

Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. Régimen vigente, interpretaciones y prospectiva

Small Scale Distributed Generation before Energy Law.
Current regime, interpretations and prospective

Marcelo Mardones Osorio*

En el presente trabajo se abordan los fundamentos, regulación y evolución que a la fecha han tenido los Pequeños Medios de Generación Distribuida ("PMGD") en nuestro país, tratando asimismo las interpretaciones existentes en la materia emitidas tanto por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, como por el Panel de Expertos.

Palabras clave: Generación distribuida, pequeños medios de generación, PMGD.

Introducción

No existe certeza en cuanto a qué debe comprenderse por "generación distribuida" (*distributed generation*)¹. Para unos, generación distribuida

This paper analyzes the foundations, regulation and evolution of the Small Scale Distributed Generation in Chile, including the understandings issued by the Electricity and Fuel's Agency and the Expert's Board regarding those topics.

Keywords: Distributed generation, small media generation, PMGD.

RESUMEN / ABSTRACT

* Abogado, Doctor y Magister en Derecho (Pontificia Universidad Católica de Chile), Master en Asesoría Jurídica de Empresas (*IE Law School*, España), Profesor de Derecho Económico, Universidad de los Andes, Fiscal del Ministerio de Energía; Santiago, Chile. Correo electrónico: mmardones@minenergia.cl.

Recibido el 20 de noviembre de 2018 y aceptado el 3 de abril de 2019.

¹ FUNDACIÓN DE LA ENERGÍA DE LA COMUNIDAD DE MADRID 2007, 9. En nuestro país, *vid.* IRARRÁZVAL 2016, 146.

es cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada, conectándose directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Para otros, sería únicamente aquella que se conecta a la red de distribución de baja tensión, asociada a tecnologías como motores, miniturbinas, microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica². También se considera que generación distribuida es la generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica, considerando la máxima eficiencia energética³.

Como se puede apreciar, el concepto tipificante de la generación distribuida radica en las ideas de pequeña escala y de proximidad de los centros de generación a los de consumo. Tales elementos no son nuevos, sino que pueden rastrearse hasta los orígenes históricos de la generación de electricidad, en donde esta se situaba precisamente en los sitios de consumo, dadas las limitaciones tecnológicas existentes, que impedían su transporte a grandes distancias⁴.

En la actualidad y habiéndose impuesto finalmente el denominado *central-station model* de generación masiva de electricidad a grandes distancias de los centros de consumo⁵, diversas circunstancias, entre las cuales cabe incluir destacadamente las alzas constantes en los precios de la energía eléctrica (sin perjuicio de otras consideraciones de índole ambiental o de uso del territorio), han reimpulsado el acercamiento de las fuentes de generación a los centros de consumo. En efecto, se estima⁶ que los beneficios de la generación distribuida guardan relación con la posibilidad de producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo, así como permitir que los consumidores puedan convertirse en pequeños generadores –prosumidores–, con los ahorros que ello conlleva, aumento en la competencia, reducciones de pérdidas de energía por transporte, reducción de congestión, prestación de servicios complementarios, seguridad en el suministro, etc.⁷.

En virtud de tales consideraciones es que la generación distribuida está llamada a ocupar un importante lugar en nuestra matriz energética, acercando la generación al ciudadano, haciéndolo partícipe de un esquema de red eléctrica cada vez más participativo. Así, dada la creciente relevancia de esta

² FUNDACIÓN DE LA ENERGÍA DE LA COMUNIDAD DE MADRID 2007, 9.

³ VELÁSQUEZ 2008, 292.

⁴ VELÁSQUEZ 2008, 291.

⁵ FUCCI 2011, 345.

⁶ VELÁSQUEZ 2008, 297; ANAYA y POLLIT 2014, 1.

⁷ En nuestro país, la generación distribuida se vincula con los objetivos de la política energética en materias de seguridad, eficiencia y flexibilidad, de manera de lograr la constitución de un sistema energético completamente bidireccional, en donde se pueda producir y gestionar la energía desde arriba hacia abajo y viceversa, con niveles de generación distribuida y gestión de demanda similar a la de otros países de la OCDE. Así se señala en el documento “Energía 2050, Política Energética de Chile”, 11-12.

forma de generación es que en el presente artículo se ofrece una revisión de sus fundamentos, régimen actual y los retos futuros que ella está llamada a enfrentar.

I. Orígenes y fundamentos de la regulación de los PMGD

En nuestro ordenamiento, la Ley Corta I –Ley N° 19.940, de 2004– introdujo en la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”) por primera vez una regulación específica para la generación distribuida en su art. 91, actual art. 149. Dicha disposición estableció que el reglamento fijaría un régimen especial de precios para aquellos medios de generación que se conecten directamente a instalaciones del entonces sistema troncal, de subtransmisión –actuales sistemas nacional y zonal–⁸ o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no supere los 9.000 kilowatts (9 MW) y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo⁹. Asimismo, se estableció que los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que poseyeran líneas de distribución de energía eléctrica que utilizaren bienes nacionales de uso público, deberían permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superaren los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

El reglamento al que aludía –y alude actualmente– la referida disposición se dictó por medio del D.S. N° 244, de 2005, de Economía, “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos” (en adelante, “D.S. N° 244/2005” o “reglamento”), el cual desarrolló los regímenes de interconexión, operación y peajes tanto de los “PMGD” como de los Pequeños Medios de Generación (“PMG”), a partir del punto de conexión del medio de generación de que se trate: en instalaciones de distribución en el caso de los PMGD y en instalaciones de transmisión, tratándose de los PMG¹⁰. Sin perjuicio de ello, ambos medios de generación tienen como elemento común

⁸ Cabe recordar que el artículo décimo transitorio de la Ley N° 20.936 señala que las instalaciones del sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional existentes a la fecha de publicación de la referida ley pasarán a conformar parte del sistema de transmisión nacional, zonal y dedicado, respectivamente.

⁹ El artículo primero transitorio de la Ley N° 20.936 señala el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional será el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC SIC, y del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC SING, y de las entidades a través de las cuales estos actúan.

¹⁰ Con fecha 2 de julio de 2015 se publicó en el Diario Oficial el D.S. N° 101, de 22 de agosto de 2014, que modificó el D.S. N° 244/2005, en vigencia desde el 30 de septiembre de 2015, con el objeto esencial de simplificar el procedimiento de conexión de los PMGD, disminuir los costos de transacción asociados a su conexión, así como modificar el procedimiento para la determinación de los estudios necesarios y el costo de conexión de los PMGD a las redes de las distribui-

el tratarse de *pequeños* medios de generación, entendiéndose como tales aquellos que poseen excedentes de potencia de hasta 9.000 kW (9 MW)¹¹.

Consta en la historia de la Ley Corta I que se optó por fijar en 9 MW el límite para ser considerado como PMGD (y PMG) atendiendo al límite que originalmente nuestro ordenamiento contemplaba para integrar los CDEC y, por ende, para poder comprar y vender energía en el mercado *spot*. De esta forma, la finalidad de la norma era facilitar a los pequeños medios de generación el acceso al mercado mayorista, pudiendo así vender su producción a precios *spot*, tal y como se desprende de lo señalado por el entonces Ministro Presidente de la CNE durante la tramitación parlamentaria de la ley¹²:

“(...) existen centrales generadoras de menos de 9 MW que no forman parte del CDEC, que no tienen derecho a vender en el mercado ‘spot’ y quedan al arbitrio de quien les quiera comprar. La indicación abre el mercado ‘spot’ para cualquier productor”...

En sentido similar se afirmó que la finalidad de la norma era¹³:

“(...) que los generadores pequeños puedan vender en el mercado ‘spot’ al precio de mercado, cosa que hoy no pueden hacer, porque no forman parte del CDEC. Eso significa que las distribuidoras les compran al precio que ellas imponen...”

Asimismo, se sostuvo que¹⁴:

“(...) La posibilidad asegurada de vender su energía al precio que reciben las demás generadoras facilitará suscribir contratos convenientes con distribuidores o clientes libres, por cuanto tendrán una posición negociadora válida. Esta forma adicional contribuirá a aumentar la competencia en el sector eléctrico, traerá a nuevos actores al juego de la oferta y la demanda, incentivará a usar fuentes limpias no explotadas y reducirá la necesidad de invertir en transmisión al incentivar la generación distribuida...”

doras, a fin de disminuir las asimetrías de información existentes, entregando mayor certeza a los desarrolladores de proyectos respecto de la factibilidad técnica y económica de los mismos.

¹¹ El marco regulatorio expuesto se completa con la norma técnica que aborda la conexión y operación de los PMGD. Originalmente, los arts. 3 y 4 del D.S. N° 244/2005 señalaban que el Ministerio de Economía dictaría normas técnicas previo informe de la CNE, las cuales tendrían por objetivo establecer los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitieran especificar las disposiciones contenidas en el citado reglamento. El D.S. N° 101/2014 modificó dichas disposiciones, estableciendo el actual art. 3 que las normas técnicas respectivas serán dictadas por la CNE, las cuales tienen por objetivo establecer los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones contenidas en el reglamento. En la actualidad, la norma técnica vigente en materia de conexión y operación fue aprobada por Resolución Exenta N° 501, de 23 de septiembre de 2015, de la CNE, “Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión”, encontrándose a día de hoy (enero de 2019) en proceso de revisión por la Comisión.

¹² Historia de la Ley N° 19.940, 173.

¹³ Historia de la Ley N° 19.940, 256.

¹⁴ Historia de la Ley N° 19.940, 337.

Junto a lo anterior es relevante considerar que, desde una perspectiva general, en la base del régimen de generación distribuida se encuentra el derecho de toda persona a generar electricidad, sea para *consumo* personal –autoconsumo– o incluso para fines *comerciales* –comercialización–. Dicho derecho, desde luego, goza de protección constitucional, tanto desde la perspectiva del derecho de propiedad, al poder considerarse la energía eléctrica como un bien susceptible de apropiación surgido como consecuencia del uso, goce y disposición de los bienes con los cuales ella se genera (art. 19 N° 24 de la CPR)¹⁵, como desde el derecho para realizar cualquier tipo de actividad económica, cumpliendo con las exigencias que la ley establezca para ello (art. 19 N° 21 de la CPR)¹⁶.

Ahora bien, cabe precisar que las ideas de autoconsumo y comercialización no son extensibles a todos los supuestos de generación distribuida, ya que nuestro legislador ha distinguido dos esquemas normativos diversos con finalidades particulares: (i) el régimen de los PMGD y PMG, en el cual el elemento esencial es la finalidad de comercialización de la energía y potencia producidas, y; (ii) el régimen de la generación distribuida residencial –*net billing*–, el cual ha sido previsto solo con fines esenciales de autoconsumo y no de comercialización –si bien esta última igualmente se permite aunque con carácter residual–. En efecto, durante la tramitación de la Ley N° 20.571 de 2012 se dejó constancia de lo señalado por el entonces Ministro de Energía, en cuanto a que la generación distribuida residencial “(...) no es un negocio, sino que la idea es solo permitir la autogeneración con la red de distribución...”¹⁷, criterio reiterado además por la CGR en su dictamen N° 40.160, de 2017.

A continuación, se ofrece un análisis de la regulación vigente de los PMGD, su evolución a la luz de las interpretaciones administrativas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”) y una visión prospectiva de dicha regulación.

¹⁵ Sobre la naturaleza jurídica de la electricidad, *vid.* en nuestra doctrina: PILÓN 1904 *passim*; CLARO 1979, 100-101; OLIVARES 2014, 37-38. Asimismo, en *Compañía General de Electricidad Industrial con l. Municipalidad de Chillán* (1920), la Corte de Apelaciones de Talca sostuvo que “(...) considerada la electricidad, no en el estado latente en que se encuentra en la naturaleza, sino como el producto industrial de una empresa de alumbrado, o sea como el resultado de los esfuerzos o el trabajo del hombre para desarrollarla y transformarla en energía utilizable, ella no puede menos de ser tenida como *una cosa mueble susceptible de ser apropiada y transferida*”... [las cursivas son nuestras]. En Argentina, el art. 2 de la Ley N° 15.336 sobre Energía Eléctrica, de 1960, señala que “(...) la energía eléctrica, cualquiera que sea su fuente y las personas de carácter público o privado a quienes pertenezca, se considerará una cosa jurídica susceptible de comercio por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes comunes en cuanto no se opongan a la presente...”.

¹⁶ En este sentido, *vid.* WELLINGHOFF y WEISSMAN 2015, 309-310.

¹⁷ Historia de la Ley N° 20.571, 8.

II. Elementos determinantes de la calidad de PMGD

1. Excedentes de potencia

La característica de tamaño inherente a los PMGD a que hemos aludido se encuentra doblemente recogida por nuestra legislación: en el art. 72°-2 de la LGSE, en el que, tras la modificación efectuada por la Ley N° 20.936, se incluyó la expresa mención a los “pequeños medios de generación distribuida”; y por referencia a determinada cantidad máxima de excedentes de potencia disponibles para poder ser considerado como PMGD, establecida en el art. 149° de la LGSE, ya referido. A partir de ello, el D.S. N° 244/2005 define los PMGD como todos aquellos medios de generación con excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW (9.000 kW), conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público¹⁸.

Como se adelantó, el límite de 9 MW para ser considerado como PMGD (y PMG) se estableció considerando el límite originalmente previsto en nuestro ordenamiento para integrar los CDEC y, por ende, para poder comprar y vender energía en el mercado *spot*. En efecto, el art. 1 del D.S. N° 6/1985, primer reglamento de los CDEC, señalaba que él regulaba la coordinación a que debía someterse la operación de centrales generadoras y líneas de transporte pertenecientes a distintos propietarios que funcionaren interconectados entre sí y que cumplieran simultáneamente las siguientes condiciones: (i) operar en sistemas eléctricos de tamaño superior a 100.000 kilowatt en capacidad instalada de generación, en los cuales se generara más de un 10% de electricidad destinada al servicio público de distribución; y (ii) pertenecer a alguna de las siguientes entidades: (a) empresas eléctricas (definidas como empresas cuyo giro principal fuera la comercialización de energía eléctrica) cuya capacidad instalada de generación fuera superior al 2% de la capacidad instalada total que el sistema eléctrico tenía a la fecha de constituirse el respectivo CDEC; o (b) autoprodutores (definidos como entidades cuyo giro principal era distinto de la comercialización de energía eléctrica) cuya capacidad instalada de generación en condiciones normales fuera superior a la suma de su demanda máxima anual y de un 2% de la capacidad total que el sistema eléctrico tenía a la fecha de constituirse el mencionado CDEC. Posteriormente, el D.S. N° 327/1997 dispuso la posibilidad de que las empresas eléctricas con capacidad instalada de generación *superior* a 9 MW *optaren* por incorporarse al CDEC (art. 169), pero, como se puede apreciar, se trataba solo de una posibilidad que dejaba fuera precisamente a las pequeñas generadoras con capacidad inferior a 9 MW. Este esquema se mantuvo bajo la

¹⁸ Y, asimismo, define los PMG como aquellos medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrable al sistema son menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, actualmente, sistema nacional, zonal y dedicado.

vigencia del D.S. N° 291/2007, si bien con una operatoria inversa, dado que en él tales empresas no debían informar al CDEC su deseo de formar parte de él, sino que su intención de no integrar el mismo al momento de interconectarse (*vid.* el art. 18 del D.S. N° 291/2007).

Ahora bien, cabe precisar que, en rigor técnico, el límite establecido en el art. 149 de la LGSE no es equivalente al dispuesto originalmente para integrar los CDEC, ya que mientras el primero se refiere a excedentes de potencia suministrables, el segundo se refería a capacidad instalada. Si bien no consta en la historia de la Ley Corta I, lo cierto es que la idea original detrás del límite de potencia (y no de capacidad instalada) era permitir a los medios de cogeneración poder vender en el mercado *spot* los excedentes de capacidad no utilizados en sus procesos.

Aclarado lo anterior, es importante diferenciar los supuestos de PMGD de aquellos incorporados por la Ley N° 20.571, que incluyó un régimen especial para la generación distribuida de carácter residencial bajo el esquema denominado *net billing* (arts. 149 bis y siguientes), y que actualmente abarca los sistemas domiciliarios de generación hasta 300 kW. Así, en nuestro ordenamiento jurídico la generación distribuida posee un doble régimen: el de *net billing* hasta los 300 kW, y el de los PMGD entre los 100 kW y los 9.000 kW.

2. Unidad de propiedad de medios de generación

Junto a los volúmenes de excedentes de potencia, el D.S. N° 244/2005 establece el criterio de la unidad de propiedad como determinante de la aplicación del régimen que él contiene.

Según su art. 1, el D.S. N° 244/2005 se aplica a las “empresas que posean medios de generación” conectados y sincronizados a un sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 MW, y que se encuentren en alguna de las categorías que dicha norma señala, entre las cuales se encuentran los PMGD. La letra a) del citado artículo define los PMGD como “aquellos medios de generación” cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. A su vez, el art. 6 letra a) del mismo texto normativo define “medio de generación” como el conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario que se conectan al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión y la letra b) define “unidad de generación” como el equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, sin elementos en común con otros equipos generadores, entendiéndose que existen elementos en común cuando una falla de algún elemento de una unidad generadora implica la salida de servicio de otra unidad. Asimismo, la letra d) del citado art. 6 define “punto de conexión” como el punto de las instalaciones de transporte o

distribución de energía eléctrica en la que se conecta uno o más medios de generación a un sistema interconectado.

Al tenor de las normas citadas es claro que, para ser considerado PMGD, se requiere el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) existencia de una empresa, lo cual, por tanto, excluye del ámbito de aplicación de la regulación de PMGD a las personas naturales o jurídicas que carezcan de tal carácter empresarial (fin de lucro)¹⁹;

b) que dicha empresa sea dueña de un conjunto de unidades de generación;

c) que dichas unidades se conecten al sistema a través de un mismo punto de conexión; y,

d) que dichas unidades de generación tengan excedentes de potencia menores o iguales a 9 MW.

Lo anterior ha sido tratado por la SEC en diversas oportunidades. Por medio de su Oficio N° 3537, de 27 de abril de 2011, dicho organismo se pronunció sobre la posibilidad de que dos PMGD evacuaran su energía a través de una misma línea de media tensión. Al respecto, señaló que de acuerdo con las definiciones entregadas por el D.S. N° 244/2005, "(...) son condiciones ineludibles para calificar a un conjunto de unidades de generación como PMGD, que tal conjunto pertenezca a un mismo propietario y que se conecte al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión...". Por ese motivo, la SEC concluyó que "(...) una línea de media tensión privada no puede evacuar los excedentes de un conjunto de unidades de generación pertenecientes a más de un propietario, que se conectan al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión...".

Posteriormente, por Oficio N° 13036, de 26 de noviembre de 2014, la SEC se pronunció en relación a si existía algún inconveniente legal o técnico para materializar un escenario de evacuación simultánea de energía de una planta a través de dos PMGD. Al respecto sostuvo que no es posible que un PMGD evacue simultáneamente energía a través de otro alimentador distinto a aquél ya utilizado, ya que "(...) de las definiciones indicadas anteriormente un PMGD debe inyectar su energía en un único punto del SD...". Por tanto –concluye la SEC–, el otro PMGD podrá conectarse a la red de distribución, pero "(...) como una Central totalmente independiente del PMGD [...], para lo cual, el propietario deberá tomar las medidas que permitan separar las instalaciones de uno y otro PMGD...".

Luego, por medio de Resolución Exenta N° 6672, de 14 de enero de 2015, la SEC resolvió que, considerando las disposiciones del D.S. N° 244/2005, los proyectos Chanleufú (de 5,6 MW) y Chanleufú (de 2,75 MW) no

¹⁹ Cabe dudar de la legalidad de esta previsión reglamentaria, al tratarse de una limitación que carece de fundamento en la LGSE.

se ajustaban a las definiciones del art. 6 del citado reglamento, ya que tales proyectos constituían un solo medio de generación compuesto por dos unidades de generación con elementos en común, que inyectaban sus excedentes de potencia a dos puntos de conexión diferentes.

Finalmente –si bien en un caso de PMG–, por medio de Oficio N° 07155, de 16 de abril de 2018, la SEC resolvió que un “Cluster solar” integrado por 11 PMG de 9 MWac cada uno tiene derecho al precio estabilizado, ya que cada medio de generación es independiente del resto, inyecta una potencia menor a 9 MW y la falla de uno de ellos no provoca la falla ni afecta la operación de los otros.

Ahora bien, la aplicación e interpretación estricta de la norma ha generado una distorsión en el mecanismo, al permitir la división de proyectos (fraccionamiento) difícilmente calificables como “pequeños” para acceder a los beneficios inherentes al precio estabilizado. En efecto, el mero tenor literal de la normativa reglamentaria aplicable permite que los desarrolladores de proyectos configuren los mismos de manera tal que pueda darse cumplimiento a lo establecido en las exigencias del D.S. N° 244/2005. Sin embargo, una interpretación adecuada de la normativa aplicable exige considerar no solo el tenor literal del reglamento, sino que además debe abarcar el espíritu de la legislación, a fin de clarificar los espacios oscuros existentes. En dicho contexto, cabe recordar que, como se indicó, los fundamentos de la regulación especial de los PMGD se relacionan con proyectos pequeños que encuentran dificultades para vender su producción. De hecho, el art. 72-2 de la LGSE, tras la modificación realizada por la Ley N° 20.936, al referirse a los medios de generación a que alude su art. 149, consagra expresamente la idea de que se ha de tratar de “pequeños” medios de generación. Es tal aspecto el que justifica el régimen especial de los referidos medios de generación, y el que, por ende, fundamenta el mecanismo excepcional de estabilización de precios previsto a nivel reglamentario.

3. Carácter objetivo de la calidad de PMGD

Por último, cabe precisar que el Panel de Expertos ha aclarado, precisamente en el Dictamen N° 2/2007, que la consideración como PMGD no depende de una decisión del coordinador del sistema –ex CDECs– ni de otra autoridad, ya que son la ley y el reglamento los que, por sí mismos, han procedido a efectuar una clasificación de los diversos medios de generación a partir de elementos objetivos²⁰. Dicha clasificación reglamentaria debe ser aplicada efectuando una constatación de los hechos por el coordinador del sistema sin que medie necesariamente un pronunciamiento especial de alguna entidad prevenida de atribuciones.

²⁰ Dictamen N° 2/2007, 35.

III. Régimen de conexión

1. Derecho/deber de conexión

La regla general en esta materia viene establecida por el art. 149 inc. 5° de la LGSE, complementado por el art. 7 del Reglamento. Según dichas disposiciones, las empresas distribuidoras tienen el *deber* de permitir a los PMGD conectarse a sus instalaciones cuando puedan acceder a estas mediante líneas propias o de terceros, debiendo en todo caso ejecutarse los estudios que sean necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes contenidas en el reglamento y en la "Norma Técnica de Conexión y Operación" ("NTCO")²¹, los cuales pueden realizarse por la propia distribuidora o por el interesado con la aprobación de aquélla, en todo caso, con cargo al interesado. Así, la LGSE otorga a los PMGD un *derecho subjetivo* a conectarse a las líneas de distribución, de acuerdo con las exigencias dispuestas a tal fin por la propia ley y el reglamento y norma técnica respectiva²².

Correlativamente, el art. 11 del D.S. N° 244/2005, señala que las empresas distribuidoras garantizan a los PMGD el acceso a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o la que se hubiere pactado en los contratos de suministro suscritos por empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, según corresponda, en la medida que la operación del PMGD se mantenga dentro de los límites establecidos en la NTCO respectiva. Asimismo, y con el afán de permitir la materialización del derecho a la conexión, el art. 14 añade que las distribuidoras no pueden imponer a los propietarios de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la ley y en las normas técnicas que dicte la CNE de acuerdo con el art. 3 del D.S. N° 244/2005.

De las disposiciones citadas cabe desprender que la conexión es un procedimiento que ha de sustanciarse única y exclusivamente entre el PMGD

²¹ La NTCO regula el desarrollo del proyecto de ingeniería de conexión, los estándares técnicos de calidad de suministro y establece un protocolo de pruebas requerido previo a la conexión al sistema de distribución, entregando los formularios necesarios para las distintas fases de desarrollo del proyecto de conexión. Al respecto, *vid.* LEÓN 2014, 64.

²² Así se ha reconocido en *CGE Distribución S.A. con Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (2008) por la Corte de Apelaciones de Santiago, al resolver que "(...) en efecto, los excedentes de energía eléctrica que produce la empresa Chilena de Gas Natural S.A. en su Planta de Cogeneración y que son incorporados a la Subtransmisión en la Subestación Panamericana deben ser de cargo de la recurrente, esto es, de la empresa C.G.E. Distribución S.A., en razón de que conforme lo preceptúa el art. 149 del mencionado D.F.L. N° 4/20.018, los pequeños medios de generación y de distribución, como lo es la planta de cogeneración de propiedad de la Empresa Chilena de Gas Natural S.A., *tienen el derecho de conectarse a las instalaciones de distribución*, como lo es en este caso la situación de C.G.E. Distribución S.A., para ingresar al sistema eléctrico los excedentes de potencia que no superen los 9.000 kilowatts; más aún, tal precepto dispone que, las obras para permitir la inyección de excedentes son de cargo de los propietarios de los medios de distribución"... [las cursivas son nuestras].

respectivo y el concesionario de distribución, no siendo procedente exigir la participación de terceros en el mismo²³.

En cuanto a quién ha de ejecutar las obras, el art. 8 del D.S. N° 244/2005 establece que las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes, si bien sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD. A su vez, el art. 22 señala que los empalmes necesarios para la conexión a las instalaciones de la empresa distribuidora de un PMGD serán de propiedad de este, quien deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y mantención. Dichos empalmes deben ser construidos en conformidad con la NTCO y su construcción puede efectuarse indistintamente por la distribuidora o por el propietario del PMGD respectivo. Sin perjuicio de lo anterior, las maniobras de conexión del PMGD a la red solo pueden ser efectuadas por la distribuidora.

2. Información necesaria

Para permitir la conexión, el reglamento, en su art. 9, establece que las empresas distribuidoras deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD que les sea solicitada por empresas y particulares interesados para efectos del desarrollo de ese tipo de proyectos de generación. Del mismo modo, los interesados deberán entregar la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa distribuidora.

La solicitud y entrega de información ha de realizarse de acuerdo con los formatos estándares de solicitud y de entrega de información dispuestos en la NTCO, a fin de facilitar la entrega íntegra y oportuna de esta, de acuerdo con las atribuciones con que cuenta la CNE en el art. 72°-19 de la LGSE (ex art. 150 inc. 2°) para establecer por norma técnica las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema.

²³ Así lo ha resuelto la SEC por medio de su Oficio N° 5586, de 29 de abril de 2015, al señalar que "(...) para la ejecución de su proyecto, un PMGD debe coordinar sus acciones con la empresa distribuidora, lo que quiere decir que no es posible condicionar su conexión a una coordinación que este PMGD deba realizar de manera previa con una empresa transmisora, para entre otras cosas analizar los impactos en las redes de transmisión. Lo anterior, se fundamenta en lo establecido en el inciso sexto del art. 149° del DFL N° 4/20.018, del 2006, Ley General de Servicios Eléctricos, que establece un derecho para los PMGD, cuya obligación correlativa recae en las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, que consiste en «permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes» [...] La misma idea señalada anteriormente se desprende de los arts. 10 al 14 del Reglamento de los PMG y MGNC, en la medida que estos indican obligaciones y derechos tanto por parte del PMGD como de la distribuidora, para la conexión y operación de esos medios de generación a las instalaciones de propiedad de esta última. En ellos no se establece relación ni obligación alguna con las instalaciones de subtransmisión para el PMGD"... [las cursivas son nuestras].

Junto a ello, el art. 24 del reglamento dispone que antes del 15 de diciembre de cada año el propietario u operador de un PMGD debe informar a la empresa distribuidora: (i) el plan de mantenimiento del respectivo PMGD para el siguiente año calendario, y; (ii) la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permiten su conexión a la red de distribución.

3. Procedimiento de conexión

El procedimiento de conexión se encuentra establecido en los arts. 15 y siguientes del D.S. N° 244/2005 y se estructura a partir de las siguientes etapas: (i) de comunicación e información con la empresa distribuidora; (ii) de realización de estudios de conexión, de proceder; (iii) de conexión, pruebas y puesta en servicio; y (iv) de operación. Es interesante destacar que la SEC ha calificado el procedimiento de conexión como uno de carácter reglado²⁴, lo que implica la imposibilidad de alterar sus diversas etapas.

El detalle del procedimiento es el siguiente:

a) Los interesados en conectar o modificar un PMGD conectado deben comunicar su intención a la distribuidora –con copia a la SEC dentro de un plazo de 3 días desde su envío, adjuntando la siguiente información: (a) características principales del PMGD, incluyendo vida útil y punto de conexión o características principales de la modificación; (b) identificación del interesado y; (c) solicitud de información de las instalaciones de la distribuidora relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD, o para la modificación solicitada, de acuerdo con las características específicas respecto de la información que se solicite, formatos de información y antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la distribuidora dispuestos en la NTCO.

b) Dentro de los 5 días siguientes, la distribuidora debe informar de la solicitud a todos los interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas, ubicados en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD, que hubieren efectuado esa misma comunicación durante los últimos 24 meses, o con anterioridad a dicho plazo, pero cuyos Informes de Criterios de Conexión (“ICC”) se encuentren vigentes²⁵.

c) La distribuidora debe responder las solicitudes de información en un plazo máximo de 15 días desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes solicitados²⁶, debiendo adjuntar: (a) copia del borrador de contrato de conexión y operación o de la modificación de contrato de conexión y ope-

²⁴ Vid. el Oficio N° 24042, de 1 de junio de 2018.

²⁵ El ICC se define por el art. 6 letra n) del reglamento como el informe emitido por la distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de uno ya existente.

²⁶ La NTCO debe establecer los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa distribuidora, incluyendo el detalle y origen de las provisiones de inyección y retiro desde las instalaciones afectadas.

ración; (b) nómina de los interesados existentes en conectar o en modificar sus condiciones establecidas, así como de los PMGD ya operando en la zona adyacente al punto de conexión de la solicitud, incluyendo sus puntos de conexión y características principales, y; (c) listado de los Estudios Técnicos ("ET") que se deberán realizar para elaborar el ICC conforme a lo establecido en la norma técnica²⁷.

d) Previo a la conexión o modificación, el interesado debe presentar a la distribuidora una Solicitud de Conexión a la Red ("SCR")²⁸ y un cronograma de la ejecución del proyecto, ambos de acuerdo a lo especificado en la NTCO, y señalar, si lo estima pertinente, una propuesta de etapas para la realización de los ET. Copias de la SCR y del cronograma deben enviarse por la distribuidora a la SEC y al Coordinador –ex CDEC– dentro de los 3 días siguientes a su presentación.

Dicha disposición es relevante ya que sienta un principio de prioridad en el tiempo (*prior tempore, potior iure*) de las SCR presentadas, al establecer que las SCR asociadas a un mismo alimentador de distribución deben ser resueltas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas. Es precisamente este derecho el que ha generado algunas dificultades, al surgir ciertas solicitudes especulativas que solo tienen por objeto asegurar una posición en la conexión. En efecto, en la *praxis* se han constatado variados casos de solicitantes que presentan un elevado número de SCR, con el solo fin de obtener una posición en el orden de conexión y eventualmente ofrecerla en venta.

²⁷ Los ET son los siguientes: (i) estudio de flujos de potencia; (ii) estudio de cortocircuitos; y (iii) estudio de coordinación de protecciones (vid. el art. 34 bis del D.S. N° 244/2005, en relación con los arts. 2-18 y ss. de la NTCO). Añade el art. 16 letra c) del D.S. N° 244/2005, que el listado de los ET debe incluir el costo detallado de cada uno de ellos, el tiempo de ejecución de estos y la modalidad de pago por el interesado. Por su parte, el art. 17 del reglamento señala que los ET dependerán del impacto que la conexión o modificación pueda causar en la red de la distribuidora y se realizarán considerando las características del PMGD y del punto de conexión. Añade que los ET señalados pueden realizarse en una o más etapas, según lo acuerden las partes, y se realizaran una vez que el interesado hubiese manifestado su conformidad con la realización de los mismos, con sus etapas, plazos y con el costo de estos. Dicha conformidad deberá manifestarse dentro del plazo de 5 días contado desde la entrega de la información por parte de la distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el art. 16 quáter. Dentro del mismo plazo, el interesado podrá comunicar a la empresa distribuidora su intención de realizar los ET por cuenta propia. Al concluir cada etapa, la distribuidora comunicará al interesado los resultados de los ET, las eventuales obras adicionales a ejecutar y el costo aproximado de estas. Dentro de los 20 días siguientes a dicha comunicación, el interesado deberá ratificar o no a la distribuidora su interés de continuar con la realización de los estudios de la etapa siguiente, si correspondiere, o con la ejecución de las obras adicionales. En caso que el interesado no manifestare su conformidad, deberá presentar una nueva SCR. En el evento que el interesado opte por realizar los ET por cuenta propia, deberá acordar con la distribuidora las etapas y plazos para su realización y revisión. Sin perjuicio de lo anterior, la distribuidora podrá realizar observaciones a los estudios por una sola vez. En todo caso, la totalidad de los plazos señalados, acordados por el interesado y la empresa distribuidora, no podrá ser superior al plazo establecido para la emisión del ICC, esto es, 4 meses.

²⁸ Definida por el art. 6 letra m) del D.S. N° 244/2005 como la solicitud presentada a la empresa distribuidora por el interesado en conectarse o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD.

e) En un plazo máximo de 10 días contado desde la recepción de la SCR, la distribuidora debe comunicar dicha solicitud a quienes se señalan en la letra b) precedente.

f) Dentro de los mismos 10 días, la distribuidora podrá pedir al interesado, por única vez, que complemente su SCR, debiendo este responder en un plazo no superior a 15 días, presentando una nueva SCR en caso de que no responda dentro de dicho plazo. En todo caso, el reglamento se encarga de aclarar, con el fin de evitar retrasos en el procedimiento de conexión, que las distribuidoras no pueden solicitar antecedentes adicionales a los establecidos en el D.S. N° 244/2005 y demás normativa vigente aplicable.

g) Dentro de los 20 días siguientes a la presentación de la SCR o de la información complementaria o a lo resuelto por la SEC ex art. 70 letra j) del D.S. N° 244/2005²⁹, la distribuidora debe informar al interesado si cumple con lo establecido en los arts. 34 bis y 34 ter del reglamento (esto es, que no producen impactos significativos, de acuerdo con las metodologías establecidas en la NTCO). En el evento que los PMGD cumplan con lo establecido en los citados artículos, se entenderá que estos no producen un impacto significativo en la red de la distribuidora y que no requieren de obras adicionales ni la realización de ET. La distribuidora deberá emitir el ICC y enviarlo al interesado, con copia a la SEC.

h) En caso de que no cumplan con lo establecido en los arts. 34 bis y 34 ter, se entenderá que los PMGD sí producen un impacto significativo en la red y, por lo tanto, deberán realizarse los ET para determinar la necesidad de ejecutar obras adicionales y los costos de conexión, si estos fueren procedentes.

i) Dentro del plazo máximo de 4 meses contado desde la presentación de la SCR, la distribuidora debe emitir el ICC, suspendiéndose dicho plazo: (a) por el lapso de tiempo que medie entre la recepción de la solicitud de complementación y la presentación de la información complementaria realizada por el interesado, y; (b) por el lapso que medie entre la presentación de un reclamo ex art. 70 letra j) del reglamento y la notificación de su resolución por parte de la SEC. El ICC debe contener un informe de costos de conexión de acuerdo con lo dispuesto en el art. 32 del reglamento, si correspondiere, y deberá ser enviado al interesado con copia a la SEC.

²⁹ Los arts. 70 y ss. del D.S. N° 244/2005 contemplan un procedimiento especial de reclamo ante la SEC por controversias originadas por la aplicación de dicho reglamento, adicional a la facultad general de resolución de reclamos que dicha superintendencia posee ex art. 3 N° 17 de la Ley N° 18.410. El reclamo especial ante la SEC debe presentarse por el interesado dentro del plazo de un mes desde que se produzca el desacuerdo entre el propietario de un PMGD y la distribuidora, mediante informe fundado, adjuntando los antecedentes que correspondan. Dentro del plazo de quince días contado desde la presentación del reclamo, la SEC puede declararlo inadmisibles si constata el incumplimiento de alguno de los requisitos señalados previamente. Declarada la admisibilidad del reclamo, la SEC resolverá en el plazo de sesenta días contado desde la referida declaración de admisibilidad.

j) Dentro de los 10 días siguientes al envío del ICC, su emisión debe ser informada por la distribuidora a las personas señaladas en la letra b) precedente, incorporando la información, elementos técnicos y antecedentes actualizados que disponga la distribuidora, debiendo asimismo enviar dicha comunicación a la empresa propietaria de las instalaciones de transmisión a la cual se referencian las inyecciones del PMGD.

k) En cuanto a la vigencia del ICC, el reglamento establece las siguientes disposiciones:

i) El ICC posee una vigencia de 9 meses, desde la comunicación enviada al interesado, prorrogable por una sola vez hasta por 18 meses, siempre que antes del vencimiento del plazo el interesado presente a la distribuidora un informe que acredite el estado de avance de las obras del proyecto e indique las razones que justifican la solicitud de prórroga. Los referidos plazos se han erigido como otra de las dificultades del procedimiento de conexión, por cuanto los mismos se consideran muy estrechos para poder conjugar la construcción de las instalaciones con los demás permisos sectoriales requeridos. Y, asimismo, ya que, pese a que el reglamento contempla la posibilidad de una prórroga, ello requiere de un acto de autoridad que implica un grado de incerteza en cuanto a su otorgamiento.

Al respecto cabe destacar que la SEC ha resuelto que el plazo prorrogado no puede ser objeto de nueva prórroga, de forma que no es factible que un PMGD se conecte a las instalaciones de la distribuidora una vez vencido el plazo de vigencia de su ICC, a menos que acredite fehacientemente que la falta de conexión se debió a causas no imputables al PMGD, que configuren una causal de caso fortuito o fuerza mayor, o bien que se debió a incumplimientos por parte de la empresa distribuidora, mediante el procedimiento de solución de controversias que establece el D.S. N° 244/2005³⁰.

ii. Tratándose de proyectos cuya fuente de energía primaria sea la *solar* o la *eólica*, la vigencia del ICC será prorrogable por una sola vez, hasta por 9 meses, siempre que antes del vencimiento del plazo el interesado presente un informe que acredite el estado de avance de las obras e indique las razones que justifican la solicitud.

iii. En caso de controversia entre el interesado y la distribuidora respecto de la prórroga de la vigencia del ICC, cualquiera de las partes podrá recurrir a la SEC.

iv. En todo caso, el ICC se entenderá plenamente vigente durante el período de tiempo en el que la distribuidora se encuentre ejecutando las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación, de forma que el retraso no será imputable al PMGD, sin afectar la vigencia de su ICC³¹.

³⁰ Vid. el Oficio N° 4369, de 21 de marzo de 2017.

³¹ Vid. la Resolución Exenta N° 17239, de 3 de febrero de 2017, de la SEC.

v. Adicionalmente, es importante destacar que el ICC es un prerequisite para que las instalaciones de un PMGD puedan ser declaradas en construcción, de acuerdo con el art. 72°-17 de la LGSE –tras su modificación por la Ley N° 20.936– en relación con el art. 5 de la Resolución Exenta N° 659, de 2016, de la CNE, que fijó los plazos, requisitos y condiciones para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión³², norma la cual está siendo reemplazada en el Reglamento de Coordinación de la Operación, actualmente en trámite de toma de razón.

vi. Junto a ello, cabe destacar que la SEC ha resuelto que si bien la normativa vigente no contempla un procedimiento especial para efectuar la transferencia de un PMGD a otro propietario en forma posterior a la emisión del ICC, nada impide que ello pueda ocurrir, por lo que corresponderá que los términos y condiciones para transferir el PMGD se acuerden entre las partes, debiendo mantenerse las condiciones técnicas y presupuestos que permitieron a la distribuidora aceptar la conexión en un principio³³.

vii. Por último, la SEC ha resuelto que una vez emitido el ICC no es posible modificar el punto de conexión, salvo alteraciones menores que no afecten sustancialmente la concreción de otros proyectos³⁴.

viii. En caso de disconformidad respecto del ICC o del Informe de Costos de Conexión, el interesado puede presentar una solicitud de corrección, que incluya los antecedentes que fundamentan su disconformidad. Dicha solicitud debe ser remitida a la distribuidora y a la SEC en un plazo máximo de 20 días contado desde la recepción de los informes emitidos por la distribuidora. Esta deberá responder la solicitud de correcciones en un plazo máximo de 10 días, con copia a la SEC dentro de 5 días contados desde su despacho.

ix. De acuerdo con el art. 72°-17 de la LGSE, el PMGD solo podrá iniciar su puesta en servicio –etapa que comprende la interconexión, energización y terminación de pruebas– si ha sido declarado en construcción por la CNE y cuenta con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones³⁵.

x. Previo a la entrada en operación de un PMGD, su propietario debe informar a la SEC el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTCO, de acuerdo con los procedimientos establecidos en esta.

Para la época de entrada en operación, el propietario del PMGD y la distribuidora deberán haber suscrito un “Contrato de Conexión y Operación”, tipología contractual particular para el ámbito de los PMGD. El re-

³² Vid. en este sentido el Oficio N° 17119, de 6 de diciembre de 2016.

³³ Vid. el Oficio N° 5781, de 29 de mayo de 2014.

³⁴ Vid. el Oficio N° 24042, de 1 de junio de 2018.

³⁵ A este respecto, el D.S. N° 244/2005 establece que la interconexión del PMGD a un sistema eléctrico deberá comunicarse conforme a lo dispuesto en el art. 13 del D.S. N° 291/2007 (reglamento de los CDEC, en desuso), y su puesta en servicio debe comunicarse a la SEC ex art. 123 de la LGSE, actualmente derogado.

glamento lo define como aquel contrato suscrito entre el propietario de un PMGD y la empresa distribuidora propietaria de las instalaciones del punto de conexión de dicho PMGD (art. 6 letra l) del D.S. N° 244/2005).

4. Costos de conexión

a) Componentes

El art. 149 de la LGSE dispuso que los costos correspondientes a las *obras adicionales* que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia serán de cargo de los propietarios de los medios de generación, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. A partir de ello es que la SEC ha resuelto que, *a contrario sensu*, queda excluido todo otro costo que conceptualmente no corresponda a la distribución de electricidad³⁶.

Al respecto, el D.S. N° 244/2005 establece que, para el cálculo de los costos de las obras adicionales, esto es, los denominados, *Costos de Conexión*, se considerarán:

i. Los *costos adicionales* en las zonas adyacentes a los puntos de inyección (CAAPC), definidos como los costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD, necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en dicha red (art. 6 letra g) del D.S. N° 244/2005), y;

ii. Los *ahorros* de costos en el resto de la red de distribución producto de la operación de los PMGD (AC).

La relación de ambos elementos es fundamental para determinar la procedencia o no de cobros por conexión por parte de la distribuidora al PMGD. El reglamento (arts. 31 y 32) señala que la distribuidora puede acreditar que los CAAPC de un PMGD y los costos por operación del PMGD correspondiente, son mayores a los ahorros asociados a la operación de este, mediante el *informe de costos de conexión*. En caso contrario, los costos de conexión serán improcedentes y, de haberse verificado el cobro de ellos, la distribuidora deberá efectuar su devolución.

b) Relación con el VNR

Es importante destacar que el art. 149 de la LGSE indica que el valor de las instalaciones adicionales no se considera como parte del VNR de la distribuidora correspondiente³⁷. Así, los referidos costos adicionales no son traspasa-

³⁶ Vid. el Oficio N° 5586, de 29 de abril de 2015. Asimismo, vid. las Resoluciones Exentas N° 1312/2007 y N° 113/2008, ambas de la SEC, en las cuales el organismo fiscalizador sostuvo que los costos de las mejoras y adecuaciones de infraestructura de subtransmisión en una subestación para inyectar los excedentes de una instalación de cogeneración, en caso de ser necesarias, no debían ser asumidos por el propietario del PMGD.

³⁷ El art. 193 de la LGSE señala que se entiende por VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones, incluyendo los intereses

dos a los consumidores finales por la vía de integrar la tarifa de distribución, dado que ellos han sido asumidos directamente por el interesado.

c) Determinación: el informe de costos de conexión

En cuanto a la determinación de los costos de conexión, los arts.6 letra f) y 30 del D.S. N° 244/2005 señalan que los mismos resultan de la sumatoria entre los costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD asociados a la inyección de sus excedentes de potencia en la red de una empresa distribuidora.

Los costos se determinan mediante el denominado "Informe de Costos de Conexión", respecto del cual el art. 32 del D.S. N° 244/2005 establece lo siguiente:

i. Debe contener un estudio del impacto del PMGD en las redes de la distribuidora.

ii. Para determinar el costo de conexión, la distribuidora debe calcular el impacto de las inyecciones provenientes del PMGD, por medio de la estimación del valor presente³⁸ del costo de inversión (a su Valor Nuevo de Reemplazo –VNR–), operación y mantenimiento de sus instalaciones de distribución: (a) sin considerar el PMGD que solicita la conexión o la modificación, lo que se denomina "costo de red sin PMGD", y; (b) considerando la existencia del referido PMGD, en ambos casos para un período de tiempo igual a la vida útil del PMGD, e incorporando el crecimiento esperado de la demanda y las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias de la normativa técnica vigente, y en el caso de (b) considerando la conexión y operación del PMGD conforme los estándares indicados en el art. 9 del reglamento y el perfil de generación del PMGD.

iii. En los análisis indicados, la distribuidora debe considerar no solo los PMGD actualmente conectados a su red, sino que asimismo aquellos que cuenten con un ICC vigente.

iv. La valorización de las inversiones deberá basarse en los valores de componentes, costos de montaje asociados y recargos establecidos en el VNR de las instalaciones de distribución fijado por la SEC o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso de que los componentes considerados

intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación. A su vez, el art. 195 señala que el VNR se calculará cada cuatro años, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias. Para tal efecto, antes del treinta de junio del año respectivo, el concesionario comunicará a la SEC el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La SEC fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. De no existir acuerdo entre el concesionario y la SEC, el VNR será determinado por el panel de expertos.

³⁸ Debiendo ocuparse la tasa de descuento indicada en el art. 182 de la LGSE, según indica el mismo art. 32 del reglamento.

no se encuentren fijados en el VNR, las partes deberán acordar el valor del mismo, homologándolo a otro componente de similares características establecido en el VNR, correspondiendo a la SEC dirimir las discrepancias que surjan entre las partes.

v. Para los efectos de estos cálculos, la distribuidora debe regirse tanto por los supuestos y metodologías utilizadas para el cálculo de la demanda de planificación con motivo de la fijación de precios de nudo de corto plazo vigente, como por el consumo registrado por los clientes conectados a dicho alimentador durante, a lo menos, los últimos 5 años, debiendo explicitarse en el informe la metodología utilizada para estimar la demanda de energía y los antecedentes que sustentan el cálculo realizado, incluyendo el consumo histórico registrado en el alimentador donde se conectará el PMGD.

vi. Para valorizar los costos y ahorros anuales de operación por concepto de pérdidas de energía y compras de potencia asociadas a la operación del PMGD, deberá ocuparse el precio de nudo promedio de la energía y de la potencia en la subestación primaria correspondiente a la empresa distribuidora a la cual se conecta el PMGD, de acuerdo con el decreto vigente que fija los precios de nudo promedio, sin considerar el ajuste señalado en el art. 157 de la LGSE.

d) Pago de los costos de conexión

En la medida que los costos sean mayores a los ahorros, los mismos deberán ser asumidos por el interesado, existiendo por tanto costos positivos. Lo anterior se desprende del art. 30 del reglamento, que indica que la distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en las zonas adyacentes y los costos por operación del PMGD correspondiente son mayores a los ahorros asociados a la operación de este, mediante el Informe de Costos de Conexión, añadiéndose que, en caso contrario, los costos de conexión serán *improcedentes* y, de haberse efectuado su cobro por la distribuidora, esta deberá proceder a su devolución.

Por su parte, el art. 33 del reglamento señala que, si el informe de costos de conexión establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión. La distribuidora debe incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión, indicando el detalle de estos costos y el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas. Los plazos de ejecución de estas obras adicionales serán acordados entre las partes, las que en caso de desacuerdo podrán recurrir ante la SEC.

Si las valorizaciones efectuadas en el informe de costos de conexión muestran que la operación del PMGD conlleva mayores costos por concepto de compras de energía y potencia para la distribuidora, el PMGD deberá compensar anualmente a la distribuidora por la anualidad del valor presente que

resulte de dicha valorización conforme la tasa de descuento y vida útil consideradas en su cálculo. Lo anterior, salvo que la barra de la *subestación de distribución primaria*³⁹ asociada a dicho medio de generación considerada por el CDEC para el balance de inyecciones y retiros –actualmente, el Coordinador– ya refleje los mayores costos por concepto de compras de energía y potencia de la distribuidora. En dicho caso no procede la compensación anual.

El art. 34 del reglamento establece la posibilidad de que la distribuidora solicite al propietario del PMGD respectivo *aportes financieros reembolsables* para cubrir los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD que no sean cubiertos por los costos de conexión, los cuales podrán efectuarse de acuerdo a las disposiciones previstas en los arts.126, 127, 128 y 129 de la LGSE para los aportes financieros reembolsables destinados al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio⁴⁰.

5. Consecuencias de la conexión

El art. 10 del reglamento señala que un PMGD conectado a las instalaciones de una distribuidora, sea mediante una línea propia o de un tercero,

³⁹ Recuérdese que el art. 225 letra o) de la LGSE define subestación de distribución primaria como aquella subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión en distribución (23 kV). Junto a estas se sitúan las subestaciones de distribución, que son aquellas que reducen el nivel de tensión desde alta tensión (superior a 1 kV hasta 23 kV) a baja tensión en distribución (menos de 1 kV).

⁴⁰ Al respecto, por Oficio N° 9087, de 13 de septiembre de 2012, la SEC señaló que los aportes financieros reembolsables (“AFR”) consisten en una especie de préstamo que efectúan los solicitantes de servicio eléctrico a las empresas distribuidoras de servicio público de distribución de electricidad, a fin de permitir el financiamiento de las obras eléctricas que sea necesario construir en la zona de concesión de la empresa eléctrica, para que se les preste servicio eléctrico. De acuerdo con esta institución, el solicitante financia las obras correspondientes, aprobadas y valorizadas por la empresa eléctrica, y luego esta devuelve ese aporte financiero al solicitante de acuerdo a la forma y plazo plasmados en el contrato que al efecto suscriban las partes. De acuerdo con el art. 128 de la LGSE: (i) los aportes financieros que deban ser reembolsados por la empresa eléctrica, se devolverán a la persona natural o jurídica que haya entregado el aporte, o bien a las personas que esta designe, según la estipulación que acepte la empresa; (ii) la forma y el plazo de las devoluciones se determinarán en un contrato que se firmará entre la empresa y quien deba hacer el aporte reembolsable; (iii) salvo en el caso de las devoluciones mediante acciones, los aportes deben ser reembolsados por su valor inicial reajustado e intereses, aplicando la tasa de actualización del art. 182 LGSE, si bien la Corte Suprema en fallo de 24 de octubre de 1991 (Rol N° 2.622) resolvió que tales intereses no eran debidos si en el contrato pactado entre las partes no se hubieran previsto por haberse pactado la devolución con una obligación que no fuera de dinero (en especie), que, en tanto tal, no devenga intereses; (iv) las devoluciones pueden ser pactadas en dinero, en documentos mercantiles, en suministro eléctrico, en acciones comunes de primera emisión de la propia empresa o mediante aquellas acciones que esta hubiere recibido de otra empresa eléctrica como devolución de aportes por ella efectuados, o mediante cualquier otro mecanismo que acuerden las partes; (v) si la devolución pactada no se hiciera en dinero, los títulos respectivos deberán ser endosables; (vi) si el mecanismo de devolución fuere otro diversos a acciones (en cuyo caso no hay plazo, ex art. 141 c) del reglamento de la LGSE), el plazo máximo de reembolso será de 15 años; (vii) la elección de la forma de devolución corresponderá a la empresa concesionaria, pero el aportante podrá oponerse a ella cuando la devolución propuesta por la empresa no le significare un reembolso real. Si no hubiere acuerdo resolverá la SEC, oyendo a las partes. Un completo análisis en relación con los AFR en la legislación eléctrica puede verse en LEIVA 2004, *passim*.

adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta, siéndoles aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el D.S. N° 244/2005 y demás normativa aplicable. Tras la dictación de la Ley N° 20.936, además los PMGD han sido expresamente calificados por la ley como coordinados (art. 72°-2). Así, entre otros, los PMGD quedan sujeto a los siguientes deberes:

a) Deber de coordinación con las distribuidoras y los CDEC –Coordinador– (art. 11).

b) Deber de acatar en todo momento las instrucciones de la distribuidora, destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por ella (art. 26 inc. 2°).

c) Deber de mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión con las instalaciones de la distribuidora (art. 12)⁴¹.

d) Deber de participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del Coordinador, debiendo solicitarse a este la inclusión en el respectivo balance de inyecciones y retiros (art. 38). La norma señala que, para efectos del balance de inyecciones y retiros, el Coordinador deberá referir las inyecciones de energía y potencia de un PMGD a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación (que es aquella que determine la normativa vigente) de acuerdo con las metodologías y consideraciones que la norma técnica respectiva establezca para referir las inyecciones señaladas⁴².

e) Deber de informar a la distribuidora y al Coordinador, en la forma y oportunidad que disponga la normativa vigente, su inyección horaria en el punto de conexión.

f) Si bien el reglamento no lo señala, tras la dictación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (“NTCSDx”), los PMGD deben igualmente cumplir con las previsiones que al respecto establece esta norma (*vid.* el art. 1-2 de la NTCSDx).

IV. Régimen de operación

1. Autodespacho

El art. 149 de la LGSE entrega al reglamento, entre otras materias, determinar la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de los PMGD por el CDEC respectivo –actual Coordinador–, por lo que no existe

⁴¹ La misma disposición indica que dichos empalmes comprenden el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión.

⁴² Es importante destacar que en el ámbito eléctrico las denominadas “barras” poseen una relevancia fundamental. La barra principal o barra es un tramo de conductores aislados, donde

una determinación legal en esta materia, por lo que la regulación reglamentaria en la materia puede modificarse por esa misma vía.

En relación con el despacho, el art. 35 del D.S. N° 244/2005 establece que todo PMGD operará con *autodespacho*, es decir, sin sujeción al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador (art. 6 letra i) del D.S. N° 244/2005). A la luz de las citadas disposiciones, el Panel de Expertos ha resuelto que⁴³:

“(...) un PMGD, cualquiera sea su fuente de energía primaria o su localización geográfica, su tamaño o cualquier otro rasgo diferenciador, debe operar en régimen de autodespacho”....

Según señala el citado art. 35, el autodespacho implica que el propietario u operador del respectivo PMGD es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado, de forma que la responsabilidad del despacho no recae ni en el Coordinador ni en la distribuidora, lo que es concordante con la definición de “despacho” contenida originalmente en el reglamento de la LGSE (art. 183)⁴⁴, luego contenido en términos casi idénticos en el art. 39 del D.S. N° 291/2007, como coordinación de la operación *en tiempo real* del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras y líneas de transporte⁴⁵.

Ahora bien, como ha señalado el Panel de Expertos en el Dictamen N° 4-2007, el autodespacho es un derecho, pero también un deber, en el sentido de que no existe la posibilidad de que un PMGD opere bajo el régimen de coordinación por parte del Coordinador, opción la cual solo se prevé para los PMG⁴⁶.

2. Coordinación

La realidad expuesta, consistente en que el propietario u operador se conecta directamente a redes de distribución, determina que primeramente la coordinación deba realizarse con la empresa de distribución. Ello, dado que, como ha señalado el Panel de Expertos⁴⁷:

“(...) Los PMGD están insertos dentro de la red de una distribuidora, la que tiene obligaciones y responsabilidades de seguridad y calidad de suministro con sus clientes. Por ello, deben coordinarse con esa empresa”....

convergen líneas de transmisión, alimentación a bancos de autotransformadores y transformadores de poder que *retiran o inyectan energía a la barra*, permitiendo el traspaso de flujos de potencias entre las líneas. Es decir, en las barras se realizan los ingresos o retiros de electricidad.

⁴³ Dictamen N° 4-2007, 49.

⁴⁴ D.S. N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, que Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

⁴⁵ Como lo ha sostenido el Panel de Expertos en su Dictamen N° 4-2007, 49.

⁴⁶ Dictamen N° 4-2007, 49-50.

⁴⁷ Dictamen N° 4-2007, 50.

Por lo demás, así lo señala claramente el art. 23 del D.S. N° 244/2005, al disponer que todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la distribuidora. En este mismo sentido, el art. 25 del D.S. N° 244/2005 indica que toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un PMGD debe ser coordinada entre la distribuidora y el propietario u operador del PMGD, de acuerdo con los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indique la NTCO, debiendo enviarse copia de las respectivas comunicaciones al CDEC correspondiente –actual Coordinador-. Y en la misma línea, el inc. 2° del art. 26 del D.S. N° 244/2005 señala que el propietario u operador de un PMGD debe en todo momento acatar las instrucciones de la distribuidora destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la distribuidora siguiendo los criterios dispuestos por el reglamento y la NTCO.

Sin embargo, es importante destacar que los propietarios y operadores de PMGD también tienen el deber de coordinarse con los CDEC –Coordinador–, si bien para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, así como de las correspondientes transferencias entre generadores, como dispone el art. 35 inc. 2° del D.S. N° 244/2005. En virtud de ello es que el Panel de Expertos ha sostenido que⁴⁸:

“(…) para el caso de los PMGD, el DS 244/2005 no optó por la aplicación de las normas generales de coordinación y despacho a cargo de un CDEC, establecidas en el DS 327/1997, sino que impuso un régimen especial mediante el cual radica la decisión de despacho en el propio propietario u operador de PMGD y, en coordinación con la distribuidora respectiva, la seguridad y calidad de servicio de la red a la que se conecta. Asimismo, reserva para el CDEC una coordinación limitada solamente a dos aspectos indelegables: uno, que los aportes esperados de los PMGD serán informados a través de los IOM para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, y otro, el derecho que se le reconoce a los PMGD a participar en el balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realiza el CDEC.

Refuerza este análisis el contraste normativo que se aprecia cuando el DS 244/2005 se refiere a las condiciones de despacho de los PMG. Por una parte, para estas centrales, el hecho de su conexión a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, las sitúa automáticamente como entidades sujetas a la coordinación del CDEC respectivo y se les aplica íntegramente las reglas de coordinación previstas en el DS 327/1997 (arts. 47° y 49° del DS 244/2005). Por otra parte, reconociendo la existencia de diferentes fuentes de insumos primarios, autoriza explícitamente que aquellos que sean MGNC “podrán optar por operar con autodespacho”, lo que también podrá hacer cualquier otro PMG que

⁴⁸ Dictamen N° 4-2007, 50.

lo solicite fundadamente a la Dirección de Operación. Se debe agregar, que en este caso el autodespacho es una opción explícita, a diferencia del sentido literal del Art. 35° del DS 244/2005.

Lo anterior reafirma la idea de que aun cuando el despacho CDEC para los PMGD no está explícitamente prohibido, si lo está implícitamente al disponer que "Todo PMGD operará con autodespacho". Si el DS 244/2005 hubiera dejado abierta ambas posibilidades de despacho para los PMGD, lo hubiera hecho en forma explícita, tal como lo hizo para los PMG.

La norma reglamentaria establece así una clara diferencia entre el tratamiento del despacho de los PMGD y el de los PMG, en función del tipo de red a la cual unos y otros se conectan. El autodespacho de los PMGD no supone el establecimiento de una discriminación arbitraria, dada la diferencia que a efectos operacionales tiene la red de distribución con los sistemas de transmisión, especialmente en cuanto a su exclusión del ámbito de coordinación operativa que tiene el CDEC. Tampoco puede invocarse una supuesta discriminación arbitraria a los PMGD térmicos, toda vez que, dada la dada (sic) la generalizada disponibilidad de su insumo primario, pueden instalarse en distintas localizaciones. Por este motivo, los PMGD térmicos siempre pueden optar por conectarse a instalaciones de subtransmisión, quedando así sujetos al despacho del CDEC. En consecuencia, de existir tal discriminación, a los únicos PMGD que podría afectar sería a los no térmicos, pero en su caso, sus características hacen natural utilizar autodespacho"...

Cabe destacar que el art. 4 del D.S. N° 244/2005, en su redacción dada por el D.S. N° 101/2014, clarificó y delimitó de mejor manera los roles coordinadores que le competen a la empresa de distribución y al CDEC –Coordinador–. Al respecto dicho artículo señala que los PMGD (y los PMG) estarán sujetos a la coordinación del Coordinador del sistema de acuerdo a lo establecido en el art. 137 (actual 72°-1) de la LGSE. Pero sin perjuicio de ello, el inc .2° del mismo artículo indica que:

a) la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución debe efectuarse entre el PMGD y la empresa distribuidora, y;

b) el Coordinador del sistema (ex CDEC) deberá coordinar con el propietario de la subestación de distribución primaria el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas señaladas en la normativa correspondiente.

V. Régimen de precios

1. Opciones

Quizás uno de los aspectos más importantes de la regulación de los PMGD es su novedoso régimen de precios. El art. 39 del reglamento establece la

posibilidad de que el propietario u operador de un PMGD opte por vender su energía al sistema a alguno de los siguientes precios:

a) al *costo marginal instantáneo horario*, calculado por el CDEC –actual Coordinador– según indica el art. 40, en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda de acuerdo a lo indicado en el inc. 4° del art. 38 del reglamento o;

b) a un régimen de *precio estabilizado*.

La opción adoptada debe ser comunicada al Coordinador al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD y una vez adoptada la decisión, el período mínimo de permanencia en cada régimen es de 4 años, debiendo informar al Coordinador el cambio de opción con una antelación mínima de 12 meses. La SEC ha aclarado que el precio estabilizado solo opera desde la entrada en operación del PMGD, de forma que, en forma previa, durante la etapa de pruebas, el PMGD está sujeto al régimen general de venta de energía, esto es, costo marginal, sin pagos de potencia (*vid.* los arts.72°-17 *in fine* y 149 de la LGSE)⁴⁹.

Considerando el tenor del art. 149 de la LGSE es que cabe considerar que el régimen de precio a costo marginal es el régimen general o común en materia de precios de venta de energía, siendo el régimen de precio estabilizado uno especial al cual se accede solo por medio de una manifestación expresa de voluntad –opción–.

2. Costo marginal instantáneo

Según señala el art. 40 del reglamento, el costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado, es el costo marginal horario calculado por el Coordinador en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponda.

3. Precio estabilizado

La ley radicó en el reglamento la determinación del mecanismo de estabilización de precios a utilizar para los pequeños medios de generación. Ejerciendo tal delegación, el art. 41 del reglamento dispuso que el precio estabilizado corresponda al “Precio de Nudo de Corto Plazo” (“PNCP”) de energía de la o las barras *troncales* –nacionales– asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD, determinado semestralmente por la CNE y plasmado en el correspondiente decreto de PNCP⁵⁰.

⁴⁹ Oficio N° 17997, de 24 de agosto de 2018.

⁵⁰ El art. 160 de la LGSE señala que los PNCP deben fijarse semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año. Según indica el art. 159, estos deben reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios están sujetos a fluctuaciones

La aplicación del PNCP implica fijar temporalmente –6 meses– como precio de la energía del PMGD un precio promedio basado en los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo, tal y como establece el art. 159 de la LGSE, lo cual, por supuesto, puede generar diferencias en los precios de energía que deben pagarse en la totalidad del sistema. Al respecto el citado art. 41 señala que la diferencia entre la valorización de las inyecciones del PMGD a precio estabilizado, y el costo marginal horario correspondiente, será asignado por el CDEC respectivo –actual Coordinador– a prorrata de los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectúen retiros. Por ende, en los supuestos en los que el precio estabilizado sea menor al marginal, la referida diferencia debe ser costeadada por todos quienes realizan retiros del sistema.

La aplicación del referido mecanismo de estabilización de precios genera diversas dudas. Así, primeramente, cabe cuestionarse la legalidad de que el reglamento –basado en la remisión legal genérica para la fijación del mecanismo de estabilización de precios– haya establecido una obligación pecuniaria adicional para quienes realizan retiros del sistema cuando existen diferencias entre el precio estabilizado y el costo marginal. Pareciera ser que tal carga debiera haberse previsto legalmente en forma expresa, debiendo el Ejecutivo –ante tal falencia– buscar otros mecanismos de estabilización que no impongan dicha exigencia. Muy relacionado con lo anterior, en la *praxis* se encuentran cuestionamientos respecto a si es adecuado que los demás partícipes del sistema deban sufragar diferencias de precios a favor de pequeños medios de generación⁵¹. Máxime cuando, como se señaló previamente, se presentan casos de medios de generación que se han dividido solo con la finalidad de acceder a dicho precio, dado lo beneficioso que es dicha estabilidad para asegurar el acceso a financiamiento. Los aspectos expuestos permiten al menos cuestionarse la idoneidad del mecanismo de estabilización de precios, tal y como se encuentra actualmente contemplado en la regulación reglamentaria.

4. De los balances de inyecciones y retiros

El art. 38 del reglamento establece en la actualidad el *deber*⁵² de los propietarios u operadores de un PMGD de participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del Coordinador. Para tal efecto, deberán solicitar a este la inclusión en el respectivo balance de inyecciones y retiros.

La misma disposición indica que para efectos del balance de inyecciones y retiros, el Coordinador deberá referir las inyecciones de energía y

que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

⁵¹ SYSTEP 2018.

⁵² Antes de la modificación efectuada por el D.S. N° 101/2014, el D.S. N° 244 establecía que la participación en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas sujetas a la coordinación de un CDEC era un *derecho* de los propietarios u operadores de un PMGD.

potencia de un PMGD a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación, de acuerdo con las metodologías y consideraciones que al respecto señala la norma técnica.

Para la determinación del balance de inyecciones y retiros, el propietario u operador del PMGD incluido en dicho balance está obligado a informar a la distribuidora y al Coordinador, en la forma y oportunidad que disponga la normativa vigente, su inyección horaria en el punto de conexión.

Por su parte, el art. 36 del D.S. N° 244/2005 señala que a más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD que participe de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, debe enviar un *Informe de Operación Mensual* ("IOM") a la distribuidora y al Coordinador (ex DO del CDEC respectivo), en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. El Coordinador debe incorporar dicha información en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, refiriendo los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD.

A su vez, el art. 37 dispone que en el evento que durante el mes el propietario u operador advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, deberá informar de ello a la distribuidora y a la DO respectiva a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes. Una vez finalizado cada mes, el Coordinador o la distribuidora que corresponda, podrán solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

5. Medición, liquidación y facturación

Al respecto el art. 45 del reglamento establece que los propietarios de PMGD deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. No se exigirá que dichos equipos permitan facilidades de monitoreo en línea. El propietario u operador de un PMGD podrá efectuar por sí mismo, o contratar con la empresa distribuidora el servicio de medición y contabilización de la energía evacuada al sistema.

En cuanto a las liquidaciones, el art. 42 del reglamento señala que estas son efectuadas por el Coordinador, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMGD y las inyecciones efectuadas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación.

Finalmente, en cuanto a la facturación, el art. 44 indica que la emisión de las facturas por parte de un PMGD y el correspondiente pago de estas por parte de las empresas, según lo determine el Coordinador, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos establecidos en el reglamento interno

que se encuentre vigente en cada CDEC –actuales procedimientos internos del Coordinador–.

6. Peajes

Por último, a este respecto cabe destacar que el art. 43 del reglamento señala que el uso de las instalaciones de las empresas de distribución por las inyecciones de sus excedentes de potencia por un PMGD, no da lugar al pago de peajes, salvo que el referido uso sea para dar suministro a clientes libres ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario de distribución, en cuyo caso el PMGD deberá pagar el *peaje de distribución* determinado de acuerdo a lo establecido en el art. 115 de la LGSE –actual art. 120–.

El reglamento dispone que tratándose de los propietarios u operadores de los PMGD que participen en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren coordinadas por un CDEC –actual Coordinador–, deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hagan de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales, conforme a las reglas generales. Tratándose de PMGD que fueren clasificados como MGNC, estos estaban exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Título IV del Reglamento, que regula la exención consagrada en el art. 79 de la LGSE, antes de la Ley N° 20.936.

Sin embargo, como es sabido, el citado régimen de costos de transmisión ha sido sustituido por la Ley N° 20.936 por un régimen de estampillado de cargo íntegro de la demanda, y la aludida exención fue eliminada por las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

VI. Breve análisis prospectivo

La regulación de los PMGD actualmente se encuentra en un punto de inflexión desde varias aristas. Desde una perspectiva formal, en el corto plazo se requiere un *aggiornamento* de la regulación reglamentaria, la que se encuentra totalmente desfasada con la LGSE, tras las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.936. En efecto, es preciso aclarar las consecuencias de la nueva regulación de la ley de transmisión en el régimen de la pequeña generación distribuida, como, por ejemplo, en relación con el mecanismo de autodespacho actualmente en vigor y la ahora expresa calidad de los PMGD como coordinados; adecuar los procedimientos de declaración en construcción para los PMGD; aclarar el régimen de precios aplicable a la energía inyectada durante la etapa de puesta en servicio, entre otros.

A mediano y largo plazo, la escasa regulación legal existente en la materia se verá sometida a revisión tanto respecto a sus elementos esenciales (mecanismo de estabilización de precios) como en relación a su encuadre con futuros cambios regulatorios a nivel de distribución. La operatoria actual del

mecanismo de estabilización de precios no parece la más adecuada, dado que en determinadas circunstancias opera como un subsidio, lo que carece de sentido si se considera la posibilidad de que grandes proyectos, fraccionados, se acojan al referido mecanismo de precios. En efecto, la estabilización surgió como una forma de permitir a pequeños proyectos la venta de su energía sin sujetarse a los vaivenes propios del mercado spot, en el entendido de que tales proyectos requerían de este mecanismo especial para poder facilitar su financiamiento. Así, los grandes proyectos quedaban excluidos de este sistema, dado que la dificultad de obtener financiamiento era menor. Lo expuesto requiere, por tanto, una decisión regulatoria en orden a clarificar la posibilidad de que grandes proyectos puedan acceder al mecanismo de estabilización de precios o si, por el contrario, se explicitará tal exclusión, por ejemplo, mediante la prohibición del fraccionamiento, tal y como se ha hecho en otros sectores del ordenamiento (compras públicas o medio ambiente), en la medida que ello fuere estrictamente necesario.

En cuanto a los cambios regulatorios a nivel de distribución, cabe al menos imaginar una nueva regulación en la cual eventualmente la generación distribuida pase a jugar un rol determinante en la matriz eléctrica, ocupando el ciudadano, ya en serio, un rol como prosumidor, el cual requerirá de un estatuto jurídico claro que aporte certeza a quien desee acceder a él. Tal cuestión, por cierto, obliga a repensar totalmente la nueva regulación a nivel de distribución, de forma de permitir una coexistencia sana y eficiente entre dichos prosumidores y los demás suministradores de energía que puedan concurrir en la red, todo ello en un contexto de *smart grid*. En este marco, existen diversos aspectos que se han planteado como retos de la futura regulación de dicho segmento⁵³, tales como las formas a través de las cuales los PMGD aportan a la remuneración de la red; la situación de los servicios complementarios que ellos pueden prestar; o la coordinación de los proyectos –cada más mayores en número– con la expansión de la red, de forma de asegurar que esta se realice de manera eficiente.

Conclusión

La regulación de los PMGD solo en los últimos años ha cobrado mayor relevancia. Si bien los desarrollos reglamentarios se han efectuado en tiempo y forma, incorporando las correcciones que se han estimado necesarias, aún existen espacios de mejora. Es incontestable que la SEC ha jugado un importante rol regulatorio, al resolver las consultas o denuncias efectuadas por los diversos partícipes en los procedimientos de conexión de los PMGD. A partir de las resoluciones evacuadas por dicho organismo, la regulación ha sido objeto de clarificaciones constantes, facilitando su aplicación y otorgando certeza a los interesados.

⁵³ Al respecto, *vid.* PUC–CNE 2017, *passim*.

Sin embargo, lo expuesto no es suficiente. En la actualidad la regulación de los PMGD requiere importantes adecuaciones a fin de clarificar su rol en una nueva ordenación en materia de distribución, cuyos elementos esenciales son aún inciertos, pero que, en todo caso, permita transitar hacia una generación ciudadana que, en definitiva, beneficie a todo el sector.

Bibliografía citada

- ANAYA, Karim y POLLITT, Michael (2014). *Integrating Distributed Generation: Regulation and Trends in Three Leading Countries*. Disponible en: <https://bit.ly/2Hjv50o> [fecha de consulta: 16 enero 2019].
- CLARO SOLAR, Luis (1979). *Explicaciones de Derecho Civil Chileno y Comparado, De los bienes*. T. IV. Santiago: Editorial Jurídica.
- FUCCI, Frederick (2011). *Distributed Generation*. GERRARD, Michael [ed.], *The Law of Clean Energy. Efficiency and Renewables*. USA: American Bar Association, 345-358.
- FUNDACIÓN DE LA ENERGÍA DE LA COMUNIDAD DE MADRID (2007). *Guía Básica de la Generación Distribuida*. Disponible en: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>
- LEIVA GÓMEZ, Carolina (2004). *El contrato de aportes financieros reembolsables en la legislación eléctrica*. Disponible en: http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2004/leiva_c/html/index-frames.html [fecha de consulta: 23 mayo 2015].
- LEÓN CIFUENTES, Ricardo (2014). *Guía de Conexión de Proyectos ERNC*. Santiago: CORFO, 198.
- MINISTERIO DE ENERGÍA (2015). *Energía 2050, Política Energética de Chile*. Disponible en: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf.
- OLIVARES GALLARDO, Alberto (2014). Libre mercado y regulación: la experiencia en el sector eléctrico español, *Revista Chilena de Derecho*, Vol. 41, N° 1, 205-228.
- PILÓN, Eustaquio (1904). El problema jurídico de la electricidad, *Revista de Derecho y Jurisprudencia*, Vol. I, 137-177.
- PUC-CNE (2017). *Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica en Chile. Informe Resumen de Diagnóstico*. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Informe-Resumen-de-Diagnostico-CNE-PUC-dic2017.pdf>
- SYSTEM (2018). *¿Inestabilidad regulatoria del precio estabilizado?*. Disponible en: <https://bit.ly/2T47bri> [fecha consulta: 18 enero 2019].
- VELÁSQUEZ, Sergio (2008). *Generación distribuida. El papel en la ampliación del acceso a la energía*, GARCÍA DELGADO, José Luis, y JIMÉNEZ, Juan Carlos [ed.], *Energía y Regulación en Iberoamérica*. Madrid: Thomson Civitas, 291-304.
- WELLINGHOFF, Jon y WEISSMAN, Steven (2015). The right to self-generate as a grid-connected customer, *Energy Law Journal*, Vol. 36, 305-326.

Normas citadas

- Ley N° 15.336, de 1960, Ley de Energía Eléctrica (Argentina).
- Constitución Política de la República.
- D.S. N° 6 (1985), del Ministerio de Minería, 10 de septiembre de 1985, "Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte".
- D.S. N° 327 (1997), del Ministerio de Minería, 12 de diciembre de 1997. "Establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos".
- Ley N° 19.940, regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. *Diario Oficial*, 13 marzo 2004.
- D.S. N° 244 (2005), del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 2 de septiembre de 2005. "Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos".

- D.F.L. N° 4/20.018, fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. *Diario Oficial*, 5 de febrero de 2007.
- Resolución Exenta N° 1312 (2007), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 11 de septiembre de 2007.
- D.S. N° 291 (2007), del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 3 de octubre de 2007. "Aprueba reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga".
- Resolución Exenta N° 113 (2008), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 22 de enero de 2008.
- Oficio N° 3537 (2011), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 27 de abril de 2011.
- Ley N° 20.571, regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. *Diario Oficial*, 22 marzo 2012.
- Oficio N° 9087 (2012), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 13 de septiembre de 2012.
- Resolución Exenta N° 329 (2013), de la Comisión Nacional de Energía, 14 de junio de 2013. "Modifica y aprueba Texto Refundido de Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión".
- Oficio N° 5781 (2014), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 29 de mayo de 2014.
- Oficio N° 13036 (2014), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 26 de noviembre de 2014.
- Resolución Exenta N° 6672 (2015), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 14 de enero de 2015.
- Oficio N° 5586 (2015), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 29 de abril de 2015.
- Ley N° 20.936, establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. *Diario Oficial*, 20 julio 2016.
- Resolución Exenta N° 659 (2016), de la Comisión Nacional de Energía, 12 de septiembre de 2016. "Fija los plazos, requisitos y condiciones para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión".
- Oficio N° 17119 (2016), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 6 de diciembre de 2016.
- Resolución Exenta N° 17239 (2017), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 3 de febrero de 2017.
- Oficio N° 4369 (2017), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 21 de marzo de 2017.
- Oficio N° 07155 (2018), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 16 de abril de 2018.
- Oficio N° 24042 (2018), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 1 de junio de 2018.
- Oficio N° 17997 (2018), de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 24 de agosto de 2018.

Jurisprudencia citada

- Compañía General de Electricidad Industrial con I. Municipalidad de Chillán* (1920): Corte de Apelaciones de Talca, 7 septiembre 1920.
- CGE Distribución S.A. con Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (2008): Corte de Apelaciones de Santiago, 2 junio 2009.
- Dictamen N° 40.160 (2017): Contraloría General de la República, 14 noviembre 2017.
- Dictamen N° 2 (2007): Panel de Expertos, 6 de julio de 2007.
- Dictamen N° 4 (2007): Panel de Expertos, 12 de septiembre de 2007.

