

**RESUELVE CONTROVERSIA PRESENTADA
POR PV LAS TURCAS SPA EN CONTRA DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD
S.A., EN RELACIÓN CON EL PMGD LAS
TURCAS.**

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:

1°. Que mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°1788, de fecha 01 de septiembre de 2023, la empresa PV Las Turcas SpA, en adelante "Reclamante" o "Interesado", presentó un reclamo en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A., en adelante "CGE S.A.", "Empresa Distribuidora", "Concesionaria" o "Distribuidora", en relación con el PMGD Las Turcas. 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:

"(...) Por medio de la presente, encontrándome dentro del plazo establecido por el artículo 122 del Decreto Supremo N°88 de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala (en adelante "DS 88"), y en mi calidad de apoderado habilitado para actuar en representación de la sociedad PV Las Turcas SpA (en adelante también la "Reclamante"), según se acredita mediante personería que se acompaña a esta presentación, vengo en interponer, de acuerdo al artículo 121 del mismo Decreto, un reclamo en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante la "Empresa Distribuidora" o "CGE"), por la controversia generada a partir de los incumplimientos de CGE respecto de sus obligaciones legales y reglamentarias, en especial en su obligación de limitar la capacidad de inyección de un PMGD que quiera conectarse y que, de acuerdo a los estudios de conexión, éste pudiera provocar congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, en virtud de lo dispuesto en el inciso 3° del artículo 88 del DS 88, y de las siguientes consideraciones que paso a exponer:

I. ANTECEDENTES.

1) Proceso de conexión PMGD Las Turcas.

1. *PFV Las Turcas, en adelante e indistintamente también el "Proyecto", es una central solar fotovoltaica de 3 MW que inició su proceso de conexión ante CGE, mediante el Formulario N°1 presentado por el titular del Proyecto con fecha 28 de septiembre de 2016, y cuya Solicitud de Conexión a la Red ("SCR"), para solicitar la conexión e inyección del Proyecto en el poste N° 5-140290 ubicado en el alimentador Tantehue*



Caso:1921480 Acción:3563831 Documento:3932333
V°B° JSF/JCC/JCS/NMM

en 13,2 [kV] asociado a la subestación Mandinga (“S/E Mandinga”), se presentó con fecha 20 de octubre de 2016.

2. Mediante el ingreso de los Formularios 6A, de fechas 19 y 27 de diciembre de 2016, el titular del Proyecto hizo entrega a CGE de los estudios técnicos, lo que derivó en que, con fecha 24 de enero de 2017, CGE emitiera el ICC del Proyecto por una potencia activa a inyectar de 3 MW, el cual fue aceptado por el titular del Proyecto mediante Formulario N°8, de fecha 30 de enero de 2017.
3. Actualmente el Proyecto se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) desde su puesta en servicio, el 11 de mayo de 2017.
4. Se hace presente que, con fecha 26 de mayo de 2017, la sociedad titular del Proyecto, Sybac Solar Project Company V SpA, fue modificada en sus estatutos para, entre otros, cambiar su razón social a PV Las Turcas SpA.

2) Subestación Mandinga y orden de preferencia de los proyectos conectados a ella.

5. La S/E Mandinga –de propiedad de CGE Transmisión S.A., relacionada a CGE–, se encuentra ubicada en la comuna de Melipilla, Región Metropolitana; posee un transformador AT/MT con nivel de tensión 66/13,2 kV, cuya capacidad es de 8 MVA. Esta S/E recibe los excedentes de energía y potencia de dos alimentadores: Tantehue y San Manuel. La figura abajo muestra un diagrama unilineal simplificado de la S/E Mandinga y línea de transmisión adyacente que la conecta:

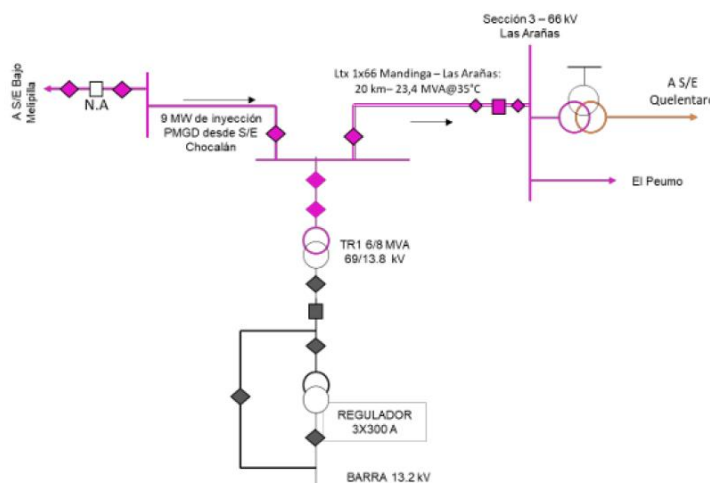


Diagrama unilineal simplificado de la S/E Mandinga y línea de transmisión adyacente que la conecta¹.

6. En el siguiente cuadro, se muestran los proyectos PMGD en operación y aquellos proyectos contenidos y acumulados en la Resolución Exenta que “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción”, relacionados a la S/E Mandinga, a abril 2023, y que refleja el orden de preferencia de los proyectos:

¹ Anexo Informe Verificación Congestionamiento por Inyección de PMGD mayo 2023, Plataforma Infotécnica, Coordinador Eléctrico Nacional, pág.130.



Nombre PMGD	Estado PMGD (conectado o próxima a conexión)	Fecha PES o de próxima conexión	Resolución Original CNE	Potencia PMGD [MW]	Recurso Energético	Alimentador Conexión	Transf. de Conexión
PFV Las Turcas	Conectado	11-05-2017	N/A	3	Fotovoltaico	Tantehue	T1
RMA D - Malinke	Conectado	06-05-2021	N/A	3	Fotovoltaico	San Manuel	T1
Parque PVP Marambio	Conectado	29-11-2021	N/A	2,7	Fotovoltaico	San Manuel	T1
Mandinga Uno	Conectado	06-07-2022	N/A	9	Fotovoltaico	Tantehue	T1
Parque Solar Alpha	Declarado en Construcción	12-09-2023	N° 776/oct- 22	3 ²	Fotovoltaico	Tantehue	T1

Anexo Informe Verificación Congestionamientos por Inyección de PMGD mayo 2023, Plataforma Infotécnica, Coordinador Eléctrico Nacional, pg. 131.

7. En la página web de CGE es posible obtener la base de procesos PMGDs con solicitud de conexión. En dicha base se refleja el número de proceso de los PMGD relacionados a la S/E Mandinga, los cuales son correlativos al ingreso del Formulario N° 1 (solicitud de información). Así, es posible observar que por el proyecto PFV Las Turcas, figura el número de proceso N° 2256; por el proyecto RMA D – Malinke, N° 3222; por el proyecto Parque PVP Marambio, N° 17886³; por el proyecto Mandinga Uno, N° 5188, y por el proyecto Parque Solar Alpha, N° 18970. Tal información revela el orden de preferencia de los proyectos.
8. Con fecha 22 de febrero de 2023, el Coordinador Eléctrico Nacional (el “CEN”) remitió a las empresas distribuidoras la carta DE 00857-23 a fin de obtener la información y comentarios de parte de las empresas referidas necesarias para la elaboración del Informe de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD, correspondientes al mes de mayo de 2023. Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en los artículos 2-14 y 2-25 de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD.

En el Informe de Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD, elaborado en el mes de mayo de 2023 por el Coordinador Eléctrico Nacional (el “CEN”), se muestran las subestaciones informadas por las empresas distribuidoras como respuesta a la referida carta DE 00857-23, entre las cuales se encuentra la S/E Mandinga. Esta tabla⁴ incluye los proyectos PMGD con ICC vigente (informados por las empresas), así como los proyectos PMGD con declaración en construcción con fecha a abril 2023:

² La potencia indicada en el Anexo Informe Verificación Congestionamientos respecto del parque solar Alpha es distinto al señalado en la resolución de la CEN que declara en construcción el proyecto, ya que en dicha resolución el proyecto se declaró con una potencia neta de 0.8 MW y una capacidad instalada de 1.0 MW.

³ En la base de datos de procesos PMGD con solicitud de conexión, registrada en la página de CGE aparece un aparente error en relación con el Parque PVP Marambio, N° 17886, ya que aparece conectado a alimentador Puente Marambio y asociado a la S/E Chocalán, distinta a las relacionadas a la S/E Mandinga que figuran en el Informe Verificación Congestionamientos por Inyección de PMGD mayo 2023, Plataforma Infotécnica, Coordinador Eléctrico Nacional.

⁴ Informe Verificación Congestionamientos por Inyección de PMGD mayo 2023, Plataforma Infotécnica, Coordinador Eléctrico Nacional, pg.13.



Empresa	Subestación	Transformador	Cap. Nominal (1)	PMGD en Operación [MW] (2)	PMGD en Operación N°Proyectos	PMGD con puesta en servicio declarada [MW] (3)	PMGD con puesta en servicio declarada N°Proyectos	Flujo en el Transformador por Inyección PMGD [MW] (1)-(2)+(3)
STM	MALLOCO	MALLOCO 110/23KV - 37,5/50 MVA T3//T4	87,5	15,0	2	16,3	2	56,2
STM	MALLOCO	MALLOCO 110/12KV 50MVA 1	50,0	14,5	3	41,1	6	-5,6
CGE	MANDINGA	MANDINGA 66/13,8KV 8MVA 1	8,0	17,7	4	0,8	1	-10,5
CGE	MANSO DE VELASCO	MANSO DE VELASCO 69/15KV 25/22,5 MVA T1//T2	47,5	0,0	0	18,0	2	29,5
CGE	MARCHIGUE	MARCHIGUE 66/13,8KV 10MVA	10,0	11,9	4	0,0	0	-1,9
CGE	MARCHIGUE	MARCHIGUE 66/23KV 10MVA	10,0	9,0	1	0,0	0	1,0
STS	MARIQUINA	MARIQUINA 220/24KV 30MVA 1	30,0	0,0	0	0,0	0	30,0
CGE	MARQUESA	MARQUESA 66/24-13,8KV 25MVA 4	25,0	17,4	3	9,0	1	-1,4
CGE	MELIPILLA	BAJO MELIPILLA 115/13,8KV 25MVA 1	25,0	0,0	0	18,0	2	7,0
CGE	MELIPILLA	BAJO MELIPILLA 115/25-13,4KV 30MVA 3	30,0	0,0	9	0,0	0	30,0
CGE	MOLINA	MOLINA 66/15KV 20MVA T2	20,0	19,0	3	0,0	0	1,0
CGE	MOLINA	MOLINA 66/15KV 30MVA T1	30,0	8,2	4	3,0	1	18,8
CGE	MONTE PATRIA	MONTE PATRIA 66/13,2KV 10MVA	10,0	4,4	1	8,8	3	-3,2
CGE	MONTE PATRIA	MONTE PATRIA 66/23KV 10MVA	10,0	18,0	2	3,0	1	-11,0
CGE	MOSTAZAL	SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL 69/15,3KV 30MVA 2	30,0	23,7	4	3,0	1	3,3
STS	NAHUEL BUTA	NAHUEL BUTA 66/13,2KV 16MVA	16,0	0,0	0	15,0	3	1,0
CGE	NANCAGUA	NANCAGUA 66/13,8KV 10MVA 1	10,0	13,0	2	0,0	0	-3,0
STS	NEGRETE	NEGRETE 66/23KV 15MVA T1	16,0	14,7	5	3,0	1	-1,7
CGE	NIRIVILO	NIRIVILO 66/23KV 5MVA T2	5,0	2,9	1	0,0	0	2,1
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA 2	30,0	41,7	7	6,0	2	-17,7
CGE	OVALLE	OVALLE 66/24KV 30MVA	30,0	44,2	9	15,9	2	-30,1
CGE	PANGUILLEMO	PANGUILLEMO 66/15-13,8KV 9MVA	9,0	8,5	2	2,9	1	-2,4
CGE	PANIAHUE	PANIAHUE 66/13,8KV 20MVA 1	20,0	21,9	4	0,0	0	-1,9

Puede observarse en la tabla que la capacidad nominal de la subestación Mandinga es de 8 MVA. Sin embargo, con solo los PMGD en funcionamiento alcanza los 17,7 MVA, lo que resulta en una congestión en el transformador de la subestación. Esta situación se evidencia en la columna "Flujo en el Transformador por Inyección PMGD".

II. MARCO NORMATIVO RESPECTO A CONGESTIONES A NIVEL DE TRANSMISIÓN ZONAL.

9. El artículo 88 del DS 88 establece de manera clara las reglas para tratar las congestiones en la transmisión zonal:

“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.”

10. Del tenor del artículo referido, si los estudios de conexión advierten sobre una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD), la capacidad de inyección del PMGD en estudio debe ser limitada para evitar dicha congestión y permitir su conexión y operación en la red de distribución. Esta restricción debe ser registrada en el ICC y es una condición obligatoria para permitir la conexión del PMGD a la red de distribución.
11. Antes de la entrada en vigor del DS 88, el Decreto Supremo 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, no contemplaba una norma expresa que permitiera a la distribuidora mitigar la congestión que podría generar la conexión de un PMGD en las instalaciones de transmisión zonal. Sólo la Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida



del año 2019 (“NTCO de PMGD”), vigente hasta hoy, aborda este problema en su artículo 2-14. En dicho artículo se establece que el CEN debe realizar un estudio semestral de las congestiones basado en los estudios de flujo realizados por los PMGD en sus respectivos procesos de conexión y, en caso de identificar congestiones, debe tomar las acciones correspondientes.

En el último inciso del referido artículo 2-14 de la NTCO de PMGD, se establece el enfoque técnico que se aplicará a las inyecciones de energía de los PMGD para abordar las congestiones:

“El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones. Para estos efectos, el Coordinador deberá monitorear las transferencias por el sistema de transmisión zonal afectado solicitando a los Centros de Control responsables de la operación de la subestación primaria de distribución o bien a los propietarios de los PMGD, por intermedio de las Empresas Distribuidoras, la limitación de los excedentes de energía y potencia provenientes del SD [sistema de distribución]. **Dicha instrucción considerará la aplicación del orden de mérito de los PMGD involucrados** y, en caso de igualdad en el orden de mérito, se aplicará una prorrata en base a su capacidad instalada. En caso que la instalación congestionada tenga impedimentos de ser monitoreada por el Coordinador, la empresa propietaria de la instalación respectiva deberá proporcionar la información del estado operativo de la misma cada vez que el Coordinador lo requiera” [lo destacado es nuestro].

Esto se debe a que el reglamento anterior (DS 244) no contemplaba un mecanismo de mitigación anticipada, como el que sí se establece actualmente en el DS 88, el cual dispone que **si durante la operación el CEN determina que no hay suficiente capacidad de transmisión a nivel zonal para todos los PMGD conectados a una determinada subestación, se instruirá limitar los excedentes de energía y potencia de dichos PMGD, siguiendo un orden de mérito o de manera proporcional a su capacidad instalada en caso de igual mérito.**

De esta manera, con el objetivo de prevenir esta situación antes de la operación, la norma instruye expresamente a la distribuidora a evitar la congestión en las instalaciones de transmisión zonal, mediante la limitación, en sus respectivos ICC, de la capacidad de inyección de nuevos PMGD que soliciten conectarse. Sin embargo, como se detallará en los capítulos siguientes, CGE ha ignorado expresamente lo establecido en el artículo 88 referido, a pesar de los requerimientos de nuestra parte. Esto ha causado perjuicios directos al proyecto PMGD Las Turcas.

III. INCUMPLIMIENTOS NORMATIVOS Y REGLAMENTARIOS EN LOS QUE HA INCURRIDO CGE.

1) Limitación improcedente por parte de CGE de octubre de 2022.

12. El día 11 de octubre de 2022, CGE solicitó a PV Las Turcas SpA limitar las inyecciones de PMGD Las Turcas debido a limitaciones por transmisión que se presentaban en la subestación Mandinga, de acuerdo con lo señalado en el Informe Verificación Congestionamiento por Inyección de PMGD de mayo de 2022. Esta orden de restricción emitida por la distribuidora limitaba al PMGD Las Turcas a 1,37 MW (un 45,67% de la capacidad total de PMGD).

13. En respuesta a CGE, el 14 de octubre de 2022, PV Las Turcas SpA aceptó la limitación instruida por CGE, indicando que se hará efectiva a partir del día 17 de octubre de 2022, a las 12:00 horas, encontrándose limitado el PMGD hasta el día de hoy. La aceptación en ese momento respondió a una orden entregada por el operador (CGE), frente a una congestión evidenciada en el estudio semestral de



congestiones realizado por el CEN, basado en los estudios de flujo realizados por los PMGD en sus respectivos procesos de conexión y que implicaba tomar acciones de acuerdo con el artículo 2-14 de la NTCO referida.

14. Como ya se señaló, la S/E Mandinga tiene un límite máximo de capacidad de 8 MVA. Sin embargo, la suma de potencia de los PMGD conectados a alimentadores asociados a la subestación o declarados en construcción es de 18,5MVA, superando con creces su capacidad.

De acuerdo con el cuadro insertado en el capítulo I de esta presentación, que muestra los proyectos PMGD en operación y aquellos declarados en construcción relacionados a la S/E Mandinga a abril 2023 –ver párrafo N° 6–, es posible concluir que, considerando únicamente los proyectos PFV Las Turcas, RMA D-Malinke y Parque PVP Marambio (proyectos que se encontraban ya conectados antes del año 2022), suman una potencia de 8,7 MVA. Es decir, hasta ese momento, considerando el peor de los escenarios (donde se da la demanda mínima y la máxima generación), se tenía una capacidad remanente de 2,3 MVA (capacidad de transformador S/E Mandinga + demanda mínima – generación máxima de ese entonces).

Sin embargo, el PMGD Mandinga Uno, de 9MW, conectado al sistema con fecha 6 de julio de 2022, y el proyecto Parque Solar Alpha, de 0.8MW, actualmente declarado en construcción desde octubre de 2022, sumados a los proyectos previos ya conectados, ocupan una capacidad de 18,5 MVA.

2) Marco Normativo.

15. El artículo 38 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece:

“Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer a los propietarios u operadores de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes ni requerir antecedentes adicionales a los dispuestos en la Ley y en la normativa técnica vigente”.

16. El inciso segundo del artículo 63 del DS 88 establece:

“En caso de que la Empresa Distribuidora detectare la posibilidad de congestiones a nivel del sistema de transmisión, deberá poner a disposición de la Superintendencia y del Coordinador, junto con la copia del 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 utilizadas para su desarrollo. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviarle una copia del respectivo ICC al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente”.

17. El artículo 88 del DS 88 establece:

Artículo 88°.- Los estudios de conexión dependerán del impacto que la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión u operación del PMGD pueda causar en la red de la Empresa Distribuidora y se realizarán considerando las características del PMGD y del Punto de Conexión, en conjunto a los criterios técnicos que para ello establezca la normativa vigente. Los estudios de conexión deben ser auditables y replicables por un tercero en caso de ser necesario.

Los estudios de conexión deberán considerar el impacto que las inyecciones de energía y potencia provoquen sobre las pérdidas eléctricas en el alimentador al cual se conecta el PMGD, a través de la variación de un factor de diseño de pérdidas eléctricas del alimentador. En caso de que exista una variación de más de un 10%



de dicho factor, debido a un aumento en las pérdidas eléctricas, la Empresa Distribuidora deberá determinar las modificaciones a la red necesarias para que el factor referido no varíe en más de un 10%, considerando el efecto de la operación del PMGD. Las mencionadas modificaciones a la red deberán cumplir con lo establecido en el presente inciso a mínimo costo y deberán ser incorporadas en el informe de costos de conexión como Obras Adicionales o Ajustes, según lo establecido en el Capítulo 6 del presente Título. La NTCO establecerá el procedimiento para estimar el factor de diseño de pérdidas eléctricas del alimentador a efectos de lo establecido en el presente inciso.

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.

En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente, en los plazos, formatos y por los medios que para ello establezca la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá elaborar semestralmente, y mientras se mantenga la congestión, un estudio para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones, de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados; debiendo considerar como fecha estimada de conexión la incluida en la declaración en construcción respectiva. El estudio deberá ser elaborado en conformidad a los requerimientos establecidos en la normativa vigente y sus resultados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador.

La restricción mencionada en el inciso tercero del presente artículo podrá ser levantada solo si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Ante dicha situación, el Coordinador deberá notificar al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, que el PMGD cuenta con la autorización para operar a su capacidad de inyección máxima”.

Lo anterior se complementa con el artículo 2-25 de la NTCO, que establece la metodología correcta para el análisis de congestión de transmisión zonal, y la manera de no afectar la preferencia de los proyectos conectados con anterioridad a la ocurrencia de la congestión.

18. De lo señalado, resulta evidente que CGE no atendió a la normativa expresa en el artículo 63 y 88 del DS 88, y en el artículo 2-25 de la NTCO, ya que otorgó dos ICC (Mandinga Uno y Parque Solar Alpha) sin indicar restricciones en su operación, permitiendo que se supere la capacidad del transformador de la subestación, produciendo una congestión en ella, la cual ha provocado perjuicios en el PMGD Las Turcas, puesto que esta central se encuentra operando desde 2017, habiendo entrado en operación con anterioridad a la ocurrencia de las congestiones en las instalaciones de transmisión asociadas a S/E Mandinga.

19. Lo anterior revela que en ningún caso debió limitarse la inyección del PMGD Las Turcas por motivos de nuevas conexiones de PMGD a la subestación respectiva, si



no que se debió limitar a esos nuevos PMGD, indicando dicha restricción en sus respectivos ICC, los cuales fueron otorgados por parte de CGE en abierta infracción a la normativa vigente....

3) Sanciones aplicables.

20. De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), el DS 88 y la NTCO de PMGD, todos los coordinados, incluidas las empresas distribuidoras, deben cumplir con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica. Así lo señala el artículo 72-15 de la LGSE:

“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.

El Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia las instalaciones sujetas a su coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la Normativa Técnica. 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.

A partir de la comunicación a que hace referencia el inciso anterior, la Superintendencia, en el uso de sus facultades, determinará las medidas administrativas que corresponda.”

21. Frente a eventuales incumplimientos, el artículo 216 y el inciso segundo del artículo 223 de la LGSE establecen 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.”

“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.”

22. Asimismo, el artículo 15 de la Ley N° 18.140, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible 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 ésta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales.”

23. Este ha sido el criterio de esta Superintendencia en las resoluciones 17.174, de 27 de abril de 2023, y N° 17.304, de 8 de mayo de 2023, ante reclamos similares presentados por Energía Renovable Marengo SpA y Energía Renovable Olmo SpA, respectivamente, ambas también en contra de CGE:



“...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.

9o. 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 8o 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 3o, 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 medidas 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 8o de la presente resolución.

RESUELVO:

1o. *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 8o y 9o 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 2o de la presente controversia.

2o. *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 8o 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...⁵.

⁵ Resolución Exenta N° 11.174, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de 27 de abril de 2023.



A idénticas conclusiones arribó esta Superintendencia en su reciente Resolución Exenta N° 17.304, de 8 de mayo de 2023.

IV. NOTIFICACIÓN DE LA CONTROVERSIA A CGE Y AUSENCIA RESPUESTA DE ESTA ÚLTIMA.

24. A raíz de lo previamente señalado, considerando la limitación ya impuesta por la distribuidora desde octubre de 2022, y el criterio interpretativo de la Superintendencia de Electricidad y Combustible en relación con el artículo 88 del DS 88 para resolver otras controversias planteadas por proyectos sobre la misma materia, con fecha 22 de mayo de 2023, PV Las Turcas SpA hizo llegar a CGE una comunicación formal manifestando su disconformidad con la limitación impuesta por CGE al Proyecto y solicitando que, en línea con lo resuelto por la SEC, se vuelvan a revisar los estudios de flujos de potencia y los ICC de los proyectos en operación y declarados en construcción relacionados a la S/E Mandinga, para efectos de aplicar las limitaciones según orden de mérito conforme indica la normativa vigente, a lo que CGE no respondió.

Con fecha 5 de junio de 2023, reiteramos la comunicación con CGE insistiendo en la solicitud de una respuesta e indicando un plazo hasta el 12 de junio de 2023, de manera que a falta de respuesta de su parte, nos dirigiríamos ante la SEC para plantear una controversia al respecto y obtener un pronunciamiento formal de la autoridad. Esta comunicación tampoco fue respondida por CGE.

V. PERJUICIOS.

25. Como se señaló previamente, luego de las sucesivas conexiones de proyectos PMGD a la S/E Mandinga, posteriores a la conexión del Proyecto, y sin que mediara limitación alguna de parte de la CGE a los respectivos ICC, la referida S/E se encuentra congestionada, situación que sin duda empeorará con la próxima conexión de proyectos que se encuentran en [desarrollo/construcción], y que cuentan con ICC sin limitación, como es el caso del [Parque Solar Alpha (0,8MW)]. El incumplimiento normativo de CGE no solo compromete la correcta operación de la S/E Mandinga sino que afecta directamente los ingresos de los titulares de los PMGD asociados a dicha subestación, limitando sus inyecciones a prorrata de su capacidad instalada, en circunstancias que CGE debió haber analizado los estudios de conexión, advertido la posible congestión de las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba de la subestación y, en consecuencia, haber limitado la capacidad de inyección de los PMGD que presentaron sus solicitudes de conexión.

En particular, el incumplimiento normativo de CGE perjudica y causa un daño importante al titular del PMGD Las Turcas, que se traduce en un menor ingreso; a que se ha visto obligado a presentar vertimientos de energía solar como consecuencia de una infracción por parte de CGE a la normativa vigente, y que ha producido pérdidas debido al recorte energético que sufrió dicha central.

VI. ADMISIBILIDAD Y SOLICITUD DE MEDIDA PROVISIONAL.

26. De acuerdo con lo señalado en el artículo 121 del DS 88 “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”.



27. Asimismo, el artículo 122 del DS 88 ordena que el reclamo se presente dentro del plazo de 20 días contado desde que se produzca el desacuerdo entre las partes.

Como ya se señaló, con fecha 22 de mayo de 2023, esta parte manifestó formalmente a CGE su disconformidad con la actual limitación de la inyección de la central PMGD Las Turcas, solicitando que, en línea con lo resuelto por la SEC, se revisaran los estudios de flujos de potencia y los ICC de los proyectos en operación y declarados en construcción relacionados a la S/E Mandinga, a lo cual CGE no respondió.

Frente a la falta de respuesta de CGE, con fecha 5 de junio de 2023, esta parte envió un nuevo correo electrónico a CGE insistiendo en un pronunciamiento a la disconformidad planteada, otorgándoles un plazo hasta el día 12 de junio de 2023. A pesar de eso, CGE tampoco respondió.

En consecuencia, entendiéndose que la falta de respuesta por parte de CGE genera un evidente desacuerdo entre las partes, estimamos que el plazo para presentar el reclamo necesariamente debe contarse a partir del lunes 12 de junio de 2023, por lo que esta presentación es oportuna y deberá ser considerada admisible.

28. El artículo 123 del DS 88 establece que la Superintendencia tendrá un plazo de 60 días contado desde la declaración de admisibilidad para resolver sobre la materia objeto del reclamo. Asimismo, el mismo artículo permite que, durante la tramitación de la controversia, la Superintendencia ordene medidas provisionales cuando lo estime necesario.

La urgencia en la resolución de la presente controversia es fundamental, ya que la actual limitación en la inyección de energía del PMGD Las Turcas ha provocado perjuicios considerables a mi representada por menores ingresos y la ha obligado a realizar vertimientos de energía solar. Por lo anterior, solicitamos a esta Superintendencia que ordene las medidas provisionales de instruir al CEN a que no se autorice la Puesta en Servicio o Entrada en Operación de nuevos proyectos PMGD aguas debajo de la S/E Mandinga, en particular del proyecto Parque Solar Alpha.

VII. PETICIONES.

En virtud de lo expuesto, venimos en solicitar a esta Superintendencia que:

1. Declare el incumplimiento de CGE a la normativa vigente en relación con la limitación de inyección de energía y potencia del PMGD Las Turcas referida en esta presentación, por constatarse congestiones a nivel de transmisión zonal.
2. Ordene a CGE limitar la capacidad de inyección de aquellos PMGD que se hayan conectado con posterioridad al Proyecto y limitar sus respectivos ICC a la potencia que corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 63 y 88 del DS 88, y artículo 2-25 de la NTCO.
3. Aplique las sanciones que correspondan de acuerdo con lo indicado en el numeral 3) capítulo III de esta presentación.
4. Conceda las medidas provisionales solicitadas en el capítulo VI, esto es, instruir al CEN a que no se autorice la Puesta en Servicio o Entrada en Operación de nuevos proyectos PMGD aguas debajo de la S/E Mandinga, en particular del proyecto Parque Solar Alpha.”



2°. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°232624, de fecha 06 de septiembre de 2023, PV Las Turcas SpA, hizo presente consideraciones en relación con la fecha de presentación de la discrepancia contra CGE S.A. Al respecto, señala lo siguiente:

“(...) Por medio de la presente, solicito a Ud. tener presente las siguientes consideraciones respecto a la fecha de presentación de la reclamación por discrepancia materia de este proceso.

Tal como consta en el correo que se adjunta a esta presentación, con fecha 7 de julio de 2023, ingresamos a esta Superintendencia la reclamación a través de la sección de “Reclamos” de Atención Ciudadana de la página web de la institución, de acuerdo con información proporcionada vía telefónica desde la Superintendencia, ante nuestra consulta de si la discrepancia debía hacerse por ese canal o por la oficina de partes virtual.

Sin embargo, con fecha 18 de agosto de 2023, el representante legal de PV Las Turcas SpA –quien presentó la discrepancia, y no a las casillas de correos electrónicos cuyas notificaciones se señalaron en el mismo escrito de discrepancia– recibió un correo al “Spam” (razón por la cual recién se enteró su existencia el día 31 de agosto de 2023), en el cual se informaba que este tipo de reclamo debía ingresarse a través de la oficina de partes

A raíz de lo anterior, esta parte concurrió personalmente el pasado 1° de septiembre de 2023, a las oficinas de la SEC (Avenida Bernardo O’Higgins 1465 – Santiago), solicitando que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 122 del Decreto Supremo N°88 de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala (en adelante “DS 88”), la discrepancia se entienda presentada con fecha 7 de julio de 2023, ya que, por un error involuntario, éste fue ingresado por un canal distinto, pero ingresado a fin de cuentas a la Superintendencia dentro de plazo.”

3°. Luego, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°235814, de fecha 27 de septiembre de 2023, PV Las Turcas SpA informó sobre delegación de poder efectuada para actuar en el presente procedimiento administrativo.

4°. Que, mediante Oficio Ordinario Electrónico N°200468, de fecha 16 de noviembre de 2023, esta Superintendencia declaró admisible el reclamo presentado por PV Las Turcas SpA y dio traslado de éste a CGE S.A., Mandinga Solar SpA y Parque Solar Alpha SpA.

Asimismo, en dicha presentación, esta Superintendencia denegó la medida provisional solicitada por el Reclamante relativa a ordenar la paralización de la puesta en servicio por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de los procesos de conexión PMGD involucrados, en especial del PMGD Parque Solar Alpha. Sin perjuicio de lo anterior, esta Superintendencia dispuso la entrega de todos los antecedentes respectivos al Coordinador para su conocimiento y gestión, en caso de que lo estimara pertinente.

5°. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°245912, de fecha 29 de noviembre de 2023, CGE S.A. dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°200468, señalando lo siguiente:

“(...) Mediante el oficio de la REF., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha solicitado a Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) informar fundada y detalladamente acerca de la controversia presentada por PFV Las Turcas SpA (Caso Times N°1.921.480), relacionada con el pequeño medio de generación distribuida (en adelante, PMGD) PFV Las Turcas, número de proceso de conexión 2256, adjuntando todos los antecedentes que estime pertinentes, en el plazo de diez días hábiles contado desde la notificación del citado oficio, con copia a la casilla electrónica infouernc@sec.cl.



Al respecto, y encontrándome dentro de plazo, vengo a informar lo siguiente:

1. Antecedentes de los proyectos involucrados.

Según lo indicado en el ordinario en referencia, informamos a vuestra Superintendencia fundada y detalladamente sobre la presentación realizada por la empresa PFV Las Turcas SpA. adjuntando los antecedentes solicitados, que incluyen el estado actualizado de los procesos de conexión, con las fechas de emisión de los respectivos ICC y su vigencia y - en lo que interesa- la información relativa a la existencia o no de limitaciones por aplicación del artículo 88° del D.S. N°88 (Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala) con indicación de la potencia restringida, según corresponda.

A continuación, se presentan los procesos PMGD asociados a la Subestación Mandinga:

N° Proceso	Nombre PMGD	Potencia MW	Alimentador	Estado	Emisión ICC	Reglamento	Limitación ICC
2256	PFV Las Turcas	3	TANTEHUE	Conectado	25/01/2017	DS244	N/A
3222	RMA D - Malinke	3	SAN MANUEL	Conectado	27/08/2019	DS244	N/A
5188	Mandinga Uno	9	Tantehue	Conectado	10/10/2019	DS244	N/A
18970	Parque Solar Alpha	0.8	Tantehue	Declarado en Construcción	17/02/2022	DS88	Si (0 MW)

Tabla 1. Procesos PMGD asociados a SE Mandinga

En base a la tabla anterior, cabe señalar que el ICC de Mandinga Uno se emitió bajo DS. 244, por lo que no correspondía indicar una limitación en su ICC según lo dispuesto en el artículo 88 de DS. 88. De todos modos, en la sección 11 del ICC se indicó, según el análisis exigido por el artículo 2-25 de la NTCO, lo siguiente:

“...en la condición actual, la cantidad total de PMGD en estado de ICC conforme o superior, incluyendo al PMGD Mandinga Uno, hace superar la capacidad de transformación de la Subestación Mandinga.”

Por otro lado, para el ICC Parque Solar Alpha, emitido bajo DS. 88, la sección 12 consigna una limitación por posible congestión en las instalaciones de transmisión, dando cumplimiento, por consiguiente, al artículo 88° del Reglamento, en los siguientes términos:

“Los resultados obtenidos determinan e informan los niveles de carga del transformador de la S/E Mandinga y la línea adyacente aguas arriba del mismo transformador, concluyendo que se supera la capacidad de transferencia en el Nivel 1, del transformador primario de la S/E Mandinga. Con respecto al nivel 2, concluyen que no se supera la capacidad de transferencia de las líneas “Mandinga -> Tap Chocalan” y “Las Arañas -> Mandinga”. CGE no manifiesta reparo respecto a las conclusiones obtenidas.

Los estudios de conexión advierten de una posible congestión en las instalaciones de transmisión asociadas al Punto de Conexión del PMGD Parque Solar Alpha por lo que 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. Según lo indicado en los estudios de conexión, la restricción corresponde a una potencia de 0 [MW], condición que será notificada al Coordinador al momento que la Comisión declare en construcción al presente PMGD, de modo que el Coordinador elabore semestralmente, un estudio que rectifique si se mantienen dicha congestión.”

En consecuencia, con fecha 11 de octubre de 2022, y en relación con la conexión y aumento de inyecciones de PMGD Mandinga Uno, CGE instruyó a los PMGD asociados a subestación Mandinga, mediante cartas GGAGD 1570/2022 y GGAGD 1570/2022, la limitación de inyecciones a prorrata de su potencia declarada, de modo de no producir una congestión en instalaciones de transmisión, de acuerdo con lo previsto en la normativa.



2. Origen de la controversia:

Sin embargo, la empresa PFV Las Turcas SpA, en esta oportunidad, presenta un reclamo ante la SEC, alegando que la distribuidora no está efectuando una limitación de congestiones de los proyectos PMGD Mandinga Uno y Parque Solar Alpha por aplicación del artículo 88° del DS 88, situación que afecta directamente los ingresos de los PMGD conectados a la S/E Mandinga, arguyendo que la concesionaria debió haber aplicado, en su concepto, la normativa vigente, previo a la conexión de dichos proyectos (“que quiera conectarse”).

3. Fundamentos de CGE para que la SEC rechace la controversia planteada:

Sobre el particular, cabe indicar que CGE ha actuado según la normativa vigente, cumpliendo a cabalidad con lo dispuesto y exigido por la misma. En particular, CGE ha cumplido con la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la reglamentación pertinente, contenida en el Decreto Supremo N°88 “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”, las normas técnicas (NTCO) y, finalmente, las instrucciones del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), que obligan a limitar las inyecciones en los escenarios en que exista una posible congestión del sistema de transmisión zonal.

En efecto, la LGSE es clara en establecer en su Artículo 79° la facultad al Coordinador, y no a la Distribuidora, de operar en el sistema eléctrico, limitando las inyecciones sin discriminar a los usuarios en caso de requerirse:

“(…) Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Coordinador para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios. (…)” (lo subrayado es nuestro).

Por lo anterior, advertida una posible congestión por conexiones de PMGD, CGE ha procedido a informar y consultar al Coordinador, quien ha adoptado las medidas correspondientes según lo indicado en el Artículo 102° del D.S. 88, que señala:

“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 de los PMGD conectados a las redes de distribución (…). En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerando en el listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.”.

Ratifica lo anterior, el ejercicio de la mencionada facultad en el caso de la S/E Ovalle, en que el Coordinador ha limitado las inyecciones de los respectivos PMGD según lo instruido a CGE mediante Carta DE-00810-23:

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



Asimismo, la instrucción antes señalada también ha sido impartida en otros casos por del Coordinador, como en carta DE-05812 de fecha 19 de noviembre de 2021 para S/E Pozo al Monte, carta DE-06387, de fecha 27 de diciembre de 2021 para S/E La Palma o carta DE-02523 de fecha 27 de mayo de 2022 para S/E Chimbarongo.

Adicionalmente, cabe recordar el criterio contenido en el Oficio Ordinario N°15000, de 26 de octubre de 2016, de la misma SEC, por medio del cual ha manifestado que:

“(…) la autorización de un PMGD no puede ser rechazada ni tampoco encontrarse sujeta a las condiciones técnicas del sistema de transmisión, ya que el análisis de la empresa distribuidora se encuentra acotado al impacto del PMGD en la red de distribución. Por esto, la empresa distribuidora, al momento de emitir un ICC, debe dar cumplimiento a lo estipulado en el Reglamento y adicionalmente señalar las condiciones en las que se encuentran las instalaciones de transmisión, conforme a lo dispuesto en el artículo 2-4 de la NTCO, con el objeto de informar al interesado la situación del sistema aguas arriba.

Con respecto a la conexión física de los PMGD Lebu III y El Arrebol, la concesionaria de servicio público deberá proceder a cumplir con lo que estipula la NTCO en relación a la actividad vinculada al Formulario N°9 “Protocolo de Puesta en Servicio”, no pudiendo condicionar o rechazar la conexión en esta etapa por razones asociadas a la capacidad en las instalaciones de transmisión.” (Considerando 4°, lo subrayado es nuestro)

De este modo, podemos afirmar que CGE no ha hecho más que dar estricto cumplimiento a lo instruido por el Coordinador, sin perjuicio de las instrucciones que esa Superintendencia pueda impartir conforme a lo dispuesto en el Art. 3 N°34, de su Ley Orgánica N°18.410, según el cual: “Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles - Aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias cuyo cumplimiento le corresponde vigilar, e impartir instrucciones de carácter general a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización”.

Por otro lado, y en relación con lo dispuesto en el Artículo 88° del D.S. 88, en cuanto a que el ICC debe consignar limitaciones cuando se adviertan posibles congestiones aguas arriba del transformador primario, es decir, en Nivel 2, corresponde recordar también que mediante Resolución Exenta N° 17174, de fecha 27 de abril de 2023, la SEC interpretó que dicha limitación debe extenderse tanto en Nivel 1, como en Nivel 2, por lo que los ICC anteriores a dicha resolución no necesariamente consignan la limitación por posibles congestiones en Nivel 1; haciendo presente, en todo caso, que dicho criterio no estaría afinado, ya que el referido pronunciamiento fue impugnado por la empresa El Parral Solar a través de un recurso de reposición pendiente de resolución.

Por tanto, y mérito de lo expuesto, cabe concluir que CGE ha dado cumplimiento al ordenamiento jurídico vigente, tanto al consignar la limitación indicada en el artículo 88° de D.S. 88 en su debido momento, como también limitando las inyecciones a los procesos conectados cuando se advierte una posible congestión en activos de Transmisión Zonal, según lo instruido por el Coordinador y de acuerdo con lo establecido en el Artículo 79° de la LGSE, disposición esta última la que, no obstante, entrega a esa Superintendencia, en su inciso final, la atribución para fiscalizar el cumplimiento de las condiciones de acceso abierto a que están sometidas las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico, como sería el caso.

4.- Anexos.

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

- i ICC de Mandinga Uno PMGD.*
- ii ICC de Parque Solar Alpha PMGD.*



Caso:1921480 Acción:3563831 Documento:3932333
V°B° JSF/JCC/JCS/NMM

- iii Cartas GGAGD 1570/2022 y GGAGD 1571/2022
- iv Cartas del Coordinador DE05812-21, DE02523-22, DE-06387 y DE 00810-23”.

6°. Que, mediante carta ingresada a esta Superintendencia con N°247511, de fecha 11 de diciembre de 2023, Mandinga Solar SpA dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°200468, señalando lo siguiente:

“(…) Por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°200468, de 16 de noviembre de 2023, notificado a esta parte con fecha 24 de noviembre de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dio traslado a Mandinga Solar SpA (“Traslado”) respecto a la controversia presentada por la empresa PFV Las Turcas SpA (“Reclamante”), en contra de la empresa distribuidora Compañía General de Electricidad S.A, en relación con la aplicación del Decreto N°88, del año 2019, del Ministerio de Energía, “Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala” (“Decreto N°88”), otorgando un plazo de 10 días hábiles, contados desde la notificación del aludido oficio, para evacuar el traslado conferido.

Que, encontrándonos dentro de plazo, por medio de la presente mi representada viene en evacuar el Traslado conferido, solicitando desde ya que se rechacen las solicitudes incluidas en la controversia presentada por la Reclamante en lo que se refiere al proyecto Mandinga, en virtud de los argumentos que se pasan a exponer a continuación.

I. ANTECEDENTES.

1. Proceso de conexión del PMGD FV Mandinga.

Con fecha 4 de mayo de 2018, E Management SpA presentó la respectiva Solicitud de Conexión a la Red ante la Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE” o “Distribuidora”) para conectar la planta solar denominada “Valencia (ex Mandinga Uno)”, hoy “PMGD FV Mandinga”, de una potencia de 9 MW (“Proyecto” o “PMGD Mandinga”), al punto de conexión placa poste N°5-140267, del alimentador Tantehue, relacionado a la Subestación Mandinga.

Luego de la correcta tramitación del procedimiento de conexión ante CGE, dando estricto cumplimiento a las obligaciones establecidas en el Decreto N°244, el cual fue derogado por el Decreto N°88, así como en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, de julio de 2019 (“NTCO PMGD”), **con fecha 1 de octubre de 2019** CGE emitió el Formulario N°7: Envío Informe de Criterios de Conexión (“ICC”) del Proyecto.

Por medio de instrumento privado de fecha 12 de septiembre de 2019, E Management SpA y Mandinga Solar SpA suscribieron el contrato de cesión de proceso de conexión del Proyecto, siendo ésta última la actual propietaria del Proyecto. Dicha cesión fue debidamente informada a la Distribuidora y a las autoridades competentes.

Posteriormente, y por medio de la Resolución Exenta N°89, de fecha 31 de marzo de 2021, la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) declaró en construcción el Proyecto.

A continuación, y sujetándose a la normativa vigente aplicable, mi representada dio término a la Puesta en Servicio del Proyecto el día 30 de septiembre de 2022. Posterior al término de dicha etapa, Mandinga Solar SpA solicitó la entrada en operación al Coordinador Electrónico Nacional (“Coordinador”), por medio de la Carta S/N, de fecha 21 de noviembre de 2022, conforme lo establece el artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”).



Finalmente, por medio de la carta DE05785, de fecha 9 de diciembre de 2022, el Coordinador autorizó la entrada en operación del Proyecto, a partir del día 30 de septiembre de 2022, **por lo cual desde esa fecha, el Proyecto se encuentra en plena operación.**

2. Controversia presentada por la Reclamante y solicitudes realizadas a la SEC.

Con fecha 7 de julio de 2023, esto es, con posterioridad a la entrada en operación del Proyecto, la Reclamante presentó una controversia ante esta Superintendencia, en contra de CGE (“*Controversia*”), ya que no se habría recibido respuesta alguna en relación a la solicitud de revisión de los estudios de potencia de los proyectos PMGD Mandinga Uno y Parque Solar Alpha. Cabe tener presente que el proyecto PMGD Mandinga Uno corresponde al Proyecto de mi representada.

En la controversia presentada, PFV Las Turcas SpA alega que CGE no habría aplicado los criterios correctos en la emisión de los ICC respectivos y que, conforme a lo regulado en el artículo 88 del Decreto N°88, se debió limitar las inyecciones de los proyectos tramitados con posterioridad a aquel de su titularidad, debiendo la Distribuidora haber detectado durante el proceso de conexión las congestiones a nivel de los sistemas de transmisión; no correspondiendo que se limite la inyección de energía de proyectos existentes y en operación⁶.

Agrega que, lo que se pretende hacer es abiertamente antijurídico, debiendo haberse limitado la inyección de los nuevos proyectos PMGD, estableciendo las restricciones en sus ICC a los PMGD, forzándolos a limitar su potencia y reducir su rendimiento con el objeto de evitar congestiones, y que las limitaciones aplicadas a su proyecto nunca debieron existir⁷.

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

“1. Declare el incumplimiento de CGE a la normativa vigente en relación con la limitación de inyección de energía y potencia del PMGD Las Turcas referida en esta presentación por constarse congestiones a nivel de transmisión zonal. 2. Ordene a CGE limitar la capacidad de inyección de aquellos PMGD que se hayan conectado con posterioridad al Proyecto y limitar sus respectivos ICC a la potencia que corresponda, de acuerdo con lo establecido en el artículo 63 y 88 del DS 88, y artículo 2-25 de la NTCO. [...]”

Al respecto, por medio del Oficio Ordinario Electrónico N°200468, de 16 de noviembre de 2023 (“*Oficio N°200468*”), la SEC otorgó traslado a mi representada respecto de la controversia presentada por la Reclamante, otorgando un plazo de 10 días hábiles para evacuarlo, contados desde la notificación del referido oficio. En virtud de que la notificación del Oficio N°200468 se produjo el día 24 de noviembre de 2023, la evacuación de este traslado es realizada dentro del plazo conferido por esta Superintendencia. Conforme se expondrá a continuación, las solicitudes contenidas en la controversia presentada ante la SEC deben ser rechazadas en lo que se refiere al Proyecto de Mandinga Solar SpA, en cuanto carecen de sustento tanto legal como técnico que permitan dar lugar a dichas solicitudes, en particular, aquella señalada en el numeral 2.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO.

1. Inaplicabilidad del Decreto N°88 a la emisión del ICC del Proyecto.

⁶ Así las cosas, la Reclamante alega que: “[...] resulta evidente que CGE no atendió a la normativa expresa en el artículo 63 y 88 del DS 88, y en el artículo 2-25 de la NTCO, ya que otorgó dos ICC (Mandinga Uno y Parque Solar Alpha) sin indicar restricciones en su operación, permitiendo que se supere la capacidad del transformador de la subestación, produciendo una congestión en ella, la cual ha provocado perjuicios en el PMGD Las Turcas, puesto que esta central se encuentra operando desde 2017, habiendo entrado en operación con anterioridad a la ocurrencia de las congestiones en las instalaciones de transmisión asociadas a S/E Mandinga”. Controversia, p. 11.

⁷ Controversia, p.12.



Lo alegado por la Reclamante se refiere a que CGE no habría aplicado debidamente el artículo 88 del Decreto N°88 en los procesos de conexión posteriores al proyecto Las Turcas, y en particular, respecto al proyecto PMGD Mandinga y al proyecto Parque Solar Alpha.

Al respecto, y tal como se evidencia en el apartado I. Antecedentes del presente escrito, el ICC del Proyecto fue emitido con fecha 1 de octubre de 2019 durante la vigencia del Decreto N°244, correspondiente al Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios De Generación establecidos en la LGSE, previo al Reglamento contenido en el Decreto N°88.

Conforme al artículo primero transitorio del Decreto N°88, dicho reglamento “entrará en vigencia treinta días después de su publicación en el Diario Oficial”. Considerando que dicho cuerpo normativo fue publicado en el diario Oficial con fecha 8 de octubre de 2020, **el Decreto N°88 entró en vigencia el 20 de noviembre de 2020; es decir, más de 1 año después de la emisión del ICC.**

En virtud de lo anterior, no correspondía que CGE aplicará la normativa contenida en el Decreto N°88 en la emisión del ICC del Proyecto, como lo alega la Reclamante en su controversia. A mayor abundamiento, es la propia empresa PFV Las Turcas SpA quién asevera que la norma que supuestamente habría incumplido CGE no se encontraba vigente al momento de emitir el ICC del PMGD Mandinga:

“Antes de la entrada en vigor del DS 88, el Decreto Supremo 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, no contemplaba una norma expresa que permitiera a la distribuidora mitigar la congestión que podría generar la conexión de un PMGD en las instalaciones de transmisión zonal [...] Esto se debe a que el reglamento anterior (DS 244) no contemplaba un mecanismo de mitigación anticipada, como el que sí se establece actualmente en el DS 88” 3 (Énfasis agregado).

En consecuencia, y considerando que la normativa que la Reclamante alega que se debió aplicar en el proceso de conexión del Proyecto no se encontraba vigente, resulta impracticable que la Distribuidora hubiera tenido en consideración dicha regulación durante la revisión de los estudios técnicos de conexión, habiéndose emitido correctamente el ICC de mi representada sin que se constate restricción alguna en el mismo.

2. Improcedencia de la solicitud de la Reclamante de que se limite la capacidad de inyección del Proyecto por inexistencia de causales y preclusión de la oportunidad para revisar estudios sistémicos del Proyecto.

La Reclamante aduce que CGE habría desatendido lo establecido en la normativa vigente al momento de emitirse el ICC del Proyecto, debiendo haber consignado en el mismo limitaciones a sus inyecciones, ya que se superaba la capacidad del transformador de la subestación Mandinga⁸.

Para verificar si efectivamente procedían tales restricciones, sería necesario realizar nuevos estudios sistémicos del Proyecto. Ello no es posible pues la normativa no permite hacer revisión de estudios por las causales sostenidas por la Reclamante. Al efecto, resulta trascendental detenerse en las instancias que ha contemplado la normativa para la revisión de los estudios de conexión de un proyecto PMGD.

⁸ Controversia, p.11.



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

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

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

“la reevaluación de los estudios sistémicos y de los costos de conexión, entre la emisión del ICC y la entrada en operación de un PMGD, es posible siempre y cuando se produzca el vencimiento o desistimiento del ICC de un PMGD precedente. La evaluación de los estudios debe realizarse en un plazo no mayor a 20 días hábiles, contados desde el vencimiento o el desistimiento mencionado anteriormente, por lo que no existe otra posibilidad de actualización establecida en la normativa”⁹. (Lo destacado es nuestro).

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

Dado que los motivos aducidos por la Reclamante no consisten en el vencimiento y/o desistimiento de un ICC precedente y que el Proyecto entró en operación con fecha 30 de septiembre de 2022, esto es, con anterioridad a la presentación de la Controversia, no es factible realizar nuevos estudios sistémicos ni menos limitar las inyecciones del Proyecto.

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

3. La solicitud de la Reclamante implicaría una aplicación retroactiva de la interpretación contenida en la Resolución N°17174, lo cual no es procedente.

El proceso de conexión de un proyecto PMGD es un procedimiento que actualmente se encuentra reglado por el Decreto N°88 y por la NTCO PMGD, tanto en los plazos que se deben cumplir como en la forma en que se debe desarrollar. Conforme a lo desarrollado anteriormente, previo a la entrada en vigencia del aludido decreto, el Decreto N°244 contenía la regulación aplicable a los PMGD.

⁹ Resolución Exenta Electrónica N°14729, de 10 de noviembre de 2022, Resolución Exenta Electrónica N°13993, de 27 de septiembre de 2022, y Resolución Exenta Electrónica N°9789, de 7 de diciembre de 2023. En sentido similar, se refiere la Resolución Exenta Electrónica N°11413, de 24 de marzo de 2022.



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

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

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

Así las cosas, por medio de la Resolución Exenta Electrónica N°17174, de fecha 27 de abril de 2023 (“Resolución N°17174”), dictada en el marco de una controversia presentada por Energía Renovable Marengo SpA en contra de CGE, la SEC interpretó el citado inciso tercero del artículo 88 del Decreto N°88, en virtud de su facultad interpretativa del numeral 34 del artículo 3° de la Ley N°18.410, determinando que se deben limitar las inyecciones de un PMGD y consignar tales restricciones en su ICC en los siguientes casos:

- (i) Nivel 1: Cuando existan congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto.
- (ii) Nivel 2: Congestionamiento en la línea de transmisión zonal que representa un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador.

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

En efecto, la Superintendencia señaló que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 88° del D.S. N°88, hasta antes de la referida interpretación:

“no existía responsabilidad para la Empresa Distribuidora en orden a limitar las inyecciones de capacidad de un PMGD por efectos de congestiones a nivel del transformador primario de distribución, debido a que dicha exigencia no está explícita en dicho articulado”¹⁰ (Énfasis agregado).

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

¹⁰ Resolución Exenta Electrónica N°17174, de 27 de abril de 2023, p.35.



Como es posible apreciar, el cambio de criterio de la Resolución N°17174 en esta materia tiene como consecuencia que los titulares de los proyectos PMGD que hayan iniciado el proceso de conexión, aun habiendo obtenido el ICC, deban reevaluar su impacto de conexión, siempre que concurren las demás causales de que establece la normativa, en específico lo señalado en el artículo 2-1 de la NTCO PMGD.

Sin embargo, tales órdenes son efectuadas por la SEC (o por la empresa distribuidora respectiva) durante la ventana de tiempo en la que el ordenamiento jurídico admite la realización de la reevaluación de los estudios de conexión, esto es, entre la emisión del ICC y previo a la entrada en operación de los proyectos. En el caso del Proyecto, en cambio, una medida como esa no puede ser aplicable, pues importaría contravenir la limitación normativa del artículo 2-1 de la NTCO PMGD, particularmente, que la reevaluación de estudios sólo puede ser ordenada, previo a la entrada en operación de un PMGD; lo cual para el caso del Proyecto, ocurrió con fecha 30 de septiembre de 2022, precluyendo desde dicha fecha la posibilidad del ejercicio de la mencionada facultad.

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

La Ley N°19.880, plenamente aplicable en la especie¹¹, regula los efectos del acto administrativo, como es el caso de la Resolución N°17174, señalando expresamente en su artículo 52 lo siguiente:

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

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

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

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

"[...] la excepción al principio de irretroactividad señalada en el citado artículo 52, atendida su naturaleza, debe ser interpretada y aplicada restrictivamente y, por ende, únicamente permite a la autoridad dictar actos administrativos que afecten situaciones jurídicas ya consolidadas, en la medida que aquellos traigan aparejadas

¹¹ El artículo 1° inciso tercero regula su aplicación supletoria señalando que "En caso de que la ley establezca procedimientos administrativos especiales, la presente ley se aplicará con carácter supletorio". Así, en tanto la Ley N° 18.410 no regula los efectos de los actos administrativos que dicte la SEC, la normativa citada resulta plenamente aplicable. Así también lo reconoce la Resolución N°17174 en el apartado Vistos.



consecuencias más favorables para los interesados y, que no se menoscaben o perjudiquen los derechos de terceros¹²¹³ (énfasis agregado).

La regla prevista en el artículo 52 precitado ha sido aplicada por la Contraloría ante el ejercicio de facultades interpretativas de órganos de la Administración del Estado, señalando que, al amparo de este precepto, un acto administrativo que fija un nuevo criterio no podría vulnerar los derechos que la normativa contemplaba al momento de su dictación¹⁴.

Igualmente, la misma Contraloría ha sido tajante en limitar la aplicación retroactiva de nuevos criterios fijados en sus propios dictámenes, en aplicación del precitado artículo 52, estableciendo que el nuevo pronunciamiento no afecta las situaciones producidas durante la vigencia del criterio anterior¹⁵.

Además, la Contraloría ha estimado que la aplicación de nuevos criterios de forma retroactiva tiene como consecuencia la vulneración del principio de seguridad jurídica¹⁶, así como el principio de legalidad, en relación con las facultades de la SEC para impartir instrucciones, señalando que:

“solo le permite dictar normas que precisen el alcance de las regulaciones correspondientes, con miras a difundir o explicar su aplicación y prevenir su incumplimiento, subordinándose en su ejercicio, por cierto, a lo dispuesto por la Constitución Política de la República, las leyes y los reglamentos respectivos” (lo destacado es nuestro)¹⁷

Como corolario de lo anterior, el actuar de la SEC vulneraría el principio de confianza legítima¹⁸ en virtud del cual, si la Administración realiza un cambio en la interpretación de un precepto legal o reglamentario, sólo lo puede hacer de forma legítima en la medida que respete la confianza que sus propios actos han generado en los ciudadanos. En el caso en concreto, la confianza de Mandinga Solar SpA se traduce en haber obtenido, conforme a derecho, todas las autorizaciones necesarias para haber iniciado su operación. La aplicación de este principio se encuentra ampliamente reconocida en la jurisprudencia de la Contraloría General de la República¹⁹.

En resumen, de acuerdo a la jurisprudencia administrativa, si la nueva interpretación del artículo 88° del Decreto N°88, contenida en la Resolución N°17174, se pretendiera aplicar a un proyecto en operación, como lo es el proyecto PMGD Mandinga, se vulneraría: (i) el tenor literal del artículo 52 de la Ley N°19.880, (ii) el principio general de seguridad jurídica que informa el actuar de todo órgano público, (iii) el principio de legalidad en relación con

¹² Dictamen N°34.810 de 2006, cuyo criterio es aplicado en los dictámenes N°s. 28.853 de 2009, 42.118 de 2009, 8.156 de 2010 y 20.599 de 2011.

¹³ En el mismo sentido, el dictamen N° 55.760 de 2008, cuyo criterio es aplicado en los dictámenes N°s. 31.673 de 2009, 46.119 de 2009, 49.311 de 2009, 49.867 de 2009, 60.585 de 2009, 7.343 de 2010, 7.802 de 2010, 28.926 de 2010 y 14.064 de 2016, señala que “Sobre el particular, se debe indicar que de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la ley N° 19.880, los actos administrativos **sólo pueden regir para el futuro y una vez cumplida su total tramitación, de suerte que no puede disponerse que entren a regir a contar de una data anterior a la de ese hecho**, tal como, por lo demás, se informó en los dictámenes N°s 18.293, de 1986 y 29.225, de 2000, entre otros, de esta Contraloría General” (lo destacado es nuestro).

¹⁴ Dictamen N° 52.502 de 2013, para el caso de la Superintendencia de Valores y Seguros.

¹⁵ Dictamen N° 48.218 2011, cuyo criterio es aplicado en los dictámenes N°s. 64.360 de 2012, 75.612, de 2012, 1.758 de 2013, 7.482 de 2013, entre otros. En la misma línea, el dictamen N° E113584 de 2021, que aplica el criterio del dictamen N° 70.937 de 2015.

¹⁶ Dictamen N° 80.453 de 2012, que señala “Así, solo tratándose de cambios de jurisprudencia -producto de nuevos estudios o antecedentes que autorizan una modificación interpretativa-, **el nuevo criterio produce efectos exclusivamente hacia el futuro, a fin de resguardar el principio de seguridad jurídica, sin afectar las situaciones acaecidas durante la vigencia de la doctrina que ha sido sustituida por la nueva** (aplica dictámenes N°s. 65.125, de 2009, y 74.277, de 2012, de este origen)” (lo destacado es nuestro).

¹⁷ Dictamen N° 41.211 de 2017, cuyo criterio es aplicado en el dictamen N° E267857 de 2022.

¹⁸ Este principio encuentra su fundamento en los principios constitucionales del Estado de Derecho (artículos 5º, 6º y 7º de la Constitución) y en el principio de seguridad jurídica (artículo 19 N°26 de la Constitución).

¹⁹ Dictámenes N°E173171 de 2022, 8.811 de 2020, 25.714 de 2019, entre otros.



el ilegítimo ejercicio de la competencia para impartir instrucciones, y (iv) el principio de confianza legítima.

III. CONCLUSIONES.

(i) A principios del año 2018, se dio inicio al proceso de conexión del proyecto PMGD Mandinga por medio del ingreso de la respectiva SCR ante CGE. Luego de aproximadamente 4 años, cumpliendo con todas las etapas de dicho procedimiento, así como con los requisitos establecidos en la normativa aplicable, el Coordinador autorizó la entrada en operación del Proyecto, con lo cual se asumieron obligaciones y se adquirieron una serie de derechos, tales como, percibir la remuneración de sus inyecciones de acuerdo al régimen escogido y participar en las transferencias de potencia, entre otros.

(ii) En la controversia presentada, la Reclamante solicita que se ordene a CGE limitar la capacidad de inyección de aquellos PMGD que se hayan conectado con posterioridad al proyecto PFV Las Turcas, y que se limiten sus respectivos ICC a la potencia que corresponda, conforme a los artículos 63 y 88 del Decreto N°88, y al artículo 2-25 de la NTCO PMGD.

La Reclamante alega que la Distribuidora habría emitido el ICC del proyecto de Mandinga Solar SpA, en contravención al artículo 88 del Decreto N°88. Sin embargo, no se acompaña evidencia alguna, ni se argumenta cómo supuestamente se habría infringido la normativa aplicable en el caso del proyecto PMGD Mandinga.

(iii) En este sentido, resulta crucial tener presente que, al momento de la emisión del ICC del Proyecto de mi representada, no se encontraba vigente el Decreto N°88, sino más bien el Decreto N°244 que no contenía disposición alguna que obligará a la empresa distribuidora a cargo del proceso de conexión a limitar las inyecciones de un proyecto PMGD, por existir eventuales congestiones en los sistemas de transmisión.

Este argumento por sí sólo basta para desechar las solicitudes de la controversia presentada por la empresa PFV Las Turcas SpA, en lo que dice relación con el proyecto PMGD Mandinga.

(iv) Ahora bien, lo cierto es que, para acceder a lo solicitado por la Reclamante, correspondería realizar nuevos estudios técnicos de conexión, lo cual no es posible de realizar conforme a la normativa aplicable. En efecto, el único periodo que admite la regulación vigente para la reevaluación de los estudios sistémicos es **desde la emisión del ICC respectivo y hasta la entrada en operación del PMGD** en cuestión, siempre y cuando se haya vencido o desistido un ICC de un proyecto precedente. Lo anterior, ha sido confirmado por esta propia Superintendencia, señalado expresamente que **“no existe otra posibilidad de actualización establecida en la normativa²⁰”** (énfasis agregado).

Sumado al argumento anterior del romanillo (iii), considerando que (i) la Reclamante no ha aducido vencimiento o desistimientos de ICCs de proyectos precedentes; y (ii) que el Proyecto está operando; resulta imposible que se acceda a lo solicitado por PFV Las Turcas SpA, en relación al PMGD Mandinga, de propiedad de mi representada, toda vez que dicha solicitud carece de cualquier sustento legal o reglamentario.

(v) Por medio de la Resolución N°17174, y en uso de sus facultades interpretativas otorgadas por la Ley N°18.410, la SEC interpretó el inciso 3° del artículo 88 del Decreto

²⁰ Resolución Exenta Electrónica N°14729, de 10 de noviembre de 2022, Resolución Exenta Electrónica N°13993, de 27 de septiembre de 2022, y Resolución Exenta Electrónica N°9789, de 7 de diciembre de 2023. En sentido similar, se refiere la Resolución Exenta Electrónica N°11413, de 24 de marzo de 2022.



88, señalando que ya sea que se detecten eventuales congestiones a nivel del transformador de poder de la subestación o en las instalaciones de transmisión aguas arribas del mismo, se deben limitar las inyecciones del PMGD y consignarlo en el ICC respectivo.

- (vi) En tal pronunciamiento, la SEC reconoció que, previo a la emisión de la Resolución N°17174, las distribuidoras no debían consignar limitaciones en los ICC si advertían congestiones en el transformador de la subestación primaria de distribución, pues el artículo 88 no lo establecía explícitamente. Dado que los estudios del Proyecto – y la emisión de su ICC - se realizaron con anterioridad a la dictación de la Resolución 17174 y además previo a la entrada en vigencia del Decreto N°88, CGE no tenía obligación alguna de consignar limitaciones en el ICC del Proyecto en el evento que hubiere determinado que con la conexión del Proyecto podían generarse congestiones en la Subestación Mandinga.
- (vii) En caso que se pretendiera aplicar la interpretación contenida en la Resolución N°17174 retroactivamente a un proyecto en operación, se transgredirían los principios de seguridad jurídica, legalidad y confianza legítima, así como el artículo 52 de la Ley N°19.880, que prescribe explícitamente que los actos administrativos no tienen efecto retroactivo, salvo cuando produzcan consecuencias favorables para los interesados y no lesionen derechos de terceros. En este caso, de aplicarse dicho criterio, se vulneraría el derecho consolidado de mi representada, cuyo proceso de conexión ya terminó, y culminó por medio de la carta DE05785-22, a través de la cual se autorizó la entrada en operación del Proyecto.
- (viii) En conclusión, CGE actuó correctamente a la hora de emitir el ICC del Proyecto sin consignar limitaciones, ya que no se encontraba vigente la normativa que la Reclamante alega que se habría incumplido; siendo imposible que se hubiera aplicado dicha regulación. Asimismo, habiendo mi representada obtenido la autorización de entrada en operación por parte del Coordinador con anterioridad al presente reclamo, la normativa es clara en establecer que los estudios de conexión no pueden ser reevaluados, lo cual ha sido reiterado por la SEC en reiteradas oportunidades, no pudiendo accederse por tanto a lo solicitado por la Reclamante, en lo que dice relación al proyecto PMGD Mandinga.

POR TANTO, en virtud de lo expuesto precedentemente,

SOLICITO RESPETUOSAMENTE A UD.: Se tenga por evacuado el traslado conferido a través del Oficio Ordinario Electrónico N°200468, de fecha 16 de noviembre de 2023, notificada a esta parte con fecha 24 de noviembre de 2023, y se rechacen las solicitudes planteadas en la controversia presentada por PFV Las Turcas SpA, en lo que dice relación con el proyecto PMGD FV Mandinga, de propiedad de Mandinga Solar SpA.

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

En el presente caso, Mandinga Solar SpA es titular de derechos que eventualmente pueden resultar afectados por el pronunciamiento que se emita en este procedimiento, en su calidad de propietario del PMGD Mandinga, respecto del cual se ha solicitado que se ordene limitar la capacidad de inyección de dicho proyecto; cumpliéndose así con los requisitos y condiciones para ser parte en este procedimiento, y quedando habilitado para ejercer los



derechos que le corresponden en tal calidad conforme a la Ley N°19.880, especialmente aquellos enumerados en su artículo 17.

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

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

1. Formulario N°3: Solicitud de Conexión a la Red, con estampado de recepción de fecha 4 de mayo de 2018.
2. Formulario N°7: Envío Informe de Criterios de Conexión, de fecha 1 de octubre de 2019.
3. Instrumento privado, de fecha 12 de septiembre de 2019, celebrado entre E Management SpA y Mandinga Solar SpA, por medio del cual se cede el proceso de conexión del proyecto PMGD FV Mandinga.
4. Resolución Exenta N°89, de fecha 31 de marzo de 2021, por medio de la cual la Comisión Nacional de Energía declaró en construcción el proyecto PMGD FV Mandinga.
5. Carta DE05785, de fecha 9 de diciembre de 2022, emitida por el Coordinador Eléctrico Nacional, en la cual se autoriza la entrada en operación del proyecto PMGD FV Mandinga, a partir del día 30 de septiembre de 2022.
6. Escritura pública de fecha 21 de julio de 2022, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, Repertorio número 14.808-2022, en la que consta la personería de don Juan Prieto Larraín para actuar y representar a Mandinga Solar SpA."

7°. Que, mediante correo electrónico de fecha 01 de febrero de 2024, el Propietario del PMGD Parque Solar Alpha dio respuesta al Oficio Ordinario Electrónico N°200468, señalando que el proyecto ha sido descartado por CGE S.A. con fecha 09 de enero de 2024 a solicitud del Propietario del Proyecto en cuestión.

Figura 1: Respuesta de Flux Solar Energías Renovables SpA a Oficio Ordinario Electrónico N°200468, propietario actual del PMGD Parque Solar Alpha, señalando el descarte del proceso de conexión, de fecha 01.02.2024.

De: h.gunther@fluxsolar.cl <h.gunther@fluxsolar.cl>
Enviado el: jueves, 1 de febrero de 2024 19:02
Para: Jonathan Sebastián Salinas Freire <jsalinas@sec.cl>
CC: 'David Rau' <d.rau@fluxsolar.cl>; Raimundo Garces <r.garces@fluxsolar.cl>; Gino Cruz <g.cruz@fluxsolar.cl>; 'Hans Gunther Schultz' <h.gunther@fluxsolar.cl>
Asunto: RE: Solicitud de respuesta a Controversia

No suele recibir correos electrónicos de h.gunther@fluxsolar.cl. [Por qué esto es importante](#)

Estimado Jonathan,

Junto con saludar y lamentando la demora en la respuesta, te comento que tal como menciona CGE el proceso de conexión del PMGD Alpha se ha descartado. Asimismo, tal como mencionas, con el descarte del PMGD el tema principal de la controversia estaría resuelto.

Por lo anterior, es que no vemos necesario emitir un pronunciamiento al oficio Ordinario Electrónico N°200468 de fecha 16.11.23, considerando que el descarte del proceso de conexión del PMGD Alpha ya solucionaría la problemática planteada en la controversia relacionada a nosotros.

Saludos cordiales,
—



Hans Günther
Jefe de Desarrollo de Proyectos
+56 9 7430 9908
El Rosal 5108, Huechuraba. Santiago, Chile

No me imprimas si no es necesario. Protejamos el medio ambiente.



Caso:1921480 Acción:3563831 Documento:3932333
V°B° JSF/JCC/JCS/NMM

27/34

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3563831&pd=3932333&pc=1921480>

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

Figura 2: Comunicación de CGE S.A. del descarte del PMGD Parque Solar Alpha de fecha 09.01.2024

Comunicación Descarte CGE PMGD 18970 Parque Solar Alpha

 PMGD CGE 09-01-2024

Para  jmg@impulsogestion.cl;  jmg@impulsogestion.cl;  avicente@impulsogestion.cl

CCO  formulariospmgd@sec.cl;  Cristian Alonso Rodríguez Ahlström EXT;
 Lorena Emita Espinoza Toledo EXT;  Karl-heinz

Estimado José Maria Grugues Ortuño,

Respecto de la central Parque Solar Alpha, de potencia nominal 0,8 MW, número de proceso de conexión 18970, a conectar en la subestación Mandinga, alimentador Tantehue, informamos que ha sido descartado por solicitud del Desarrollador,

Saluda atte.

 **Equipo PMGD | Área de Generación Distribuida**
Presidente Riesco 5561, Piso 14, Las Condes
www.cge.cl

8°. Que, en virtud de los antecedentes aportados por las partes, esta Superintendencia puede señalar que la controversia presentada por la empresa PV Las Turcas dice relación con supuestos incumplimientos normativos de CGE S.A., respecto de la obligación de limitar la capacidad de inyección de los proyectos adyacentes a la conexión del PMGD Las Turcas, 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 Mandinga, situación que afectaría la operación del PMGD Las Turcas.

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 o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigente (...).”* (Énfasis agregado)

En atención a lo anterior, las empresas distribuidoras deben 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.



Caso:1921480 Acción:3563831 Documento:3932333
V°B° JSF/JCC/JCS/NMM

28/34

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3563831&pd=3932333&pc=1921480>

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

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 Solicitud de Conexión a la Red (“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 técnicas 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:

“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 Informe de Criterios de Conexión (“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 las medidas que debe adoptar la Empresa Distribuidora en caso de detectar posibles congestiones de transmisión en los estudios de conexión, 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 vigente a la fecha de evaluación de los PMGD controvertidos, **establece la metodología previa de análisis de congestión en análisis de transmisión zonal que deben considerar los estudios de flujos de potencia**, señalando:

*“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 deben aplicarse a los ICC que adviertan congestiones aguas arriba del transformador de poder (nivel 2), sino que deben incluirse en aquellos casos que se adviertan congestiones en el mismo transformador de poder asociado (nivel 1), en el orden lógico de evaluación de los componentes, 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 a lo establecido en el inciso segundo del artículo 88 del D.S. N°88.**

En este sentido, la Superintendencia reforzó dicho criterio mediante el Oficio Circular Electrónico N°204293, de fecha 18 de diciembre de 2023, en el cual imparte instrucciones a la industria eléctrica respecto al cumplimiento de lo establecido en el artículo 88° del D.S.



Caso:1921480 Acción:3563831 Documento:3932333
V°B° JSF/JCC/JCS/NMM

31/34

<https://wlhttp.sec.cl/timesM/global/imgPDF.jsp?pa=3563831&pd=3932333&pc=1921480>

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

N°88 y artículo 2-25 de la NTCO, **considerando el alcance de la evaluación de las congestiones en los niveles 1 y 2, como también la posibilidad de limitar las inyecciones en caso de que algunos de los niveles sea superado ante el análisis de la conexión del PMGD en cuestión.** Además, establece condiciones adicionales en el análisis de congestiones para la realización de los estudios técnicos.

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 limitación establecida en el artículo 88° del D.S. N°88 conforme el espíritu reglamentario, y analizada la información proporcionada por las partes, de acuerdo con la presentación realizada por empresa PV Las Turcas SpA, la discrepancia se presenta por el eventual incumplimiento de CGE S.A. de lo establecido en el artículo 2-25 de la NTCO de 2019 y del artículo 88° del Reglamento respecto de los proyectos PMGD Mandinga Uno de 9 MW y PMGD Parque Solar Alpha de 0,8 MW, situación que solicita la Reclamante ser aclarada por la Superintendencia.

Al respecto, esta Superintendencia puede señalar que **el PMGD Mandinga Uno obtuvo su respectivo Informe de Criterios de Conexión (“ICC”) con fecha 10 de octubre de 2019, bajo el marco regulatorio del D.S. N°244, motivo por el cual no le corresponde el análisis establecido en el artículo 88° del D.S. N°88, debido a que esa normativa no contenía medida de mitigación preventiva para evitar dichas congestiones.**

En consecuencia, a juicio de esta Superintendencia, las alegaciones presentadas por la empresa PV Las Turcas respecto a la restricción de operación del PMGD Mandinga Uno debe ser desestimada, debido a que la exigencia de limitación en el ICC establecida en el artículo 88° del Reglamento no le era aplicable, por haber sido emitido su ICC bajo la vigencia del D.S. N°244. Por lo anterior, en el caso de existir eventuales congestiones motivo de las inyecciones de las centrales asociadas a la zona adyacente, incluida la operación del PMGD Mandinga Uno, rige lo dispuesto en el artículo 102° del D.S. N°88. En este sentido, se constata que CGE S.A. no ha trasgredido la normativa referida a los artículos 63° y 88° del D.S. N°88 y artículo 2-25 de la NTCO de 2019²¹ respecto a la emisión del ICC del PMGD Mandinga Uno, considerando que no le era aplicable la exigencia reglamentaria.

Por otra parte, respecto de las alegaciones presentadas al PMGD Parque Solar Alpha de 0,8 MW este obtuvo su ICC con fecha 17 de febrero de 2022²², en dicho caso el análisis de congestión de las instalaciones de transmisión zonal establece que dicho proyecto fue restringido de operación a 0 [MW], limitación establecida conforme los resultados presentados en los estudios de impacto sistémicos, los cuales evidenciaron la superación de la capacidad de carga del transformador primario de distribución, concluyendo que

²¹ Normativa de PMGD vigente a la fecha de evaluación del ICC del PMGD Mandinga Uno

²² Se encontraba vigente el D.S. N°88



existen congestiones a nivel 1, y además, que no se superaría las capacidad de transferencia de las líneas “Mandinga -> Tap Chocalan” y “Las Arañas -> Mandinga”.

Al respecto, esta Superintendencia ha constatado que CGE S.A. indicó que dicha condición – limitación del PMGD Parque Solar Alpha a 0 [MW] – sería comunicada a la Comisión Nacional de Energía una vez que el proyecto sea declarado en construcción, de modo que el Coordinador considere dicha condición en el estudio semestral, a fin de verificar semestralmente la condición de mantener las limitaciones, de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, en caso de que existiesen, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte.

En consecuencia, esta Superintendencia ha constatado que en el caso del PMGD Parque Solar Alpha, CGE S.A. no ha trasgredido la normativa referida por PV Las Turcas SpA, respecto a los artículos 63° y 88° del D.S. N°88 y artículo 2-25 de la NTCO de 2019, considerando que el ICC del PMGD Parque Solar Alpha ha sido limitado a 0 MW, evidenciando el correcto análisis de congestiones conforme las exigencias establecidas por la normativa vigente.

Además de lo anterior, esta Superintendencia ha constatado conforme la información presentada por la empresa Parque Solar Alpha SpA en el Considerando 7° de la presente controversia, que el proyecto ha sido descartado por CGE S.A. con fecha 09 de enero de 2024 a solicitud del Propietario del Proyecto en cuestión.

9°. Que esta Superintendencia, en base al análisis establecido en el Considerando 8° anterior, ha podido constatar que los ICC de los PMGD Mandinga Uno y Parque Solar Alpha no presentan incumplimiento respecto a las exigencias artículos 63° y 88° del D.S. N°88 y artículo 2-25 de la NTCO de 2019, toda vez que el ICC del PMGD Mandinga Uno fue emitido bajo el marco regulatorio del D.S. N°224, por lo que no le eran aplicable las exigencias establecidas en el artículo 88° del D.S. N°88. Asimismo, este Servicio ha verificado que el ICC del PMGD Parque Solar Alpha fue limitado a 0 MW, ante la eventual congestión del transformador primario de distribución asociado a la S/E Mandinga.

En consecuencia, esta Superintendencia desestima las alegaciones presentadas por la empresa PV Las Turcas SpA, considerando que los ICC de los proyectos en cuestión cumplen con las exigencias establecidas por la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, se constata el descarte del PMGD Parque Solar Alpha SpA en el mes de enero de 2024, condición que eventualmente pudiese alivianar los niveles de carga previstos en las instalaciones de la S/E Mandinga, situación que deberá ser verificada por el Coordinador Eléctrico Nacional en el estudio semestral en conformidad con las condiciones establecidas en el artículo 88° del Reglamento.

RESUELVO:

1°. Que, no ha lugar, a la controversia presentada por la empresa PV Las Turcas SpA en contra de CGE S.A., debido a que, conforme las argumentaciones presentadas por esta Superintendencia en los Considerando 8° y 9° de la presente resolución, no se observa incumplimiento de lo dispuesto en los artículos 63° y 88° del D.S. N°88 y artículo 2-25 de la NTCO de 2019, en los Informes de Criterios de Conexión de los PMGD Mandinga Uno y Parque Solar Alpha, en materia de limitación de inyecciones de potencia ante la existencia de congestiones. En efecto:

- (i) El ICC del PMGD Mandinga Uno fue emitido bajo el marco regulatorio del D.S. N°244, por lo que no le eran aplicable las exigencias establecidas en el artículo 88° del D.S. N°88.



- (ii) El PMGD Parque Solar Alpha fue limitado por CGE S.A. a 0 MW ante la revisión del análisis de congestiones en aplicación de las exigencias establecidas en el artículo 88° del Reglamento. No obstante, este proyecto fue descartado por la Empresa Distribuidora, a solicitud del Propietario del PMGD, durante el transcurso de la presente controversia, por lo que dicho proyecto no podrá ser considerado en el estudio semestral del Coordinador.

2°. Que, de acuerdo con lo establecido en el Oficio Ordinario Electrónico N°200468, de fecha 16 de noviembre de 2023, esta Superintendencia denegó la solicitud de medida provisional solicitada por la empresa PV Las Turcas SpA, respecto de paralizar la puesta en servicio por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de los procesos de conexión PMGD involucrados, en especial del PMGD Parque Solar Alpha.

No obstante, se entregaron todos los antecedentes respectivos al Coordinador para su conocimiento y para la adopción de las medidas respectivas en caso de que lo estimara pertinente.

3°. 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 1921480.

ANÓTESE, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE.

MARIANO CORRAL GONZÁLEZ
Superintendente de Electricidad y Combustibles (S)

Distribución:

- Representante legal de empresa PV Las Turcas SpA.
- Representante legal de empresa Compañía General de Electricidad S.A.
- Representante legal de empresa Mandinga Solar Uno SpA
- Representante legal de empresa Parque Solar Alpha SpA
- Transparencia Activa.
- Unidad de Sostenibilidad Energética.
- División de Jurídica.
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Comisión Nacional de Energía.
- Oficina de Partes.



Caso:1921480 Acción:3563831 Documento:3932333
V°B° JSF/JCC/JCS/NMM