 Subestación Tuniche.

La S/E Tuniche, es una subestación de propiedad de CGE Transmisión, perteneciente al segmento de transmisión zonal, y se ubica en la comuna y ciudad de Rancagua, en la Región del Libertador Bernardo O'Higgins. Actualmente la subestación posee un transformador TR1 66/15 kV - 30 MVA, obtiene su energía a través de la línea 1x66 kV Punta de Cortes – Tuniche, y recibe los excedentes de energía y potencia de los alimentadores de distribución La Gonzalina, El Arrozal, Chanco y Las Coloradas.

Según la configuración del transformador de poder de la Subestación y los criterios técnicos establecidos en las respectivas normas técnicas, el nivel de carga máxima del transformador de poder de la S/E Tuniche es de 30 MVA.

Según lo indicado en los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO PMGD, el Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") deberá elaborar de manera semestral un estudio, considerando los resultados obtenidos por los diferentes estudios realizados por los PMGD de acuerdo con lo indicado en el artículo 2-25 de la NTCO, que contemple sólo aquellas instalaciones del sistema de transmisión zonal donde se determinó y comunicó la existencia de posibles congestiones, producto de inyecciones de PMGD. En virtud de lo anterior el CEN requirió dicha información a las respectivas empresas propietarias de instalaciones de transmisión zonal, respondiendo CGE mediante la carta DE02337-22 de fecha 23 de abril de 2022, en donde aporta los antecedentes solicitados por el CEN.

Con dicha información el CEN efectuó el "Informe de Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD", emitido en el mes de mayo de 2022. En la tabla N°2 de dicho informe, se indican las instalaciones informadas por las respectivas empresas de transmisión, y dentro de ellas se encuentra la S/E Tuniche, tal como se puede ver en la imagen siguiente:



EMPRESA	SUBESTACIÓN	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación MW (2)	PMGD en Operación N° Proyectos	PMG con ICC vigentes MW (3)	PMG con ICC vigentes N° Proyectos	PMGD con Puesta en servicio declarada MW (4)	PMGD con Puesta en servicio declarada N° Proyectos	Flujo Trafo por Inyección PMGD MW* (1)-(2)+(4)
CGE-COPELEC	San Carlos_CGE	TR1 66/13,8 kV - 18,7 MVA	18,7	18	4	24	4	9	1	-10
CGE	San Francisco de Mostazal	TR2 69/15,3 kV - 30 MVA	30	12	2	18	4	9	1	9
ENEL	San Joaquín	TR3 110/12 kV - 50 MVA	50	-	-	-	-	3	1	47
CGE	San Vicente de Tagua Tagua	TR2 66/14,8 kV - 25 MVA	25	32	5	27	7	6	2	-12
CGE	Santa Elvira	(TR1//TR2)[4] 66/15 kV - 25 MVA	25	12	2	48	7	18	2	-5
CGE	Santa Rosa	66/23 kV - 20 MVA	20	21	4	15	5	3	1	-4
CGE	Talca	TR2 66/25-15 kV - 30 MVA	30	-	-	56	9	9	1	21
CGE	Tuniché	TR1 66/15 kV - 30 MVA	30	11	2	33	5	18	2	1
CGE	Uribe	110/23 kV - 21 MVA	21	-	-	18	2	18	2	3
CGE	Vallenar	(TR1//TR2)[5] 110/13,8 kV - 10 MVA	20	9	1	27	3	18	2	-7
CGE	Vicuña	110/23 kV - 24 MVA	24	15	5	29	6	9	1	-
ENEL	Vitacura	TR2 110/12 kV - 50 MVA	50	-	-	12	2	1	2	49

Como es posible apreciar, en la columna Flujo Trafo por Inyección PMGD, se indica un valor equivalente a 1, es decir que, en abril de 2022 ya se advertía que el transformador de poder T1 estaría prácticamente con su cargabilidad máxima de 30 MVA una vez conectados los dos proyectos con puesta en servicio declarada en ese entonces (PFV Santa Emilia 9 MW y PFV Ayla Solar 9 MW).

1.4 Regulación de congestiones a nivel de transmisión zonal en D.S. 88 y su aplicación por parte de CGE.

El artículo 88 del DS 88 establece expresamente el tratamiento normativo de las congestiones a nivel de transmisión zonal. Así, dicho artículo indica que “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.”

Previo a la entrada en vigencia del DS 88, el DS 244 no contemplaba una norma expresa, como la actual, que permitiera a la distribuidora mitigar la congestión que podría generar la conexión de un PMGD en las instalaciones de transmisión zonal. Dicho problema solo lo contemplaba la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD del año 2019, vigente hasta hoy, en el artículo 2-14, el que indicaba que el CEN debía elaborar un estudio semestral de congestiones en base a los estudios de flujo que llevaran a cabo los PMGD en sus respectivos procesos de conexión y, en caso de que evidenciara congestiones contemplando las expansiones a la transmisión ya en curso, demanda proyectada, y conexión efectiva de PMGD, debía tomar las acciones pertinentes.

En el inciso final de dicho artículo de la NTCO PMGD, se indica el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD, para solucionar las congestiones, debido a que no se establecía en el reglamento un mecanismo de mitigación ex ante, como el que establece hoy el DS 88. Este mecanismo establece que, en caso de que durante la operación el CEN determine que no existe capacidad de colocación suficiente a nivel de transmisión zonal para todos los PMGD conectados a la respectiva subestación, entonces instruirá la limitación de los excedentes de energía y potencia de dichos PMGD, por orden de mérito o a prorrata de su capacidad instalada si tienen mismo orden de mérito.

Pues bien, el regulador con el fin de prevenir esta situación de forma previa a la operación, instruye de forma expresa a la distribuidora a evitar generar congestión en instalaciones de transmisión zonal que causen nuevos PMGD a ser conectados en alimentadores que accedan a la respectiva subestación congestionada, limitando la capacidad de inyección del respectivo PMGD en su ICC.



Sin embargo, como expondremos en las secciones siguientes, CGE ha hecho caso omiso a lo indicado expresamente en el artículo 88 a pesar de los constantes requerimientos de nuestra representada, lo que, como se detallará, causa perjuicios directos al proyecto PMGD Graneros, y a los derechos legalmente adquiridos por mi representada respecto a dicho Proyecto.

II. ANTECEDENTES E INCUMPLIMIENTOS NORMATIVOS DE LA PRESENTE CONTROVERSIA.

2.1 De la obligación de CGE de limitar la capacidad de inyección de los PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight y PFV Ayla Solar.

Como lo indicamos en la sección 1.3 precedente, el límite máximo de cargabilidad de la S/E Tuniche de 30 MVA.

Luego, como indicamos en la sección 1.2, los proyectos que tienen ICC otorgados o ya están conectados a los alimentadores asociados a la S/E Tuniche, suman una potencia de 44 MVA y la demanda mínima validada en este transformador alcanza los 6,96 MVA. En consecuencia, el transformador de poder de la S/E Tuniche alcanzaría un nivel de carga de un 123,47 % en la condición más desfavorable.

El siguiente cuadro muestra los ICC de los PMGD a conectarse a los alimentadores asociados a la S/E Tuniche, en orden de fecha de otorgamiento, indicando asimismo la capacidad de inyección otorgada por CGE en sus respectivos ICC.

Central	P MVA	Alimentador	Fecha ICC
Parque FV Chancón	3	Chancon	Conectado
Parque FV Los Libertadores	8	El Arrozal	Conectado
PFV Santa Emilia	9	Chancon	Conectado
EA SF Graneros	3	La Gonzalina	30/08/21
Parque Sasa Solar	3	El Arrozal	03/09/21
PFV Ayla Solar	9	Las Coloradas	25/10/21
La Gonzalina de Tuniche SunLight (El Parra Solar)	9	La Gonzalina	06/01/22

Como es posible desprender de la información indicada en la tabla precedente, el proyecto Graneros, cuyo ICC fue otorgado el 30 de agosto de 2021, sumado a los proyectos previos, ocupan una capacidad de 23 MVA quedando, por tanto, una capacidad remanente de 7 MVA más la demanda mínima que fue validada en 6,96 MVA, es decir, una capacidad total de generación disponible de 13,96 MVA aproximadamente. Luego, CGE otorga otros 3 ICC a los proyectos; Sasa Solar por 3 MVA, Ayla Solar por 9 MVA y finalmente La Gonzalina de Tuniche SunLight por otros 9 MVA, debiendo limitar la operación de este último ICC para evitar congestiones en el transformador de poder de la S/ Tuniche.

Sin embargo, CGE vulnerando lo indicado por el artículo 88 del DS 88, con fecha 06 de enero de 2022, otorga un ICC por 9 MW al proyecto La Gonzalina de Tuniche SunLight, de propiedad de El Parral Solar SpA, sin indicar restricciones en su operación, dando lugar a que se supere la capacidad del transformador de la S/E y en consecuencia una futura congestión en dicha subestación.

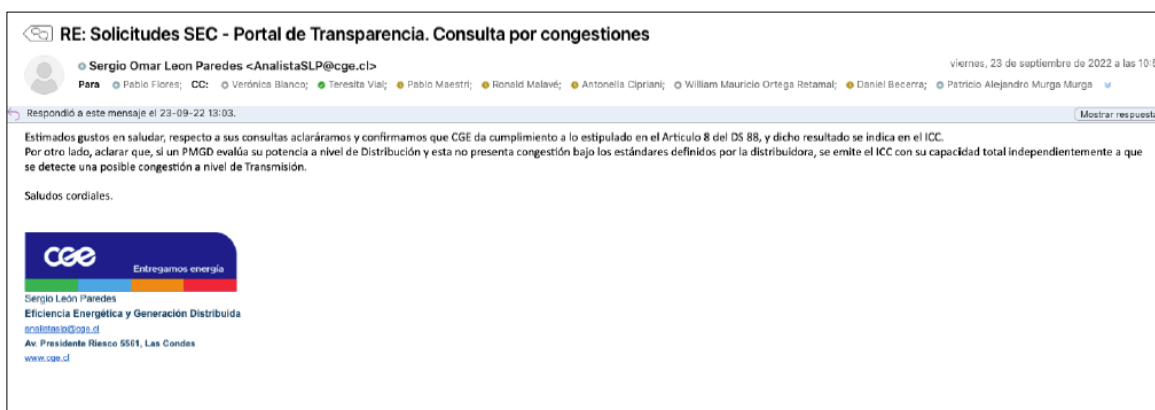
Cabe señalar que los estudios de flujo de los proyectos PFV Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche SunLight, en los cuales según lo establecido en el artículo 2-25 de la NTCO PMGD se analiza el escenario a nivel de transmisión zonal, fueron entregados por los promotores de los proyectos con fecha 23 de agosto de 2021 para el caso de Ayla Solar, y con fecha 18 de octubre de 2021 para el caso de La Gonzalina de Tuniche, es decir con el DS 88 ya



vigente. CGE no indica observaciones a los estudios y, como ya lo indicamos, en las respectivas fechas informadas otorga los ICC sin restricciones de inyección.

En razón de lo anterior, con fecha 14 de septiembre de 2022, mi representada le envía a CGE un correo electrónico, que se adjunta a esta presentación, adjuntando un estudio de flujos de la S/E Tuniche confeccionados por nosotros, el cual evidenciaba una congestión patente en la mencionada subestación. En razón de esto, en dicho correo se le señala a CGE que a los PMGD Ayla Solar y la Gonzalina de Tuniche se les debió haber limitado su inyección en virtud de lo establecido en el DS 88, y que de no ser correctos los estudios o nuestras conclusiones, nos indicaran el por qué.

Con fecha 23 de septiembre CGE nos responde el correo, indicando textualmente lo siguiente:



Ante dicha respuesta, volvimos a revisar nuestros estudios no encontrando ningún error en ellos, y, por tanto solicitamos nuevamente a CGE que si tenían información que nosotros no hubiéramos dispuesto para realizar los estudios, y que descartaran la mencionada congestión, por favor nos la enviaran, a lo cual CGE no respondió. Con fecha 12 de octubre enviamos a un nuevo correo a CGE insistiendo en lo anterior, respondiendo a CGE con fecha 13 de octubre de 2022, que no era posible entregar la información solicitada y que ante nuestras dudas, generáramos una controversia ante esta Superintendencia.

2.2 De la obligación de CGE de velar por el cumplimiento de los estándares de seguridad y desempeño de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.

Tanto la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), como el DS 88 y la NTCO 2019, son claros en indicar la importancia de que todos los coordinados, incluidos los propietarios de los sistemas de transporte e instalaciones de distribución, cumplan con la normativa vigente en relación a seguridad y calidad del servicio, y los estándares de desempeño. Así lo indica claramente el artículo 72-15 de la LGSE, que señala “Toda instalación sometida a la coordinación de la operación, conforme a lo señalado en el artículo 72°-1, deberá cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica a que hace referencia el artículo 72°-19. Cada coordinado deberá poner a disposición del Coordinador todos los antecedentes necesarios para determinar el grado de desempeño de las instalaciones.” ... “Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución deberán comunicar a la Superintendencia el desempeño de sus instalaciones conforme a los estándares establecidos en la Normativa Técnica.”

Creemos importante señalar que, si bien CGE no es directamente la propietaria de la Subestación Tuniche, sí lo es su filial de transmisión CGE Transmisión S.A. Sin embargo, aunque no existiera dicha relación, CGE Distribución igualmente se encuentra obligada a velar por el cumplimiento de los estándares respectivos establecidos en las normas técnicas



con ocasión de permitir la conexión de un PMGD a sus instalaciones, tal como lo indica expresamente el DS 88 y la NTCO 2019.

Sin embargo, al requerírsele a CGE el cumplimiento de lo anterior, sorprendentemente esta contesta que no le asiste dicha obligación, y que solo debe velar por las instalaciones de distribución.

A mayor abundamiento de las obligaciones que tiene CGE respecto a las instalaciones de transmisión zonal, el artículo 63 del DS 88 indica que “En caso de que la Empresa Distribuidora detectase 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 ICC, el respectivo estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión mencionada. Dicho estudio de flujo deberá incorporar la información y la base de datos utilizada para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviarle una copia del respectivo ICC al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente.”

Por todo lo anteriormente expuesto, no queda duda de la obligación que tiene la empresa distribuidora, en este caso CGE, respecto de las instalaciones de transmisión zonal, obligación que es mayor aún cuando la empresa propietaria de las instalaciones de distribución es directamente relacionada con la empresa propietaria de las instalaciones de transmisión zonal adyacentes.

III. DEL INCUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA VIGENTE LAS SANCIONES APLICABLES.

Como ya lo hemos señalado y consta de los hechos relatados, CGE ha incurrido en incumplimiento de la normativa vigente aplicable establecida tanto en la LGSE, como en el respectivo reglamento vigente, y la norma técnica que regulan los PMGD, condición imprescindible para la seguridad y correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

Es importante señalar que, según lo indicado informalmente por CGE, esta última no ha dado cumplimiento a lo señalado en el artículo 88 del DS 88 ya que la NTCO 2019 establecería un tratamiento diferente y contrario al establecido en el DS 88, y en consecuencia correspondería aplicar lo señalado en la NTCO 2019. Cabe señalar que ante un eventual conflicto normativo, como el que dice CGE que habría, se debe recurrir a lo indicado en el principio de jerarquía normativa, entendido como aquel según el cual la norma de rango superior, en caso de conflicto normativo, prevalece sobre la de rango inferior: *lex superior derogat legi inferiori*. En consecuencia, es el artículo 88 del DS 88 el que prevalece en caso de que existiera alguna contradicción con lo indicado en la NTCO 2019 o cualquier otra de rango inferior.

En relación a los incumplimientos normativos, el artículo 216 de la LGSE indica que “Toda infracción de las disposiciones de esta ley que no tenga expresamente señalada una sanción, será castigada con multa aplicada por la Superintendencia, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 16 A de la ley N°18.410”. Luego, el artículo 223 indica que “Es responsabilidad de los propietarios de todo tipo de instalaciones eléctricas el cumplir con las normas técnicas y reglamentos que se establezcan en virtud de la presente ley; el no cumplimiento de estas normas o reglamentos podrá ser sancionada por la Superintendencia con multas y/o desconexión de las instalaciones correspondientes, en conformidad a lo que establezcan los reglamentos Respectivos.”

Luego, en virtud de la facultad de esta Superintendencia de aplicar dichas sanciones establecida en la Ley 18.140 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible, (“Ley 18.140”) el artículo 2 indica que:

“Artículo 2°.- El objeto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles será fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Asimismo, indica que el artículo 3° numeral 36 que deberá “Adoptar las medidas tendientes a corregir las deficiencias que observare, con relación al cumplimiento de las leyes, reglamentos y demás normas cuya supervigilancia le corresponde”.

Finalmente, el artículo 15 de la Ley 18.140 señala que:

“Las empresas, entidades o personas naturales, sujetas a la fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de las instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrán ser objeto de la aplicación por esta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales”.

IV. DE LOS PERJUICIOS A MI REPRESENTADA.

Tal como lo indicamos previamente, mi representada desarrolló el proceso de conexión de su Proyecto con apego estricto a la normativa vigente, y cumplimiento todos los requisitos técnicos de seguridad. En ese escenario se le otorga un ICC que le da el derecho a inyectar 3 MW a la red de distribución, sin poner en riesgo la operación tanto del sistema de distribución aledaño como el de transmisión zonal. Sin embargo, en caso de que los PMGD Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche inyecten la totalidad de sus excedentes, la Subestación Tuniche se verá congestionada comprometido su correcta operación, y en consecuencia, según lo establecido por la normativa vigente, el CEN deberá instruir a los PMGD que acceden a dicha subestación, dentro de ellos Graneros, a limitar sus inyecciones a prorrata de su capacidad instalada.

Lo anterior, causará en mi representada un daño que se traducirá en un menor ingreso del esperado, y la razón será porque CGE ha infringido la normativa vigente configurando lo que se conoce como culpa infraccional.

La “culpa infraccional” o “culpa contra la legalidad” es un criterio de atribución de responsabilidad civil extracontractual o categoría especial de culpabilidad, que consiste en imputar la contravención de una norma jurídica específica del ordenamiento que establece un deber de cuidado, de cuya verificación positiva se deriva como consecuencia o efecto jurídico paradigmático una presunción general de culpabilidad en favor de la víctima del daño que impondría al agente infractor la carga procesal de desvirtuarla mediante la acreditación del cumplimiento de la diligencia debida.

Así lo ha señalado la jurisprudencia la que a su vez ha sido citada por la Excmá. Corte Suprema en sentencia Rol N°24245-2014: “Al analizar la legislación regulatoria, se puede constatar que gran parte de estas normas, cuyo incumplimiento es la causa que motiva la puesta en acción de las facultades sancionadoras de los órganos administrativos sectoriales, están configuradas de manera que imponen a los administrados regulados una serie de obligaciones dentro del marco de las actividades que desarrollan (...) Estas exigencias típicas y objetivas de cuidado que se establecen, a fin de cautelar la gestión de intereses generales en materias especialmente reguladas, colocan a los entes objeto de fiscalización en una especial posición de obediencia respecto a determinados estándares de diligencia, cuya inobservancia puede dar lugar a la aplicación de las sanciones respectivas” (...) Al ser el legislador, o bien la autoridad pública, según el caso, quien viene en establecer el deber de cuidado debido en el desempeño de las actividades tipificadas, cabe asimilar el principio de culpabilidad del Derecho Administrativo Sancionador al de la noción de la culpa infraccional, en la cual basta acreditar la infracción o mera inobservancia de la norma para dar por establecida la culpa; lo cual se ve agravado en los casos que se



trate de sujetos que cuenten con una especialidad o experticia determinada, donde el grado de exigencia a su respecto deberá ser más rigurosamente calificado.”²

Adicionalmente a lo anterior, cabe señalar que mi representada ha contraído obligaciones tanto con el futuro adquirente del Proyecto como con el financista del mismo, las cuales suponen que el proyecto podrá inyectar sus 3 MW sin limitaciones, sin perjuicio de aquellas que pueden ocurrir en razón de situaciones aisladas, y no permanentes como ocurrirá en caso de que no se le limite la potencia a inyectar a los PMGD Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche.

V. DEL PLAZO PARA RESOLVER LA PRESENTE CONTROVERSIA Y DE LAS MEDIDAS PROVISIONALES.

El artículo 123 del D.S 88 establece que esta Superintendencia deberá resolver la materia objeto del presente reclamo en un plazo de 60 días, contados desde la declaración de admisibilidad. Asimismo, indica que la Superintendencia podrá solicitar informes a otros organismos para ser considerados en su resolución, y además podrá solicitar directamente a las partes informes sobre la materia objeto de la controversia, todo lo anterior en el plazo de 60 días indicado por el mismo artículo.

El cumplimiento del plazo indicado en citado artículo 123 por parte de esta Superintendencia es imprescindible para efectos del objeto de la presente controversia, debido a que el proyecto El Bajo- Tuniche, se encuentra próximo a declararse en construcción.

En razón de esto mismo, es que solicitamos a esta Superintendencia la adopción de la medida provisional, según lo establecido en el artículo 123 del D.S 88 y 32 de la Ley 19.880 que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado (Ley 19.880), de instruir a la Comisión Nacional de Energía a no autorizar la Declaración en Construcción de nuevos proyectos PMGD que se conecten a alimentadores asociados a la Subestación Tuniche, como asimismo instruir al CEN a no autorizar la Puesta en Servicio o Entrada en Operación de los mismos.

VI. ADMISIBILIDAD Y PETICIONES CONCRETAS.

6.1 Admisibilidad de la Controversia.

El artículo 121 del DS 88 indica que los interesados, los propietarios u operadores de un PMGD y las empresas distribuidoras, podrán formular reclamos ante la Superintendencia por controversias que se susciten durante la tramitación de una SCR, respecto al ICC, los estudios de conexión señalados en el Artículo 54° del presente reglamento, el informe de costos señalado en el Artículo 58° del presente reglamento y los costos de las Obras Adicionales, Ampliaciones o Ajustes la notificación de Conexión, o controversias que se susciten con posterioridad a la conexión, comunicación de energización o entrada en operación de un PMGD.

Respecto al plazo de presentación, el artículo 122 del D.S 88 establece que “el reclamo ante la Superintendencia deberá presentarse por cualquiera de las partes señaladas en el artículo anterior, dentro del plazo de veinte días contado desde que se produzca el desacuerdo.”

Si bien en la presente controversia se han producido continuos desacuerdos, el último es aquel que genera la imposibilidad de que el asunto haya sido resuelto entre las partes y que, en consecuencia, esta parte se haya visto obligada a someter esta controversia a su conocimiento y decisión. Como ya lo indicamos, con fecha 12 de octubre de 2022 vía correo

² Luis Cordero Vega, “Lecciones de Derecho Administrativo”. Legal Publishing Chile, 2015. Pág. 503-504.



electrónico se le envió a CGE un correo solicitando información con el objeto de resolver el asunto sin acudir a esta Superintendencia, correo que fue contestado por la Distribuidora con fecha 13 de octubre en el tenor que ya se indicó.

En consecuencia, y entendiendo que dicha respuesta genera un evidente desacuerdo entre las partes, es que el plazo indicado en el artículo 22 debe ser contado desde el día 14 de octubre de 2022 y, por ende, esta controversia debe considerarse admisible por ser debidamente fundada y ser presentada dentro de plazo.

6.2 Peticiones Concretas.

En virtud de todo lo anteriormente expuesto es que venimos en solicitar a esta Superintendencia que:

1. Declare que CGE ha incumplido la normativa vigente relativa a la limitación de inyección de energía y potencia de un PMGD en caso de constatar congestiones a nivel de transmisión zonal.
2. Instruya a CGE para que limite de forma inmediata el ICC de los PMGD Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche, a la potencia que corresponda según los límites de cargabilidad de la S/E Tuniche, según lo establecido en el artículo 88 del DS88.
3. Declare los incumplimientos normativos cometidos por CGE y en consecuencia aplique las sanciones correspondientes.
4. Conceda la medida provisional solicitada en el numeral V precedente.

VII. DOCUMENTOS QUE SE ADJUNTAN A ESTA PRESENTACIÓN.

Junto a la presente, se adjuntan los siguientes documentos que respaldan las peticiones señaladas precedentemente:

1. Formulario N° 3 de Solicitud de Conexión a la Red del Proyecto Graneros, enviado a CGE con fecha 12 agosto de 2020.
2. Formulario N° 9 en que se adjuntan los Estudios de Conexión del proyecto Graneros, enviado a CGE con fecha 17 de julio de 2021.
3. Formulario N° 14 que contiene el Informe de Criterios de Conexión del proyecto Graneros enviado por CGE con fecha 30 de agosto de 2021, junto con la correspondiente carta de CGE en virtud de la cual se adjunta el Formulario N° 14.
4. Formulario N° 14 que contiene el Informe de Criterios de Conexión del proyecto Graneros enviado por CGE con fecha 6 de enero de 2022, junto con la correspondiente carta de CGE en virtud de la cual se adjunta el Formulario N° 14.
5. Formulario N° 9 en que se adjuntan los Estudios de Conexión del proyecto PMGD La Gonzalina de Tuniche, enviado a CGE con fecha 21 de marzo de 2021.
6. Correo de fecha 14 de septiembre de 2022, enviado por Pablo Flores de Graneros a CGE, indicando la congestión a nivel de transmisión zonal verificada por nuestros estudios.
7. Correo de fecha 23 de septiembre de 2022, enviado por Sergio Omar Leon Paredes de CGE a Pablo Flores de Graneros, indicando que no procedería la limitación solicitada por congestión.
8. Correo de fecha 26 de septiembre de 2022, enviado por Pablo Flores de Graneros a CGE, solicitando los estándares aplicados para la determinación de congestiones.
9. Correo de fecha 12 de octubre de 2022, enviado por Pablo Flores de Graneros a CGE, solicitando información relativa a la Subestación San Rafael, y los proyectos que causarían congestión.



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

10. Correo de fecha 13 de octubre de 2022, enviado por Patricio Murga de CGE a Pablo Flores de Graneros, indicando que no sería posible entregar la información solicitada.
11. Escritura pública de compraventa de Solicitud de Conexión a la Red, entre EActiva SpA y Energía Renovable Olmo SpA, fecha 29 de noviembre de 2021, otorgada en la notaría de Santiago de doña María Pilar Gutiérrez Rivera.
12. Escritura pública de fecha 7 de marzo de 2022, otorgada en la notaría de Santiago de doña María Pilar Gutiérrez Rivera, donde consta mi personería para representar a Energía Renovable Marengo SpA.”

2º. Que, mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°156072, de fecha 13 de enero de 2023, esta Superintendencia declaró admisible el reclamo presentado por la empresa Energía Renovable Marengo SpA y dio traslado de este a CGE S.A. En el mismo acto, esta Superintendencia se pronunció sobre las medidas provisionales solicitadas por la Reclamante y puso en conocimiento del caso a la Comisión Nacional de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional, para la adopción de las medidas que estimaran pertinentes.

3º. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia N°197951, de fecha 27 de enero de 2023, CGE S.A. dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°156072, señalando:

“(…) Mediante la presente, damos respuesta a su requerimiento de información contenido en el oficio ordinario referido, dando cuenta a esta Autoridad – de manera fundada y detallada- todos los antecedentes con que cuenta Compañía General de Electricidad S.A., en adelante CGE, en relación a la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Marengo SpA, relacionado con el pequeño medio de generación distribuida (en adelante, PMGD) – PMGD EA SF Graneros, número de proceso de conexión 18354. En relación a los PMGD’s La Gonzalina Tuniche Sunlight número de proceso de conexión 18766, y PFV Ayla Solar número de conexión 21152.

1. **Antecedentes Relevantes:**

Según lo solicitado por esta Superintendencia, a continuación, se presenta listado con los proyectos vigentes a la fecha según su ingreso, detallando su estado, fechas de ICC, Alimentador correspondiente, fechas de declaración en construcción y sus referidas puestas en servicio, según corresponda – asociados todos- a la S/E Tuniche; se adicionan a este cuadro explicativo los proyectos PMGD’s La Gonzalina de Tuniche Sunlight y PFV Ayla Solar, en cuanto se encuentra en el marco de la controversia.

# Listado	N° Proceso	Nombre PMGD	Estado	Alimentador	Fecha ICC	Fecha DEC	Fecha PES
1	994	Parque FV Chancón	Conectado	Chancón	3/8/2016	N/A	12/3/2018
2	996	Parque FV Los Libertadores	Conectado	El Arrozal	10/8/2016	N/A	29/6/2018
3	17289	PFV Santa Emilia	Conectado	Chancón	7/8/2020	12/2021	29/7/2022
4	18354	EA SF Graneros	ICC Conforme	La Gonzalina	30/8/2021	29/09/2022	N/A
5	18766	La Gonzalina de Tuniche Sunlight	ICC Conforme	La Gonzalina	13/1/2022	N/A	N/A
6	21152	PFV Ayla Solar	ICC Conforme	Las Coloradas	4/11/2021	27/04/2022	N/A
7	21176	Parque Sasa Solar	ICC Conforme	El Arrozal	3/9/2021	N/A	N/A

Tabla 1: Procesos Relevantes asociados a S/E Tuniche



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

2. Origen de la controversia:

La empresa Energía Renovable Marengo SpA, reclama en contra de CGE, en consideración a discrepancias suscitadas entre las partes respecto supuestos incumplimientos procedimentales y técnicos, en específico en virtud de lo indicado en el artículo 88 del DS 88, relativo a la obligación de la Distribuidora de limitar la capacidad de inyección de los PMGD cuando estos, según lo determinado en los estudios eléctricos respectivos, produzcan congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD.

3. Posición de CGE en relación con la controversia planteada:

CGE ha actuado según la normativa vigente, cumpliendo a cabalidad lo dispuesto y exigido por la misma, por lo que el reclamo interpuesto por la empresa Energía Renovable Marengo SpA, carece de sustento respecto las peticiones indicadas a continuación:

“1. Declare que CGE ha incumplido la normativa vigente relativa a la limitación de inyección de energía y potencia de un PMGD en caso de constatar congestiones a nivel de transmisión zonal.

2. Instruya a CGE para que limite de forma inmediata el ICC de los PMGD Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche, a la potencia que corresponda según los límites de cargabilidad de la Subestación Tuniche, según lo establecido en el artículo 88 del DS 88.

3. Declare los incumplimientos normativos cometidos por CGE y en consecuencia aplique las sanciones correspondientes. ...”

Lo anterior, puntualizando que “CGE vulnerando lo indicado por el artículo 88 del DS 88, con fecha 06 de enero de 2022, otorga un ICC por 9 MW al proyecto La Gonzalina de Tuniche SunLight, de propiedad de El Parral Solar SpA, sin indicar restricciones en su operación, dando lugar a que se supere la capacidad del transformador de la S/E y en consecuencia una futura congestión en dicha subestación.

Cabe señalar que los estudios de flujo de los proyectos PFV Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche SunLight, en los cuales según lo establecido en el artículo 2-25 de la NTCO PMGD se analiza el escenario a nivel de transmisión zonal, fueron entregados por los promotores de los proyectos con fecha 23 de agosto de 2021 para el caso de Ayla Solar, y con fecha 18 de octubre de 2021 para el caso de La Gonzalina de Tuniche, es decir con el DS 88 ya vigente. CGE no indica observaciones a los estudios y, como ya lo indicamos, en las respectivas fechas informadas otorga los ICC sin restricciones de inyección.”

Al respecto, podemos indicar que CGE ha actuado conforme lo establecido en el DS. 88, artículo 88, inciso tercero, que dispone:

“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)

En esta línea de argumentos, se indica que con fecha 18 de octubre de 2021, Biwo Renovables S.A. presentó estudios de conexión a la red para el PMGD **Gonzalina de Tuniche Sunlight**, número de proceso de conexión 18766, en el que se incluyó un análisis de transmisión, donde se identificó una supuesta congestión en nivel 1:



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

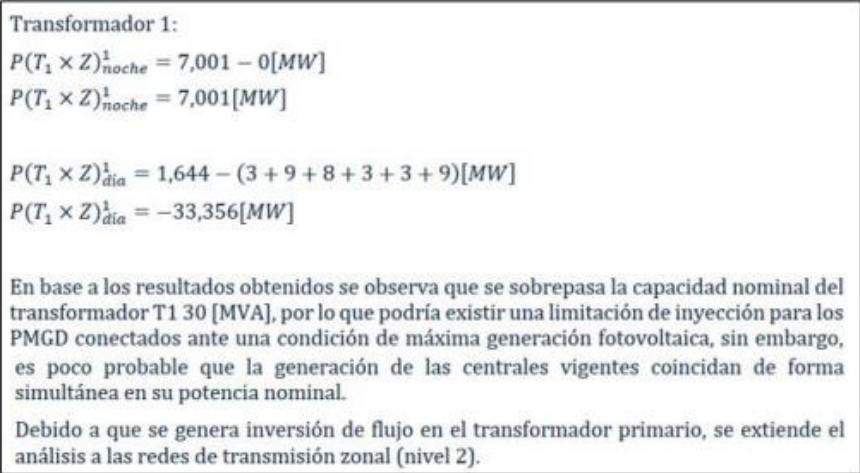


Figura 1: Captura de Estudio de Impacto en Transmisión nivel 1 PMGD La Gonzalina – Tuniche Sunlight

Y por otra parte no se detectó congestión para nivel 2:

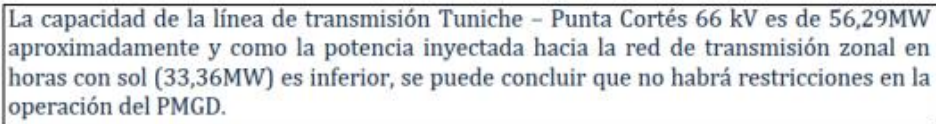


Figura 2: Captura de Estudio de Impacto en Transmisión nivel 2 PMGD La Gonzalina – Tuniche Sunlight

Posteriormente con fecha 13 de enero de 2022, CGE emitió el ICC, donde se dio revisión al análisis de transmisión presentado, y se determinó que no se supera la capacidad de transferencia, ni nivel 1, ni de nivel 2, lo cual queda consignado en el mismo documento:



Figura 3: Captura de ICC PMGD Gonzalina Tuniche Sunlight

Para dicha revisión CGE considera los siguientes parámetros operativos:

Escenario A: Evaluación Art 2-25 NTCO Flujos de Potencia Transmisión Zonal

Dem mín día T1 S/E Tuniche: 6,4 [MW]
Suma PMGD en T1: 35,0 [MW]

Nivel	Nombre	Capacidad [MVA]	Suma PMGD - Dem Min [MW]	Nivel de carga [%]
$P(T \times Z)_{dia}^1$	Transformador T1 de S/E Tuniche	30,00	28,60	95,33
$P(T \times Z)_{dia}^2$	Punta de Cortés - Tuniche 66kV	52,36	28,60	54,63



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

En relación con lo anterior, queda completamente justificado que no corresponde consignar una restricción de potencia en el ICC de PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, como lo indica el reclamante.

Por otro lado, con fecha 23 de agosto de 2021, PFV Ayla Solar SpA presentó estudios de conexión a la red para el **PMGD PFV Ayla Solar**, número de proceso de conexión 21152 en el que se incluyó un análisis de transmisión, donde no se identificó una congestión en nivel 1:

PTxZnoche (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{noche} (kW)	PMGD _{NS} (kW)	PMGD _{SCA} (kW)
6891	23.27 %	6891	0	0

Tabla 18: PTxZnoche Transformador T1

PTxZdia (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{dia} (kW)	PMGD PFV AYLA SOLAR(kW)	PMGD Conectados o ICC (Kw)
-22736	75.78 %	6264	9000	20000

Tabla 19: PTxZdia Transformador T1

Figura 4: Captura de Estudio de Impacto en Transmisión nivel 1 PMGD PFV Ayla Solar

Y por otra parte tampoco se detectó congestión para nivel 2:

Para el caso del nivel 2 (línea de transmisión zonal adyacente), que en este caso sería la línea que llega a la barra de alta tensión del transformador de la SE (30MVA), usando información del modelo del SEN del Coordinador Eléctrico Nacional se determina que la línea a evaluar es Punta de Cortes-Tuniche. El modelo del SEN no posee valores de demandas horarios, establece valores de demanda mínima, media y máxima para diferentes días de la semana. Se utilizará para la demanda mínima tanto de día como de noche el mínimo de los valores de demanda baja configurados en el modelo del SEN.

Línea	PTxZnoche (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{noche} (kW)	PMGD _{NS} (kW)	PMGD _{SCA} (kW)
Punta de Cortes - Tuniche 66 kV	6943	15.36%	6943	0	0

Tabla 20: PTxZnoche de Línea

Figura 5: Captura de Estudio de Impacto en Transmisión nivel 2 PMGD PFV Ayla Solar

Posteriormente con fecha de 25 de octubre de 2021, CGE emitió el ICC, donde se dio revisión al análisis de transmisión presentado, y se determinó que no se supera la capacidad de transferencia, ni nivel 1, ni de nivel 2, lo cual queda consignado en el mismo documento:



K	Análisis de Impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, según el Art. 2-25 de la NTCO	SI	Los estudios entregados por PFV Ayla Solar SpA incluyen un análisis de impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, concluyendo que no se superará la capacidad de transferencia de los niveles 1 del transformador T1 de la S/E Tuniche y 2 de la línea adyacente Punta de Cortés – Tuniche 66 [kV] C1 solicitados por la NTCO. CGE no manifiesta reparos respecto de los resultados obtenidos para estos estudios.
---	---	----	--

Figura 6a: Captura de ICC PMGD PFV Ayla Solar

11. Sistema de transmisión Zonal PFV Ayla Solar SpA entrega los resultados del estudio de impacto sistémico, en la realización de flujos de potencia de Transmisión zonal para Niveles 1 y 2, según el Art. 2-25. Los resultados obtenidos determinan e informan los niveles de carga del transformador T1 de la S/E Tuniche y la línea adyacente aguas arriba del mismo transformador.

Figura 6b: Captura de ICC PMGD PFV Ayla Solar

Para dicha revisión CGE considera los siguientes parámetros operativos:

Evaluación Art 2-25 NTCO Flujos de Potencia
Transmisión Zonal

Dem mín día S/E Tuniche : 6,809 [MW]
Suma PMGD: 29 [MW]

Nivel	Nombre	Capacidad [MVA]	Suma PMGD - Dem Min [MW]	Nivel de carga [%]
P(TxZ) ¹ _{día}	Transformador T1 S/E Tuniche	30	22,191	73,97
P(TxZ) ² _{día}	Punta de Cortés - Tuniche 66 [kV] C1	52,356	22,191	42,385

En relación a lo anterior, queda completamente justificado que no corresponde consignar una restricción de potencia en el ICC de PMGD PFV Ayla Solar, como lo indica el reclamante.

Adicionalmente la empresa Energía Renovable Marengo SpA, reclama que se deben incluir restricciones en la operación de los PMGDs La Gonzalina de Tuniche y PFV Ayla Solar dado que se superan la capacidad del transformador de la S/E, lo cual no es efectivo según el artículo 88 del DS 88 inciso 3ero, que textualmente se refiere sólo a congestiones aguas arriba de la subestación primaria de distribución, es decir lo que vendría siendo líneas de transmisión o congestiones de nivel dos, y por lo tanto, no corresponde la obligación normativa que CGE incluya una restricción de potencia, aun cuando exista una posible congestión de nivel uno.

Por otro lado, el reclamante indica un supuesto perjuicio al PMGD EA SF Graneros, al no haber incluido una presunta limitación por transmisión en los PMGDs La Gonzalina de Tuniche y PFV Ayla Solar, que desencadenaría en una limitación en la operación de su PMGD. Lo anterior no es efectivo, debido a que la facultad para limitar inyecciones corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), quien se ha pronunciado en la línea de aplicar una limitación de las inyecciones a prorrata de las potencias instaladas a los PMGDs, independiente de si se trata de ICC de DS. 244 o DS. 88, o si cuentan o no con limitación consignada en el ICC. Lo anterior se refleja en Carta DE 02523 – 22 – de fecha 27 de mayo de 2022, que prescribe:



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

“... las eventuales restricciones de transmisión que se activen en la S/E Chimbarongo producto de excedentes de generación provenientes de PMGD, deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de las inyecciones a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación que contribuyan a la mencionada congestión de transmisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 102 del DS88-2019 (Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala) y el artículo 45 del DS125- 2019 (Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional), situación que será instruida por el CDC de este Coordinador a los respectivos CC.”

En base a lo anterior, no es efectivo lo indicado por la empresa reclamante, en relación que tanto los ICC emitidos por DS. 244 y por DS. 88, con o sin restricción consignada, se limitan por prorrato cuando existe saturación en el transformador de la subestación primaria.

En la misma línea, se refuerza lo indicado, en el Informe: Verificación de Posibles Congestionamientos 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 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 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 Marengo SpA, carece de fundamento en relación con cada una de las peticiones indicadas, ya que CGE no ha incumplido el reglamento y en consecuencia no preceden las sanciones solicitadas por el reclamante.

4. Anexos.

Acompañamos a esta presentación, los siguientes antecedentes que dan cuenta de lo señalado en esta presentación:

- i. ICC del PMGD Parque FV Chacón.*
- ii. ICC del PMGD Parque FV Los Libertadores.*
- iii. ICC del PMGD PFV Santa Emilia.*
- iv. ICC del PMGD EA SF Graneros.*
- v. ICC del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight.*
- vi. ICC del PMGD PFV Ayla Solar.*
- vii. ICC del PMGD Parque Sasa Solar.*
- viii. F9-PES del PMGD Parque FV Chacón.*
- ix. F9-PES del PMGD Parque FV Los Libertadores.*
- x. F21-PES del PMGD PFV Santa Emilia.*
- xi. Estudio Flujo de Potencia PMGD La Gonzalina de Tuniche.*
- xii. Estudio Flujo de Potencia PMGD Ayla Solar.*
- xiii. Carta Coordinador Eléctrico Nacional – DE 02523 – 22 – de fecha 27 de mayo de 2022.”*



4°. Que, en atención a los eventuales efectos que pudiese tener la presente resolución a los proyectos asociados a la S/E Tuniche, se trasladó los antecedentes del caso a la empresa BIWO Renovable SpA, propietaria del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°162800, de fecha 14 de marzo de 2023, motivo de la verificación del cumplimiento de la exigencia establecida en el artículo 88° del D.S. N°88.

5°. Adicional a lo anterior, se trasladó también a la empresa PFV Ayla Solar SpA, propietaria del PMGD PFV Ayla Solar mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°162799, de fecha 14 de marzo de 2023, el reclamo presentado por la empresa Energía Renovable Marengo SpA, debido a que el proyecto también se encuentra relacionado a la controversia presentada, en relación con la verificación del cumplimiento de la exigencia establecida en el artículo 88° del Reglamento.

6°. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°209188, de fecha 29 de marzo de 2023, la empresa El Parral Solar SpA, propietaria del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°162800, señalando lo siguiente:

*“(…) Que en conformidad a lo requerido en el oficio de la referencia, evacuo el traslado allí conferido, respecto de la controversia planteada por la empresa Energía Renovable Marengo SpA (“**Marengo**”) en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A. (“**CGE**”).*

I. Antecedentes.

Conforme el oficio mencionado, Marengo reclama en contra de CGE, en razón de la apreciación sobre la situación de congestión a nivel de transmisión zonal que la empresa distribuidora ha realizado en el proceso de conexión PMGD adyacentes al PMGD EA SF Graneros (“Proyecto Marengo”), apreciación que, a juicio del reclamante, no estaría aplicando el artículo 88° del D.S. N°88/2019³ a los proyectos asociados a la S/E Tuniche, lo cual conllevaría que ante una posible congestión del transformador de poder, se afectaría de forma negativa a la potencia de inyección autorizada del proyecto Marengo, lo que le causaría perjuicio financieros y contractuales.

Atendido lo anterior, Marengo solicita de la SEC que:

- 1. Declare que CGE ha incumplido la normativa vigente relativa a la limitación de inyección de energía y potencia de un PMGD en caso de constatar congestiones a nivel de transmisión zonal.*
- 2. Instruya a CGE para que limite de forma inmediata el ICC de los PMGD Ayla Solar y La Gonzalina de Tuniche, a la potencia que corresponda según los límites de cargabilidad de la Subestación Tuniche, según lo establecido en el artículo 88 del DS 88.*
- 3. Declare los incumplimientos normativos cometidos por CGE y en consecuencia aplique las sanciones correspondientes.*

*Asimismo, como medida provisional mientras se resuelve la controversia, la reclamante solicitó que la SEC instruyese a la Comisión Nacional de Energía (“**CNE**”) a no autorizar la declaración en construcción de nuevos proyectos PMGD que se conecten a alimentadores asociados a la Subestación Tuniche, como asimismo instruir al Coordinador Eléctrico Nacional (“**CEN**”) a no autoriza la Puesta en Servicio o Entrada en Operación de los mismos. Estas medidas provisionales fueron desestimadas por la SEC.*

³ Reglamento para medios de generación de pequeña escala, en adelante DS88.



Los fundamentos expresados por Marengo para sustentar su controversia pueden resumirse en un breve resumen, como sigue:

- i. De la S/E Tuniche, de propiedad de CGE Transmisión y parte del sistema de transmisión zonal, derivan cuatro alimentadores: La Gonzalina, El Arrozal, Chacón y Las Coloradas, mientras que del alimentador La Gonzalina, derivan los PMGD de la reclamante y el de mi representada y a su turno, del alimentador Las Coloradas, deriva el PMGD PFV Ayla Solar. El estado de los tres PMGD mencionados es de ICC otorgado, mientras que su potencia es de 3 MW en el caso de Marengo y de 9 MW en el caso de cada uno de los otros dos.
 - ii. La S/E Tuniche tiene un límite máximo de cargabilidad de 30 MVA, mientras que los proyecto PMGD que ya están conectados a los diferentes alimentadores o tienen su ICC otorgado, sobrepasarían el máximo de cargabilidad en un 23,47% en la condición más desfavorable.
 - iii. Se añade en el reclamo que con los PMGD conectados o con ICC vigente antes de la aprobación del suyo propio, la cargabilidad del transformador de la S/E Tuniche contaba aún con 13,96 MVA de generación disponibles para ser conectados, por lo que su aporte de 3 MVA no producía congestión alguna. Sin embargo, sostiene, los dos proyectos con ICC otorgado con posterioridad, esto es, los proyectos Ayda Solar y la Gonzalina, sí generarían congestión dado que su potencia instalada llevaría a exceder este límite de cargabilidad de 30 MVA.
 - iv. Ante esta situación, Marengo señala que CGE habría incurrido en infracción del inciso tercero del artículo 88 del DS88 que señala textualmente lo siguiente: **“En caso de que los estudios de conexión adviertan 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”**.
 - v. La infracción reglamentaria imputada por Marengo se materializaría entonces porque CGE emitió los ICC de ambos proyectos sin restringir la capacidad de inyección de éstos, a fin de que se ajustase a la capacidad de la S/E, precaviendo ex ante la congestión avizorada.
 - vi. Esta supuesta infracción, a juicio de la reclamante, producirá una consecuencia que le resultaría perjudicial, toda vez que el evento futuro de una congestión de la transmisión zonal al no quedar resuelto ex ante, tendría que serlo ex post por el CEN a la luz de lo ordenado por los artículos 2.14 y 2.25 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión de 2019 (**“NTCO”**), requiriendo de todos lo PMGD conectados a limitar sus inyecciones, a prorrata de su capacidad instalada, lo que le afectaría patrimonialmente, no pudiendo inyectar por el total de sus 3 MW de potencia nominal, en circunstancias que ha contraído obligaciones tanto con un futuro adquirente de su proyecto como con el financista del mismo, obligaciones que suponen que podría siempre inyectar a máxima capacidad sin limitaciones por causa de la congestión. Esto ya no lo podría cumplir, por causa de no haberse limitado por CGE las inyecciones de La Gonzalina y Ayla Solar.
- II. Los Hechos en que se funda el reclamo o controversia no se han acreditado: El ICC del proyecto de mi representada descarta expresamente que sus inyecciones puedan generar congestiones a nivel de transmisión zonal.**



El reclamo de Marengo pretende que se considere como un “hecho de la causa” el que nuestro proyecto La Gonzalina, a máxima inyección, generará congestión a nivel de transmisión y, por tanto, reprocha a CGE el que haya ignorado, desestimado o inadvertido este “dato” no previendo en nuestro ICC la limitación de inyección que debió haber establecido y que a esa falta de previsión le generará el ya descrito perjuicio, requiriendo de la SEC que ordene a CGE corregirla, rectificando nuestro ICC ya otorgado y aceptado.

Pues bien, esto no es efectivo. No se ha acreditado de modo alguno por el reclamante ni es pacífico o indubitado el evento de la congestión, ni por tanto, que CGE lo haya preterido y, por eso, dejase de aplicar el artículo 88 del DS 88. Muy por el contrario, CGE niega en su informe sobre la controversia, que exista una previsión de congestión ante la operación de La Gonzalina. Es más, CGE no ha aseverado la ausencia de congestión como un argumento de defensa de la controversia, sin que lo hizo desde un inicio en nuestro propio ICC, es decir, no omitió un supuesto hecho indubitado de la congestión, sino que analizó técnicamente el punto y luego de aquello, negó la contingencia de congestión y por esa razón, no por dolo, desidia o inadvertencia, decidió no requerir medidas para enfrentarla.

No se entiende entonces la imputación que la reclamante hace a CGE, de haber omitido culpablemente la aplicación de una norma reglamentaria ante la verificación de su hipótesis de hecho, toda vez que la concesionaria negó expresamente que tal hipótesis se verificase.

*En efecto, en nuestro ICC esta cuestión es particularmente clara⁴, toda vez que incluso el ICC da cuenta de que los resultados del estudio de flujos de potencia entregado por mi representada “determinan e informan los niveles de carga del transformador de la S/E Tuniche y la línea adyacente aguas arriba del mismo transformador, concluyendo que se superará la capacidad de transferencia del nivel del transformador T1 de la S/E Tuniche⁵ **CGE se manifiesta en desacuerdo con los resultados obtenidos por Biwo Renovables SpA, dado que según evaluaciones de CGE no se supera la capacidad de transferencia del nivel 1**”.⁶ Puede verse que el juicio técnico de CGE incluso desestimaba la previsión más conservadora de mi representada.*

Al respecto, siguió razonando el ICC que “dependiendo del avance a todos los casos existentes en los alimentadores de la subestación, es posible que resulte necesario ejecutar obras mayores en el sistema de subtransmisión, las cuales deben ser evaluadas mediante el proceso del plan de Expansión Anual de la Transmisión que desarrolla la Comisión Nacional de Energía. De acuerdo a lo anterior, la conexión del proyecto debe considerar los plazos de gestión y ejecución de la obra una vez otorgada la aprobación por parte de la autoridad regulatoria. A modo referencial, en la condición actual, la cantidad total de PMGD en estado de ICC conforme o superior, incluyendo al PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, no hace superar la capacidad de transformación de la Subestación Tuniche”.

*Lo anterior es la conclusión del ICC emitido por CGE respecto de posibles congestiones a nivel de transformador. Ahora bien, respecto de una posible congestión en las **instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba** de la subestación Tuniche, el ICC consigna que “Biwo Renovables SpA concluye que no se superará la capacidad de transferencia del nivel 2 de las líneas adyacentes. CGE no manifiesta reparos a estas conclusiones”.*

En suma, la controversia planteada por Marengo, da por ciertos los hechos en que funda su planteamiento, sin más apoyo que su propia aseveración y sin entregar argumentos ni

⁴ Ver apartado N°11.

⁵ En efecto, en nuestro estudio de flujos de potencia advertimos de la posibilidad de que se sobrepase la capacidad nominal del Transformador T1 por lo que podría requerirse a futuro una limitación de inyección para los PMGD conectados ante una condición de máxima generación fotovoltaica. En cualquier caso, agregamos allí que ese escenario de restricción era de baja probabilidad ya que requeriría la generación simultánea a potencia nominal de todos los proyectos conectados a la S/E.

⁶ Énfasis agregado.



menos evidencia que pudiese desvirtuar la conclusión razonada del ICC de mi representada a la que arribó la entidad legalmente responsable de emitirlo, esto es, la concesionaria a cargo de la red de distribución de electricidad y responsable de su interacción con el sistema de transmisión asociado, que debe verificar la validez de los estudios técnicos del interesado en conectar el PMGD y expresar su conformidad o reparos sobre ello en el ICC.

Atendido ello, parece razonable y casi obvio que Marengo, a lo menos, debería haber acreditado fehacientemente que el análisis técnico de CGE en nuestro ICC respecto posibles congestiones a nivel de transmisión zonal, comete errores técnicos determinados que arrojan resultados erróneos. Nada de esto ha hecho la reclamante.

III. La situación de hecho en que se basa la controversia planteada por Marengo está fuera de la hipótesis que regula el artículo 88 del D.S. N°88 y, por tanto, dicha disposición reglamentaria no es aplicable en la especie.

Esta es la cuestión fundamental por la que resulta imposible que la controversia planteada por Marengo pueda prosperar.

En efecto, como ya sabemos, las posibles congestiones en el sistema de transmisión respectivo ante la conexión de un PMGD, debe de analizarse por el interesado en conectarse mediante el llamado estudio de flujos de potencia. Las conclusiones de estos estudios deben ser analizadas y validadas u observadas en el ICC.

Pues bien, este examen contempla determinar si existen posibles congestiones de transmisión **en dos niveles**. Así lo establece la regulación vigente, primeramente en el artículo 2-25 de la NTCO, que prescribe expresamente que “ 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 de verificar si existen congestiones en la **línea de transmisión zonal** que representen un nivel de adyacencia **aguas arriba del mismo transformador**”. Énfasis agregados.

Enseguida, el artículo 2-14 de la NTCO contempla el procedimiento a seguir en el evento de materializarse estas congestiones, y estatuye, entre otras reglas, que el CEN deberá efectuar estudios semestrales para determinar si efectivamente existirán las congestiones que pudieren proyectar los estudios técnicos, contrastándolas con otros factores tales como el avance de obras en los sistemas de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados o la fecha probable de conexión de los proyectos de PMGD.

Si es que luego de efectuar sus estudios, el CEN determine que podrán existir escenarios de congestión en la transmisión zonal, deberá informar de ello a la SEC, a la CNE, a la distribuidora, a la empresa de transmisión zonal y a los interesados, sobre estos escenarios y sobre una disminución probable de sus inyecciones, a fin de tomar las acciones pertinentes. En este caso, el CEN determinará el tratamiento técnico que deberán tener las inyecciones de los PMGD, sobre la base de los principios de orden de mérito y de una limitación a prorrata basada en la capacidad instalada de los afectados.

Cabe destacar desde luego, que esta regla de la NTCO es análoga a la del artículo 102 de DS 88 que establece los criterios de limitación de inyecciones ante contingencias y que establece el mismo mecanismo de la prorrata.⁷

⁷ El artículo 102 establece previo a la prorrata, un listado de prioridad elaborado sobre la base de la inyección a menor costo variable. En cualquier caso, entre los PMGD asociados al alimentador La Gonzalina, debiese aplicarse la prorrata, por cuanto, según esta regulación, respecto de ambos debe considerarse que operan a costo cero por tratarse de PMGD fotovoltaicos que no están obligados a declarar sus costos variables y costos de partida, al funcionar con recurso primario variable como es la energía solar.



En este sentido, además, es claro el CEN ha considerado el mecanismo del artículo 102 del DS88 como el apropiado para resolver los eventuales de eventos de congestión de transmisión zonal que nos ocupan. Para ello basta ver el informe semestral de noviembre de 2022, que textualmente 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 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 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”.

En consecuencia y habida cuenta de lo latamente expuesto, en la especie, **es un hecho no controvertido que la hipótesis de congestión en que se funda Marengo correspondería exclusivamente al primer nivel o nivel uno y de modo alguno al segundo nivel o nivel 2**, esto es, sólo al nivel de la capacidad del transformador de la S/E Tuniche y no al nivel de la línea de transmisión zonal adyacente aguas arriba, esto es, la línea de transmisión “Tuniche-Punta Cortés”, cuya capacidad nominal, según el último informe del CEN ya citado es de 46 MVA, de lo que la autoridad de coordinación concluye **“la no existencia de congestión por inyección de PMGD para este elemento”**. Énfasis agregado.

Es esta una cuestión en que está conteste, por cierto, CGE como se ha visto, pero también la propia reclamante. En efecto, en el Estudio de Flujos de Potencia entregado por Marengo para su ICC, la reclamante distingue también entre nivel 1 y nivel 2, señalando que “El Nivel 1 está relacionado con los alimentadores asociados al transformador T1 de la subestación”. Enseguida, señala que el nivel 2 está constituido por la línea “Punta de Cortes-Tuniche”, agregando que su capacidad es de 49,38 MVA, incluso mayor que la calculada por el CEN.

Pues bien, siendo este un hecho indubitado y pacífico, debe volverse sobre el artículo 88 del DS88, ya transcrito anteriormente y puntualizar que su hipótesis fáctica de aplicación es clara e inequívoca. En efecto, la disposición reglamentaria ordena limitaciones de inyección en la forma que ya se transcribió, pero no ante cualquier proyección de congestión futura, sino que exclusivamente, **“En caso de que los estudios de conexión adviertan 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 (...)”**.

Lo señalado es evidente. Las mencionadas instalaciones de transmisión son las que reiteradamente hemos referido y la regulación define como las de **nivel 2**, en este caso, la línea de transmisión zonal “Tuniche-Punta Cortés”, en la que **nadie prevé congestión alguna**, existiendo amplia capacidad disponible para recibir la máxima inyección de los PMGD asociados a la subestación Tuniche. Por el contrario, el artículo 88 no regula eventuales congestiones a nivel de transformador de la S/E asociadas al o los alimentadores a los que se conecten los PMGD, esto es, al nivel 1.

No se entiende, entonces, como Marengo plantea esta controversia y más aún realiza una denuncia contravencional contra CGE por la no aplicación e infracción de una norma reglamentaria en un caso que a todas luces, ésta no regula.

En consecuencia, esta comprobación normativa respecto del DS88 haría incluso ocioso el que Marengo hubiese acreditado congestiones en el nivel 1, cosa que no ha hecho, ya que



respecto de esta hipótesis se aplica el ya descrito mecanismo de prorratas del artículo 2-14 de la NTCO y de modo alguno el mecanismo del artículo 88 del DS88. Es por esto que no existe la antinomia entre este artículo 88 y el artículo 2-14, en relación con el 2-25, de la NTCO. Lo anterior es relevante, dado que la controversia de Marengo plantea esta falsa antinomia y propone para “resolverla” que la NTCO se entienda derogada en esta parte, en virtud del principio de jerarquía normativa.

Además, la reclamante oculta el hecho de que como ya hemos visto, el criterio de la prorrata que aplica en este caso el CEN proviene del propio DS88, artículo 102⁸. Como es evidente, ni el criterio de la jerarquía normativa, ni el de norma posterior podrían eliminar el mecanismo de la prorrata, salvo recurriendo al absurdo de que el DS88 se deroga a sí mismo.

IV. Sobre los perjuicios alegados por Marengo.

Dijimos que Marengo alega que la supuesta infracción de CGE le irroga perjuicios derivados de que en el evento de producirse una congestión de transmisión zonal a nivel del transformador de la S/E Tuniche, se aplicaría la prorrata regulada en la NTCO, a su juicio indebidamente, y que ello, a causa le causará un lucro cesante, dado que no podrá inyectar a máxima capacidad.

Añade la reclamante que esto le pondría, injustamente, en situación de responsabilidad ante sus financistas y los futuros compradores del proyecto, a quienes se les habría comunicado que los ingresos esperables de este proyecto de generación se fundamentaban en lo que creían era el derecho de inyectar a máxima capacidad sin tener que someterse en el futuro (Salvo contingencias puntuales del sistema) a limitaciones por congestión que implican menores ingresos.

Después de todo lo expuesto en las secciones anteriores, no se hace necesario profundizar en lo inexplicable que resulta que Marengo tomara compromisos con terceros respecto de eventuales restricciones en el nivel 1, sobre la base de un entendimiento de la regla del artículo 88 del DS 88 que es ostensible y evidentemente contrario al claro tenor de dicha disposición respecto de la materia, particularmente tratándose de una parte sofisticada que debiese ser perfecta conocedora de la actividad que desarrolla y su regulación.

A mayor abundamiento, Marengo debió considerar también que el criterio del CEN en cuanto a aplicar prorratas ex post para regular casos de ocurrencia futura de congestiones a nivel de transmisión zonal, no sólo aparece en su último informe semestral, sino que en el propio informe que cita el reclamante en su presentación y, en general, en todos los informes desde 2021, todos ellos bajo la vigencia del DS88⁹.

Genera entonces perplejidad que Marengo haya dado señales tan equívocas a terceros sobre los flujos de su proyecto, ante evidencia abiertamente contraria, no sólo de la normativa, sino que del modo también inequívoco en que la autoridad encargada de aplicarla entiende el modo de actuar ante las congestiones de nivel 1. Cualquiera sea el motivo del obrar de la reclamante, es evidente que el perjuicio alegado no es tal sino que consiste en una contingencia normal del negocio, a la que todos los operadores del mismo estamos sometidos.

Por el contrario, antes que los perjuicios que alegue Marengo, lo cierto es que cualquier innovación en nuestro ICC de las que ésta pretende y solicita a la SEC, sí nos generaría un

⁸ Que como es sabido, es una aplicación al caso de los PMGD del principio general de la prorrata de restricción de inyecciones, propio de la coordinación de todo el sistema eléctrico, conforme al artículo 45 del decreto 125 de 2017, Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

⁹ Pueden verse en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-verificacion-de-congestiones-en-transmision-zonal-por-inyeccion-de-pmgd/>



perjuicio indebido de graves efectos patrimoniales y de responsabilidad en nuestra contra. En efecto, mi representada ha hecho importantes inversiones en el proyecto, incurrido en costos para su implementación y adquirió compromisos con terceros. Mucho de todo esto, por cierto, después de haber recibido y dando nuestra conformidad al ICC vigente y válido, ello implica que todas las inversiones y compromisos se hicieron con la justa certeza jurídica de que nuestro ICC nos habilitaría siempre para inyectar el máximo de la capacidad nominal del proyecto, dando nuestro régimen de auto despacho, salvo contingencias de la coordinación del sistema o, como en la especie, restricciones de generación a prorrata a causa de congestiones a nivel de transmisión. Alterar ese régimen para privilegiar ilegalmente al reclamante, que además ha sido negligente para apreciar las contingencias de la actividad¹⁰, sería evidentemente contrario a derecho.

V. Petición Concreta.

Habida consideración de los fundamentos expuestos en esta presentación, solicitamos que se tenga por evacuado el traslado conferido y en definitiva que se rechace la controversia planteada por Marengo en todas sus partes.

VI. Reserva de Acciones.

Conforme a lo expuesto, esta parte deja de manifiesto que se reserva todas las acciones judiciales o administrativas de cualquier orden y ante cualquier foro o jurisdicción que procedan, y otras disposiciones que resulten directa o indirectamente aplicables a propósito de la materia de esta controversia.”.

7º. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia N°210801, de fecha 10 de abril de 2023, la empresa PFV Ayla Solar SpA, propietaria del PMGD PFV Ayla Solar, dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°162799, señalando lo siguiente:

“(…) Mediante la presente, damos respuesta a su requerimiento de información contenido en el oficio ordinario referido, dando cuenta a esta autoridad de los antecedentes con que cuenta PFV Ayla Solar SpA, propietaria del PMGD PFV Ayla Solar, proceso de conexión N°21152, en relación a la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Marengo SpA, relacionado con el PMGD EA SF Graneros, número de procesos de conexión 18354.

I. ANTECEDENTES: PFV AYL A SOLAR.

i. Descripción del Proyecto PFV Ayla Solar.

El proyecto consiste en una planta de energía solar fotovoltaica con una capacidad de inyección a la red de 9 [MW], la que se conectará al Alimentador Las Coloradas (el “Alimentador”) de la Subestación Tuniche (la “Subestación”) de la empresa distribuidora CGE, en el punto de conexión placa poste N°582354 (el “Punto de Conexión”), en adelante el “Proyecto” o “PFV Ayla Solar”.

El PFV Ayla Solar es un proyecto agrosolar, primero de su tipo en el país, en donde cohabitan la planta solar de 9 MW y una plantación de cerezos de 30 Has. A la fecha de hoy, el proyecto ya cuenta con Puesta en Servicio y se encuentra inyectando al sistema eléctrico.

ii. Proceso de Conexión.

¹⁰ Y que además, aunque su ICC es previo al de mi representada, ello obedece sólo a demoras de tramitación, ya que incluso nuestra solicitud de conexión es previa [Verificar]



Para la obtención del Informe de Criterios de Conexión, el Proyecto ha desarrollado su proceso de conexión con la distribuidora CGE según las siguientes iteraciones:

1. El solicitante hace entrega de Formulario 3 “Solicitud de conexión a la red (SCR)” el día 02-05-2021 a la empresa CGE. La SCR entregada indica que el proyecto considera una potencia activa a inyectar de 9 [MW].
2. CGE hace entrega de Formulario 4 “Declaración de Admisibilidad” el día 01-07-2021 al Solicitante, otorgándole admisibilidad a la SCR y asignándole el número de proceso 21152.
3. CGE hace entrega de Formulario 7 “Respuesta a SCR” el día 30-07-2021 al Solicitante, entregando la información a considerar para la elaboración de los estudios técnicos.
4. El Solicitante hace entrega de Formulario 8 “Conformidad de Respuesta a SCR” el día 04-08-2021 a la empresa CGE. Se acepta respuesta de SCR y se procede a elaborar los estudios técnicos.
5. El Solicitante hace entrega de Formulario 9 “Entrega Estudios Técnicos Preliminares” el día 23-08-2021 a la empresa CGE. Como conclusión se determina que el proyecto no requiere de la ejecución de obras adicionales para su conexión a la red. Adicionalmente, los análisis de transmisión zonal confirman que la conexión del proyecto no genera sobrecargas en ninguna de las instalaciones analizadas.
6. CGE hace entrega de Formulario 14 “Informe de Criterios de Conexión” el día 25-10-2021 al Solicitante, manifestando conformidad con lo consignado en la SCR de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.
7. El solicitante hace entrega de Formulario 15 “Conformidad con ICC” el día 03-11-2021 a la empresa CGE. Se indica que se acepta conforme el ICC enviado por la Empresa Distribuidora y reserva capacidad solicitada.

iii. Etapa de Estudios Técnicos.

El proyecto comenzó su etapa de estudios con la recepción del Formulario 7 “Respuesta a SCR” el día 30-07-2021. Junto con el formulario 7, CGE hace entrega del documento “1. ANEXO1 Formulario_7 PFV Ayla Solar.pdf” el cual contiene los antecedentes necesarios para la realización de los estudios técnicos. Entre los antecedentes entregados, se tiene un listado de todos los PMGD que se encontraban operando o con ICC vigente en la subestación bajo estudio, de manera que estos proyectos fueran considerados en los estudios del PFV Ayla Solar según lo establecido en el artículo 2-23 de la NTCO. En este sentido, el universo de proyectos informado por CGE y considerado en los estudios del PFV Ayla Solar fue el siguiente:

CLAVE	PROYECTO	POTENCIA (MW)	ESTADO PMGD	ALIMENTADOR
994	Parque PFV el Chancón	3	Conectado	Chancón
17289	PFV Santa Emilia	9	ICC	Chancón
996	Parque FV Los Libertadores	8	Conectado	El Arrozal

Tabla 1: PMGD Conectados o con ICC vigente en SE Tuniche al momento de ser emitido el Formulario 7 del PFV Ayla Solar.

Como se puede observar, el momento de iniciarse la etapa de estudios del PFV Ayla Solar, según lo informado por CGE, solo existían conectados los proyectos “Parque PFV El Chacón” y “Parque PFV Los Libertadores” de 3 y 8 MW respectivamente, además del ICC Aprobado “PFV Santa Emilia” de 9 MW. En mayor abundamiento, los proyectos “EA SF Graneros” de 3 MW y “La Gonzalina de Tuniche Sunlight” de 9 MW se encontraban “En estudio” y “SCR” respectivamente ambos dentro del alimentador La Gonzalina. En este



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

sentido y en línea con la normativa vigente, los estudios de análisis de transmisión zonal del PFV Ayla Solar no consideraron otros proyectos fuera de los contenidos en la tabla 1, puesto que la normativa vigente no instruye a considerar proyectos que se encuentren en etapa de SCR.

Bajo las condiciones anteriormente mencionadas, los estudios de transmisión zonal arrojaron los siguientes resultados:

PTxZnoche (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{noche} (kW)	PMGD _{NS} (kW)	PMGD _{SCA} (kW)
6891	23.27 %	6891	0	0

Tabla 2: PTxZnoche Transformador T1 subestación Tuniche

PTxZdia (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{dia} (kW)	PMGD PFV AYLA SOLAR(kW)	PMGD Conectados o ICC (Kw)
-22736	75.78 %	6264	9000	20000

Tabla 3: PTxZdia Transformador T1 subestación Tuniche

Línea	PTxZnoche (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{noche} (kW)	PMGD _{NS} (kW)	PMGD _{SCA} (kW)
Punta de Cortes - Tuniche 66 kV	6943	15.36%	6943	0	0

Tabla 4: PTxZnoche de Línea Punta de Cortes – Tuniche 66 kV

Línea	PTxZdia (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{dia} (kW)	PFV AYLA SOLAR (kW)	TODOS LOS PMGD CONECTADOS (kW)	TODOS LOS PMGD EN ICC (Kw)
Punta de Cortes - Tuniche 66 kV	-22752	49.84%	6943	9000	11000	9000

Tabla 5: PTxZdia de Línea Punta de Cortes – Tuniche 66 kV

Como se puede observar en las tablas anteriores, que ninguna de las instalaciones analizadas (transformados de la subestación en nivel 1 y la línea de transmisión Punta de Cortes-Tuniche 66 kV en nivel 2) se identificó la existencia de congestiones. El resultado de estos análisis fue aprobado por CGE, según se desprende del ICC emitido con fecha 25-10-2021, el cual indica en su página 9 que “CGE no manifiesta reparos respecto de los resultados obtenidos”.

K	Análisis de Impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, según el Art. 2-25 de la NTCO	SI	Los estudios entregados por PFV Ayla Solar SpA incluyen un análisis de impacto en el Sistema de Transmisión Zonal, concluyendo que no se superará la capacidad de transferencia de los niveles 1 del transformador T1 de la S/E Tuniche y 2 de la línea adyacente Punta de Cortés – Tuniche 66 [kV] C1 solicitados por la NTCO. CGE no manifiesta reparos respecto de los resultados obtenidos para estos estudios.
---	---	----	--

Figura 1: Conclusión del análisis de transmisión zonal contenida en el ICC del proyecto

En este orden de ideas, se puede concluir que los estudios entregados para el proyecto PFV Ayla Solar cumplieron con todas las exigencias contenidas en la normativa vigente, obteniéndose resultados que fueron validados por CGE según consta en el ICC del proyecto.

II. POSICIÓN DE PFV AYLA SOLAR SPA EN RELACIÓN CON LA CONTROVERSIA PLANTEADA POR ENERGÍA RENOVABLES MARENGO SPA.



i. **Posición frente al proyecto PFV Ayla Solar**

Según lo expuesto en la sección anterior, se comprueba que el proyecto PFV Ayla Solar realizó su proceso de conexión en línea con las disposiciones de la normativa vigente, habiéndose realizado correctamente todos los estudios que fueron entregados a la empresa distribuidora. En consecuencia, PFV Ayla Solar rechaza los argumentos del reclamante en contra del PMGD PFV Ayla Solar mediante los cuales se pretende limitar en su ICC la potencia del proyecto.

ii. **Posición frente al proyecto La Gonzalina de Tuniche Sunlight**

De la controversia presentada, se observa que el proyecto La Gonzalina de Tuniche Sunlight obtuvo su ICC con fecha 06-01-2022, es decir, su ICC fue emitido para una fecha en la cual ya existían los ICC de los proyectos EA SF Graneros, PFV Ayla Solar y Parque Sasa Solar, según se desprende de la siguiente información presentada por el reclamante en su controversia:

Central	P MVA	Alimentador	Fecha ICC
Parque FV Chancón	3	Chancon	Conectado
Parque FV Los Libertadores	8	El Arrozal	Conectado
PFV Santa Emilia	9	Chancon	Conectado
EA SF Graneros	3	La Gonzalina	30/08/21
Parque Sasa Solar	3	El Arrozal	03/09/21
PFV Ayla Solar	9	Las Coloradas	25/10/21
La Gonzalina de Tuniche SunLight (El Parra Solar)	9	La Gonzalina	06/01/22

Figura 2: Proyectos PMGD existentes en la subestación Tuniche

Aunque fuera posible que para la fecha de emisión del formulario 7 de La Gonzalina de Tuniche Sunlight, no todos los proyectos de la tabla anterior contaran con ICC aprobado (y por ende en una primera versión de sus estudios técnicos no fueron considerados), para el momento en que fue emitido su ICC deberán haberse considerado todos los ICC de la subestación, situación que hubiera evidenciado la congestión en el transformador de la subestación Tuniche. Es así que CGE debería haber informado al desarrollador del proyecto La Gonzalina de Tuniche Sunlight la emisión de estos nuevos ICC en la subestación, de manera que pudiera actuar sus estudios previa a la emisión de su ICC y considerar todos los proyectos conectados y previstos de conectar según lo establecido en el artículo 2-23 de la NTCO.

En conclusión, PFV Ayla Solar SpA considera que el ICC del proyecto La Gonzalina de Tuniche Sunlight debería haber reflejado congestiones en el transformador de la subestación Tuniche y en consecuencia debería haberse limitado la potencia de La Gonzalina de Tuniche Sunlight en su ICC a un valor que permitiría evitar dicha situación.

POR TANTO, en consideración a los antecedentes expuestos, solicitamos a esta superintendencia.

1. Desestimar las limitaciones solicitadas por la empresa Energía Renovable Marengo SpA al ICC del proyecto PFV Ayla Solar.
2. Solicitar a CGE reevaluar los análisis de transmisión zonal realizados para la emisión del ICC del proyecto La Gonzalina de Tuniche Sunlight. En dicha reevaluación deben ser considerados todos los proyectos que para la fecha (06-01-2022) estaban conectados o previstos de conectar. De esta manera, se evidenciará que la conexión del proyecto La Gonzalina de Tuniche Sunlight ocasiona congestiones en el transformador de la subestación, por lo que su ICC debe ser limitado a un valor que evite dicha congestión.



Solicito a Ud. tener por acompañados los siguientes antecedentes:

1. Copia de los formularios del proceso de conexión del proyecto PFV Ayla Solar (Formularios del 3 al 15).
2. Copia de los estudios técnicos del proyecto PFV Ayla Solar.
3. Copia de correo electrónico de fecha 21 de marzo de 2023, en el cual CGE da traslado del Oficio Ordinario Electrónico N°162799, el cual solicita pronunciamiento por parte de PFV Ayla Solar SpA.”.

8°. Que, en virtud de los antecedentes aportados por las partes, esta Superintendencia puede señalar que la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Marengo SpA tiene relación con supuestos incumplimientos normativos por parte de CGE S.A., respecto a su obligación de limitar la capacidad de inyección de los proyectos adyacentes al PMGD EA SF Graneros, en sus respectivos estudios técnicos, por aplicación de lo establecido en el artículo 88° del D.S. N°88, ante la eventual congestión del transformador primario de distribución asociado a la S/E Tuniche, situación que afectaría de forma negativa a la potencia de inyección autorizada del PMGD EA SF Graneros.

Al respecto, esta Superintendencia debe señalar que **el procedimiento de conexión de un PMGD se encuentra establecido conforme a un procedimiento reglado, consagrado actualmente en el D.S. N°88.** Dicho procedimiento fija derechos y obligaciones tanto para la empresa distribuidora como para el PMGD. Asimismo, dispone de distintas etapas las cuales se encuentran reguladas tanto en los plazos como en la forma que deben desarrollarse, como es el caso del proceso de elaboración y revisión de los estudios técnicos.

En este sentido, de acuerdo con el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos (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 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 vigente(…)”** (Énfasis agregado)

En atención a lo anterior, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD, cuando estos se conecten a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros, conforme lo establecido en el artículo 31° del Reglamento, **siempre y cuando la conexión dé estricto cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.** Para ello se deberán ejecutar los estudios técnicos necesarios que permitan realizar una conexión segura de los PMGD a las instalaciones de las empresas distribuidoras, de acuerdo con lo indicado en el Reglamento y en la NTCO.

En el caso de los PMGD que no califiquen como de impacto no significativo, conforme lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 54° del D.S. N°88, los requerimientos de Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes que correspondan, en caso de ser pertinentes, se definirán a partir de los estudios técnicos, que deben verificar el cumplimiento de todos los requerimientos de seguridad y calidad de servicio, establecidos en el Reglamento y en la NTCO, conforme la potencia solicitada en la respectiva SCR.

Además, el artículo 38° del D.S. N°88 agrega: *“Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnica de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente.”*

Por otra parte, el inciso segundo del artículo 63° del Reglamento dispone:



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

27/37

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3295158&pd=3509017&pc=1778834>

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

“En caso 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 ICC, 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”.

Así, el procedimiento de conexión mandata a que la empresa distribuidora respectiva ponga en conocimiento de la Superintendencia y del Coordinador Eléctrico Nacional, en caso de que detecte posibles congestiones a nivel de sistema de transmisión, la copia del ICC junto con el estudio de flujo de potencia que permita acreditar la congestión detectada.

Asimismo, el inciso tercero del artículo 88° del D.S. N°88 establece la relación entre los estudios de conexión y la medida que debe tomar la Empresa Distribuidora en caso de posibles congestiones de transmisión, el cual dispone:

*“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.” (Énfasis agregado)*

Además, según lo dispuesto en el literal d) del artículo 69° del Reglamento, al momento de solicitar la declaración en construcción del proyecto ante la Comisión Nacional de Energía, el Interesado debe indicar la existencia de limitaciones de inyección por congestiones a nivel de transmisión zonal:

*“d) ICC de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento, **indicando si existe una limitación de la capacidad de inyección del PMGD por efecto de congestiones a nivel de transmisión zonal, si corresponde;**” (Énfasis agregado)*

Por otro lado, el artículo 85° del Reglamento establece:

“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, de acuerdo con lo señalado en el artículo 102° del Reglamento, respecto a las eventuales congestiones que pudiesen darse en el sistema de transmisión zonal, el 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”.

Finalmente, 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 todo lo anterior, esta Superintendencia puede advertir que el reglamento establece, en primer lugar, la responsabilidad de la empresa distribuidora de resguardar el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, y en segundo lugar, establece que es la norma técnica la encargada de establecer los criterios técnicos, metodologías de cálculo y estudios de conexión para establecer el impacto que un PMGD puede causar en su Punto de Conexión y **en la Zona Adyacente asociada al Punto de Conexión a la red de distribución.**

Por otro lado, la regulación vigente no solo condiciona el análisis de congestión a las redes de distribución, sino que extiende dicho análisis a la zona adyacente a la conexión del PMGD, estableciendo medidas específicas para actuar ante eventuales congestiones, tanto para la Empresa Distribuidora como para el Coordinador Eléctrico Nacional. De esta forma, en primera instancia, la Empresa Distribuidora puede limitar de capacidad de inyección del PMGD en evaluación, ante congestiones detectadas en el segmento de transmisión zonal, que sean advertidas en los estudios técnicos en instalaciones aguas arriba del transformador de poder al cual se conecta, situación que, además de ser advertida, debe quedar consignada en el ICC. Luego, ante contingencias por motivo de eventuales congestiones que se pueden dar a nivel de transmisión zonal producto de la operación de los PMGD, de acuerdo con su nivel de avance constructivo y de conexión, a los niveles de avance de los proyectos de expansión de transmisión zonal previstos y a las demandas existentes en la zona de afectación, es el Coordinador quien debe adoptar medidas, pudiendo limitar las inyecciones de los PMGD según lo establecido en el artículo 102° del D.S. N°88.

Ahora bien, de acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88, pese a que la exigencia de limitación de capacidad de inyección de un PMGD estaría establecida solo para aquellos proyectos que en sus estudios de conexión adviertan congestión aguas arriba del transformador primario de distribución, a juicio de esta Superintendencia, esta condición preventiva debe extenderse también al equipamiento 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 D.S. N°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 motivo de la conexión de un PMGD, a fin 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 solo a los proyectos que adviertan congestiones a nivel 2 en los componentes de transmisión, sino que dicha disposición debe extenderse al nivel 1**, para evitar la superación de la capacidad del transformador primario de distribución y de sus demás equipamientos en serie.

En este sentido, el artículo 2-25 de la NTCO, extiende el análisis de congestión no solo a las instalaciones aguas arriba del transformador de poder, que corresponderían a las líneas de transmisión zonal que presentan un nivel de adyacencia aguas arriba del equipamiento de transformación señalado, **sino que incluye en su evaluación al transformador de la subestación primaria de distribución y sus demás elementos en serie**, por lo que la misma normativa establece los componentes de transmisión zonal que deben analizarse para revisar las congestiones, por lo que a juicio de esta Superintendencia, las limitaciones de capacidad no solo deberían aplicable 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, para una interpretación armónica de la reglamentación vigente, con el objeto de resguardar la seguridad de la red, y dar certeza de conexión a los proyectos existentes en las zonas adyacentes.

De hecho, 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, considerando que el espíritu de la reglamentación vigente es evitar las posibles congestiones a nivel de transmisión zonal.

En consecuencia, esta Superintendencia considera que en caso de que los estudios técnicos de un PMGD adviertan una eventual congestión en las instalaciones de transmisión, es necesario la aplicación de la medida preventiva de limitación de capacidad de inyección a todos los proyectos PMGD que determinen en sus estudios técnicos eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal, incluyendo ambos niveles de análisis (nivel 1 y nivel 2), a fin de mitigar los efectos de dicha conexión, para no afectar a los proyectos que se encuentran conectados o en espera de su puesta en servicio, para dar cumplimiento al espíritu reglamentario establecido en el inciso segundo del artículo 88 del D.S. N°88.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe considerar de igual forma que ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, **la regulación vigente entrega la potestad y responsabilidad del Coordinador para establecer medidas** dirigidas a las empresas distribuidoras y a los propietarios de los PMGD, para gestionar las contingencias que ocurran y pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, como eventualmente podría ocurrir en caso de eventuales congestiones en elementos de transmisión zonal. En dichos casos el artículo 102° establece la metodología de tratamiento de las congestiones, debiendo realizarse en primera instancia una limitación de inyecciones siguiendo el criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de los PMGD afectados, resguardando mantener la operación al mínimo costo para el sistema bajo las condiciones de contingencia. En caso de igual costo de generación, deberá limitarse la potencia de los proyectos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.

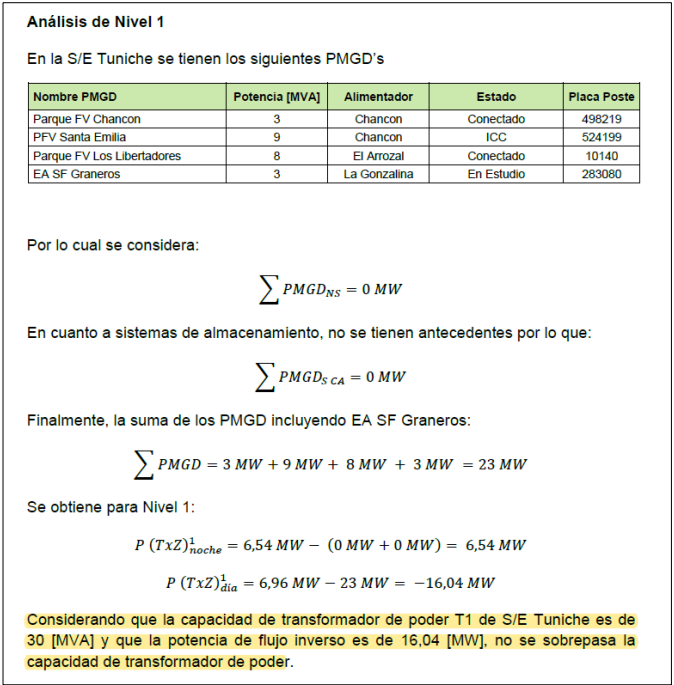
Ahora bien, enunciada la normativa aplicable al caso, presentada la interpretación adecuada de la exigencia de limitación establecida en el artículo 88° del D.S. N°88 conforme el espíritu reglamentario, y analizada la información enviada por las partes, es posible constatar que el PMGD EA SF Graneros de 3 MW obtuvo su Informe de Criterios de Conexión (ICC) con fecha 30 de agosto de 2021, en el cual CGE S.A. reconoce que los



resultados obtenidos determinan que los niveles de carga del transformador “T1” de la S/E Tuniche y la línea adyacente aguas arriba del mismo equipamiento de transformación, correspondiente a la línea de transmisión “Punta Cortes-Tuniche 66 kV”, no superan sus capacidades de transferencias, **por lo cual esta Superintendencia constató que los estudios de conexión plantean que no existe limitaciones de inyección asociadas al PMGD EA SF Graneros por congestiones de transmisión zonal.**

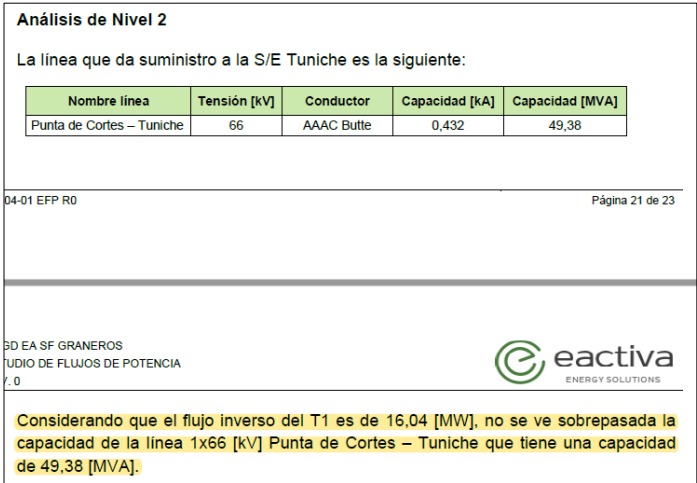
En efecto, esta Superintendencia ha constatado de los estudios de conexión del PMGD EA SF Graneros consideró en su análisis de flujos de potencia en el segmento de transmisión zonal, en el bloque de día (condición más crítica), la conexión de todos lo PMGD conectados y previstos a conectar, totalizando una capacidad de inyección de los PMGD por un total de 23 MVA y una demanda mínima del transformador T1 de la S/E Tuniche de 6,96 MVA, quedando 16,04 MW de disponibilidad de capacidad en el transformador referido.

Figura 1: Análisis de flujos de potencia en transmisión zonal - Nivel 1- PMGD EA SF Graneros



Asimismo, dichos estudios verificaron que ante la conexión del PMGD EA SF Graneros y de los proyectos conectados y previstos de conexión, no existen congestiones a nivel de la línea de transmisión “Punta Cortes-Tuniche 66 kV”.

Figura 2: Análisis de flujos de potencia en transmisión zonal - Nivel 2- PMGD EA SF Graneros



Por otra parte, en relación con el proceso de conexión del PMGD PFV Ayla Solar, esta Superintendencia ha constatado que con fecha 23 de agosto de 2021 la empresa Propietaria del PMGD presentó los estudios de conexión a través del “Formulario N°9: Entrega Estudios Técnicos Preliminares”, **estableciendo que no existe congestión a nivel de transmisión zonal.**

Respecto a lo anterior, esta Superintendencia ha podido constatar que a la fecha de presentación de los estudios técnicos del PMGD PFV Ayla Solar, solo existían dos ICC conectados, PMGD “Parque PFV El Chancón” de 3 MW y PMGD “Parque PFV Los Libertadores” de 8 MW, y solo un ICC aprobado, el PMGD “PFV Santa Emilia” de 9 MW, por lo que los resultados de los estudios técnicos entregados por PFV Ayla Solar SpA, para el escenario base, mostraban que no se generaban sobrecargas en las instalaciones de transmisión analizadas.

Figura 3: PMGD Conectados o con ICC vigente- PMGD PFV Ayla Solar

PROYECTO	POTENCIA (MW)	ESTADO PMGD	ALIMENTADOR
Parque PFV el Chancón	3	Conectado	Chancón
PFV Santa Emilia	9	ICC	Chancón
Parque FV Los Libertadores	8	Conectado	El Arrozal

Figura 4: Análisis de flujos de potencia en transmisión zonal - Nivel 1-DIA- PMGD PFV Ayla Solar (Peor condición)

PTxZdia (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{dia} (kW)	PMGD PFV AYLA SOLAR(kW)	PMGD Conectados o ICC (Kw)
-22736	75.78 %	6264	9000	20000

Figura 5: Análisis de flujos de potencia en transmisión zonal - Nivel 2-DIA- PMGD PFV Ayla Solar (Peor condición)

Línea	PTxZdia (kW)	Porcentaje de Carga	Dmin _{dia} (kW)	PFV AYLA SOLAR 3MW (kW)	TODOS LOS PMGD CONECTADOS (kW)	TODOS LOS PMGD EN ICC (Kw)
Punta de Cortes - Tuniche 66 kV	-22752	49.84%	6943	9000	11000	9000

Sin embargo, esta Superintendencia ha podido constatar que durante la revisión de los estudios de conexión del PMGD PFV Ayla Solar, **CGE S.A. emitió dos ICC en la zona adyacente de conexión, los cuales corresponden a los PMGD EA SF Graneros de 3 MW y PMGD Parque Sasa Solar de 3 MW**, con fecha 03 de agosto de 2021 y 03 de septiembre de 2021, respectivamente, situación que no fue comunicada por la Empresa Distribuidora al Propietario del PMGD PFV Ayla Solar durante su proceso de conexión, ni fue observada por la Concesionaria en la revisión de sus estudios técnicos, **pese a que la reglamentación vigente establece la obligación de la Empresa Distribuidora de revisar el impacto que el PMGD causa en su Punto de Conexión y en la zona adyacente asociada a dicho punto de interconexión.** En este caso, dicha omisión impidió advertir eventuales congestiones a nivel de transmisión zonal, no permitiendo dar cumplimiento a las exigencias establecidas en el artículo 63° y 88° del D.S. N°88, situación que debió haber sido comunicada al Interesado y observada en sus estudios técnicos, en las instancias reglamentarias respectivas.

Al respecto, cabe señalar que acuerdo con lo establecido en el artículo 59° del Reglamento, el procedimiento reglado de PMGD establece instancias para la presentación de observaciones a los estudios técnicos de conexión de PMGD. En este caso particular, al haber realizado el Interesado los estudios de conexión, la empresa distribuidora dispone de



la posibilidad de presentar observaciones en una primera instancia a la entrega de los estudios preliminares, en un plazo de un mes desde la presentación de dichos estudios, de acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 59° del Reglamento.

En el presente caso, esta Superintendencia ha constatado que antes de cumplirse el plazo establecido para presentar observaciones a los estudios técnicos, CGE S.A. emitió dos ICC en la zona adyacente a la conexión del PMGD PFV Ayla Solar, **situación que no fue comunicada al Interesado, ni observada por la Empresa Distribuidora en sus estudios de conexión, aun cuando dicha situación pudiese afectar la revisión del impacto de los proyectos asociados a la zona adyacente**, debido a que existiría una mayor potencia de inyección en la evaluación del análisis de flujo en las instalaciones de transmisión zonal. Por el contrario, la Empresa Distribuidora no reparó en dicha situación, sino que emitió el respectivo ICC del PMGD PFV Ayla Solar, sin presentar observaciones respecto a la eventual congestión del transformador de poder asociado a la instalación de transmisión zonal, pese a la existencia de condiciones que modifican la condición propuesta por el PMGD PFV Ayla Solar, **constatándose que este no revisa el impacto real en el análisis de congestión requerido, respecto de las instalaciones a nivel de transmisión zonal, el cual debe considerar a todos los PMGD conectados y todos los ICC previstos a conectar conforme la exigencia normativa, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 2-25 de la NTCO**. Además, este Servicio ha constatado que la emisión de dicho ICC fue realizada sin la entrega previa de los resultados finales de los estudios de conexión (Formulario N°13), pese a ser esta una exigencia normativa para la Empresa Distribuidora, según lo estipulado en el artículo 59° del D.S. N°88.

Se debe tener presente que el artículo 59° del Reglamento señala: *“(...) En cualquier caso, los resultados finales de los estudios a los que se refiere el literal e) del inciso anterior deberán estar disponibles dentro del cuarto mes de emitida la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC al que se refiere el Artículo 58° del presente reglamento. Este plazo será de seis meses cuando se trate de los proyectos señalados en el Artículo 60° del presente reglamento.”* (Énfasis agregado)

Lo anterior, evidencia un incumplimiento por parte de la Empresa Distribuidora a lo establecido en el artículo 63° y artículo 88° del Reglamento, **en relación a que la evaluación presentada por el PMGD PFV Ayla Solar no fue observada por la Concesionaria en la instancia reglamentaria respectiva, pese a la existencia de un ICC emitido por la misma Empresa Distribuidora durante la revisión de sus estudios de conexión, y dentro del periodo en el cual la empresa distribuidora podría haber presentado observaciones de estos**, que afectan directamente la evaluación del análisis de congestión, lo cual podría generar una eventual congestión en las instalaciones de transmisión de la zona adyacente.

Asimismo, esta Superintendencia identifica que el incumplimiento descrito anteriormente por parte de CGE S.A., no solo contraviene la exigencia establecida en el artículo 63° del D.S. N°88 de advertir eventuales congestiones a las autoridades respectivas, sino que evidencia un potencial incumplimiento respecto en cuanto a revisar la posibilidad de limitación de capacidad de inyecciones de dicho PMGD, ante eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión de dicho PMGD, en virtud de lo establecido en el inciso segundo del artículo 88° del Reglamento.

En efecto, dicha inobservancia por parte de la Empresa Distribuidora podría generar que, al no evaluar correctamente la Concesionaria el análisis de congestión requerido, no permita advertir preventivamente al Coordinador de la eventual congestión ante la conexión del ICC del PMGD PFV Ayla Solar para que este tome medidas al respecto, tal como lo establece el artículo 88° del D.S. N°88. Además, dicha situación potencialmente podría afectar a terceros, ya que el resultado de la evaluación de los flujos de potencia en



instalaciones de transmisión zonal afecta directamente a las inyecciones previstas de los proyectos conectados PMGD “Parque PFV El Chancón”, PMGD “Parque PFV Los Libertadores” y PMGD “PFV Santa Emilia”, y a las previstas para el ICC del PMGD EA SF Graneros, debido a que la regulación vigente establece que, ante la presencia de contingencias, como el de congestiones, el Coordinador Eléctrico Nacional limite las inyecciones de los PMGD para que puedan evacuar sus inyecciones de energía al sistema eléctrico, a fin de no poner en riesgo la seguridad del servicio.

Por lo anterior, es que la regulación vigente establece medidas preventivas para evitar la congestión, y en el caso de que los estudios adviertan congestión en el sistema de transmisión, **establece la obligación para la empresa distribuidora de advertir dicha situación al Coordinador y a la Superintendencia**, a objeto de que los estudios permitan analizar los efectos de la conexión de los PMGD en el sistema de transmisión zonal y establecer medidas preventivas a fin de evitar congestiones.

Pese a lo anterior, esta Superintendencia ha podido constatar que CGE S.A., aun cuando la Empresa Distribuidora emitió dos ICC en la zona adyacente a la conexión del PMGD PFV Ayla Solar, no presentó observaciones a los estudios de conexión en la instancia reglamentaria respectiva, sino que por el contrario, emitió el ICC con fecha 25 de octubre de 2021, sin verificar lo establecido en el 2-25 de la NTCO, lo que genera que esta situación pueda afectar la capacidad de inyección de los demás proyectos asociados a la zona adyacente.

Por otra parte, de igual forma que el caso anterior, esta Superintendencia ha constatado que durante la revisión de los estudios de conexión del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, CGE S.A. emitió el ICC del PMGD PFV Ayla Solar con fecha 25 de octubre de 2021, situación que no fue comunicada por la Concesionaria a la empresa El Parral Solar SpA, propietaria del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, por lo que los estudios de conexión de dicho proyecto no consideran en su evaluación la conexión del ICC del PMGD PFV Ayla Solar, constatándose que no revisa el impacto real en el análisis de congestión requerido respecto de las instalaciones a nivel de transmisión zonal, el cual debe considerar a todos los PMGD conectados y todos los ICC previstos a conectar conforme lo estipulado en el artículo 2-25 de la NTCO.

Por el contrario, con fecha 06 de enero de 2022, CGE S.A. emitió el ICC del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight sin presentar observaciones a los estudios técnicos, **pese a la existencia de un ICC precedente que altera la evaluación del análisis de congestión presentada por el Interesado, reiterando el incumplimiento advertido en el proceso de conexión anterior**, lo cual evidencia un incumplimiento de la Empresa Distribuidora a lo establecido en el artículo 63° y 88° del D.S. N°88, en cuanto a advertir y comunicar eventuales congestiones al Coordinador y a esta Superintendencia, y en cuanto a revisar o no la posibilidad de limitación de las inyecciones por congestión de acuerdo a la condición establecida en el inciso segundo del artículo 88° del Reglamento.

Se debe hacer presente que el no considerar un ICC precedente en la zona adyacente a la conexión del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, no permite revisar adecuadamente su impacto en la conexión a las instalaciones de transmisión zonal, pese a la importancia del análisis normativo que considera que en caso de que los estudios de flujo de potencia evidencien 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 Empresa Distribuidora debe limitar la capacidad de inyección del PMGD para que este no provoque dicha congestión, la que debe quedar consignada en el respectivo ICC, condición estricta y obligatoria de operación, para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.

9°. Que, de acuerdo con lo anterior, es posible concluir que CGE S.A. no dio cabal cumplimiento a las exigencias establecidas en los



artículos 59° y 88° del D.S. N°88, considerando que esta no comunicó la existencia de ICC precedentes que pudiesen alterar la evaluación establecida en los ICC de los PMGD PFV Ayla Solar y PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, pese a que la reglamentación vigente establece en su artículo 59° la posibilidad de que la Distribuidora presente observaciones a los estudios técnicos de conexión. Por el contrario, emitió los respectivos ICC de dichos proyectos sin presentar observaciones pese a la existencia de ICC que afectan directamente el análisis de flujo establecido en el artículo 2-25 de la NTCO, conforme lo indicado por esta Superintendencia en el Considerando 8° anterior de la presente controversia.

En consecuencia, esta Superintendencia considera necesario que la Empresa Distribuidora realice la revisión de los ICC PMGD PFV Ayla Solar y PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, de acuerdo con el orden de revisión de sus estudios eléctricos, con el propósito de velar por el cumplimiento de las exigencias reglamentarias. Lo anterior, deberá realizarse de acuerdo con las instrucciones que emitirá esta Superintendencia en la parte resolutive.

Por otra parte, esta Superintendencia considera necesario aclarar que, de acuerdo con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88, 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.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con la interpretación presentada por esta Superintendencia respecto del inciso segundo del artículo 88° del D.S. N°88 -en virtud de la facultad establecida en el artículo 3°, numerales N°34 y N°36 de la Ley 18.410, que facultan a esta Superintendencia para aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias, y adoptar las medias tendientes a corregir las deficiencias que observare-, en los casos que existan eventuales congestiones en instalaciones de transmisión zonal, ya sea para el nivel 1 o nivel 2, **la Empresa Distribuidora deberá limitar la capacidad de inyección del PMGD en estudio en el ICC**, a fin de no provocar congestiones, para así permitir la conexión y operación en la red de distribución. Lo anterior, de acuerdo con el espíritu de la normativa, la cual fue debidamente fundamentada por esta Superintendencia en el Considerando 8° de la presente resolución.

RESUELVO:

1°. Que, ha lugar a la controversia presentada por la empresa Energía Renovable Marengo SpA, propietaria del PMGD EA SF Graneros, representada por el Sr. Pablo Maestri Muñoz, ambos para estos efectos con domicilio en Avenida Alonso Monroy N°2677, Oficina 302b, Vitacura, Santiago, en contra de Compañía General de Electricidad S.A., **sólo en cuanto se ha constatado que la Empresa Distribuidora no ha revisado correctamente el análisis de congestión de transmisión zonal de acuerdo a la metodología establecida en el artículo 2-25 de la NTCO, respecto del impacto de los PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight y del PMGD PFV Ayla Solar**, debido a que esta no presentó observaciones a los estudios técnicos de dichos proyectos, en las instancias reglamentarias respectivas, pese a la incorporación de nuevos ICC a la zona adyacente que modifican las condiciones establecidas en el análisis de congestión zonal, por lo que dicha situación debió ser advertida por la Concesionaria en la revisión los estudios técnicos, y comunicada a los Interesados en la instancia respectiva.

Asimismo, dicha situación no permitió a la Empresa Distribuidora evaluar correctamente la condición establecida en el inciso segundo del artículo 88° del Reglamento, respecto a limitar la capacidad de inyecciones en caso de que los estudios adviertan una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de



Conexión de los PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight y del PMGD PFV Ayla Solar. Lo anterior, es debidamente fundamentado por esta Superintendencia en los Considerandos 8° y 9° de la presente Resolución.

En consecuencia, 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 segundo del artículo 88° del Reglamento**, con el propósito de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en los artículos 63° y 88° del D.S. N°88, en conformidad con las instrucciones que dictará esta Superintendencia en el Resuelvo 2° de la presente controversia.

2°. En virtud de lo anterior, esta Superintendencia instruye a CGE S.A. presentar un informe al propietario del PMGD PFV Ayla Solar, con copia a los demás PMGD involucrados en la presente controversia, con la revisión del impacto de la conexión del PMGD PFV Ayla Solar, considerando los ICC de los PMGD EA SF Graneros y PMGD Parque Sasa Solar, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 2-25 de la NTCO, **en un plazo de diez (10) días hábiles de notificada la presente resolución**. En el caso de que dicho informe detectase la superación de los niveles de carga de los componentes, **en el nivel 1 y/o nivel 2**, la Empresa Distribuidora dentro del mismo plazo señalado deberá presentar la actualización del ICC del PMGD PFV Ayla Solar, consignando la limitación de la capacidad de inyecciones del PMGD, a la máxima capacidad posible para evitar dichas congestiones, frente a lo cual la empresa PFV Ayla Solar SpA deberá dar respuesta conforme el proceso establecido en el reglamento. Lo anterior, se sustenta conforme la interpretación expuesta por esta Superintendencia en el Considerando 8° y 9° de la presente controversia.

Luego, **dentro del plazo de diez (10) días hábiles desde presentado el informe anterior (sin limitación) o presentada la manifestación de conformidad de la actualización del ICC del PMGD PFV Ayla Solar, según sea el caso**, la Empresa Distribuidora deberá presentar un informe a la empresa El Parral Solar SpA, con copia a los demás PMGD involucrados en la presente controversia, con la revisión del impacto del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, considerando la conexión del ICC del PMGD PFV Ayla Solar, resultante del análisis establecido en el párrafo anterior. En el caso de que dicho informe evidencie la necesidad de realizar limitaciones de la capacidad de inyecciones del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, estas deberán quedar consignadas en la actualización de dicho ICC, la que deberá ser realizada dentro del mismo plazo señalado anteriormente, y del cual la empresa El Parral Solar SpA deberá dar respuesta conforme el proceso establecido en el reglamento.

Una vez revisada la conexión de ambos Proyectos, nos referimos al PMGD PFV Ayla Solar y al PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, CGE S.A. deberá comunicar lo resuelto por esta Superintendencia, **en un plazo de 5 días desde la fecha de presentado el informe, en caso de no haber actualización del ICC, o bien, de manifestada la conformidad de dicho ICC**, señalando el estado actual de ambos proyectos, si existe en este o no limitaciones de capacidad de inyección, señalando en dicha presentación la potencia nominal del PMGD (SCR) y la potencia de inyección limitada, en caso de ser pertinente, a todos los interesados que hayan comunicado su intención de conexión y de modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación de PMGD, ubicados en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD EA SF Graneros, durante los últimos doce meses, como así también a todos aquellos proyectos que se encuentren afectados a la zona adyacente.

3°. Que, de acuerdo con lo establecido en el Oficio Ordinario Electrónico N°156072, de fecha 13 de enero de 2023, esta Superintendencia denegó la solicitud de las medidas provisionales solicitadas por la empresa Energía Renovable Marengo SpA, respecto a no autorizar la Declaración en



Construcción de nuevos proyectos PMGD que se conecten a los alimentadores asociados a la S/E Tuniche, considerando que la declaración es un procedimiento llevado por la Comisión Nacional de Energía, por lo que la solicitud se encuentra fuera de los alcances establecidos en la Ley.

4°. Que, en atención a los efectos que pudiese tener la eventual limitación de potencia de los proyectos PMGD PFV Ayla Solar y PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight a la conexión de los PMGD asociados a la zona adyacente a la conexión del PMGD EA SF Graneros, se da ha lugar la solicitud de la empresa Energía Renovable Marengo SpA, respecto a paralizar la eventual puesta en servicio de los PMGD PFV Ayla Solar y PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, mientras no sean resueltas las instrucciones dictadas por esta Superintendencia para dichos proyectos.

En consecuencia, CGE S.A. no podrá realizar el protocolo de puesta en servicio de los PMGD PFV Ayla Solar y del PMGD La Gonzalina de Tuniche Sunlight, sino hasta una vez presentado el informe, en caso de no haber actualización del ICC, o bien, de manifestada la conformidad de dicho ICC, para ambos casos, según orden de revisión planteado en el Resuelvo 2° de la presente controversia.

5°. 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 en el mismo plazo señalado, indicando como referencia el número de Caso Times 1778834.

ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE.

MARTA CABEZA VARGAS
Superintendente de Electricidad y Combustibles

Distribución:

- Representante legal de la empresa Energía Renovable Marengo SpA.
- Representante legal de la empresa Compañía General de Electricidad S.A.
- Representante legal de la empresa PFV Ayla Solar.
- Representante legal de la empresa El Parral Solar SpA.
- Comisión Nacional de Energía.
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Transparencia Activa.
- UERN.
- DIE.
- DJ.
- Oficina de Partes.



Caso:1778834 Acción:3295158 Documento:3509017
V°B° JSF/JCC/MCG/JCS/HAM

37/37

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3295158&pd=3509017&pc=1778834>

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