

**EN LO PRINCIPAL:** Aporta antecedentes. **OTROSÍ:** Acompaña documentos con citación.

## H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Ricardo Riesco Eyzaguirre, Fiscal Nacional Económico, en representación de la **FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA** (“FNE” o “Fiscalía”), en autos caratulados “Expediente de recomendación normativa sobre el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala”, **Roll ERN-27-2021** TDLC, a este H. Tribunal respetuosamente digo:

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 18 N° 4, 31 y 39 del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N° 211 de 1973, y sus respectivas modificaciones (“DL 211”), aporto antecedentes a este H. Tribunal en los autos ya individualizados, en los términos que se expondrán a continuación:

1. Este H. Tribunal recibió, con fecha 19 de marzo de 2021, una solicitud de inicio de expediente de recomendación normativa formulada por las empresas de generación eléctrica Hidromaule S.A., Energía Coyanco S.A., Duquenco SpA, Besalco Energía Renovable S.A. y Trans Antartic Energía S.A. (“Solicitantes”), en la que formulan una serie de objeciones y reparos contra las normas del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía que establecen el denominado “mecanismo de estabilización de precios para pequeños medios de generación”, el cual se prevé en el artículo 149, inciso 5° de la Ley General de Servicios Eléctricos, pero cuyo diseño se delega a norma reglamentaria.
2. En términos generales, la solicitud presentada busca que este H. Tribunal recomiende al Ministerio de Energía la derogación o modificación de las normas reglamentarias que establecen el indicado mecanismo de estabilización de

precios para pequeños medios de generación, por considerar que ellas afectan la dinámica competitiva entre los generadores, favoreciendo a un grupo de ellos -los pequeños medios de generación- con lo que denominan un subsidio financiado con un gravamen que se aplica al resto de los generadores que no pueden adscribirse a tal mecanismo. Asimismo, consideran que se trata de una fijación de precios favorable a dicho grupo de pequeños generadores, que no está habilitada por ley y que rompe con el principio marginalista de la misma, que es el que define las transferencias económicas entre los distintos actores del sistema. Asimismo, ello redundaría en un aumento de precios a consumidores finales, por cuanto la contribución que algunos generadores deben soportar para solventar el precio estabilizado se cargaría al cliente final como costo implícito en las ofertas de estos generadores.

3. Con fecha 8 de abril de 2021, este H. Tribunal dictó la resolución de inicio del procedimiento contemplado en el artículo 31 del DL N°211 respecto de la solicitud formulada por los Solicitantes. Asimismo, ofició a esta Fiscalía, entre otros agentes y autoridades que se relacionan con el mercado eléctrico, a fin de que aportaren antecedentes sobre la solicitud. Dicha comunicación se remitió el 13 de abril de 2021 a esta Fiscalía, mediante el oficio respectivo.
4. En atención a lo anterior, esta Fiscalía resolvió iniciar investigación con fecha 26 de abril de 2021, ejerciendo las facultades establecidas en el artículo 39 del DL N°211 para recabar los antecedentes necesarios para la elaboración del presente informe<sup>1</sup>.
5. Esta presentación se estructura en los acápite que a continuación se indican:

---

<sup>1</sup> Investigación Rol 2654-21 FNE, caratulada “Informe al TDLC en ERN sobre el D.S. N° 88 del Ministerio de Energía en lo referido al mecanismo de estabilización de precios para PMG”.

## ÍNDICE

<b><u>I. ANTECEDENTES SOBRE EL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PARA PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN (“PMG”) EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y SUS REGLAMENTOS.....</u></b>	<b><u>3</u></b>
I.1. HABILITACIÓN LEGAL Y LA FINALIDAD PERSEGUIDA AL ESTABLECER EL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PARA PMG Y PMGD.....	3
I.2. REGULACIÓN DEL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PARA PMG EN EL D.S. N° 244/05.....	8
I.3. D.S. N° 88/20: MODIFICACIÓN DEL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PARA PMG .....	14
<b><u>II. OPERACIÓN DEL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS PARA PMG .....</u></b>	<b><u>16</u></b>
II.1. TENDENCIAS EN CUANTO AL COMPORTAMIENTO DEL PRECIO ESTABILIZADO EN COMPARACIÓN AL COSTO MARGINAL INSTANTÁNEO DEL SISTEMA .....	16
II.2. EFECTOS DEL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS EN LAS CONDICIONES DE ENTRADA DE PMG AL MERCADO .....	20
II.3. EFECTOS DEL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS EN EL RESTO DE LAS GENERADORAS DE MAYOR TAMAÑO.....	22
<b><u>III. CONCLUSIONES.....</u></b>	<b><u>25</u></b>

### I. Antecedentes sobre el mecanismo de estabilización de precios para Pequeños Medios de Generación (“PMG”) en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus reglamentos

#### I.1. Habilitación legal y la finalidad perseguida al establecer el mecanismo de estabilización de precios para PMG y PMGD

6. Como se ha expuesto en la solicitud de inicio del expediente de recomendación normativa que dio origen al presente proceso, su objeto son las normas que establecen y regulan el mecanismo de estabilización de precios para pequeños medios de generación (“PMG”)<sup>2</sup>, las cuales se contienen actualmente en el

<sup>2</sup> El mecanismo de estabilización se aplica indistintamente tratándose de PMG que se conectan a las redes de transmisión, como de aquellos que se conectan a las redes de una empresa distribuidora, denominados pequeños medios de generación distribuida (PMGD). Si bien ambos se diferencian en cuanto a la red en la que se interconectan, tienen en común el no superar los 9.000

Decreto Supremo N° 88/2020 del Ministerio de Energía (D.S. N° 88/20), que aprueba el reglamento para medios de generación de pequeña escala<sup>3</sup> y, previamente, en el Decreto Supremo N° 244 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (D.S. N° 244/05), que aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos<sup>4</sup> (actualmente derogado y sustituido por el primero).

7. La regulación a nivel reglamentario de esta materia emana de la habilitación legal contenida en el actual inciso 5° del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)<sup>5</sup>, la cual indica:

“Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal 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 superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo<sup>6</sup>.”

8. Como se aprecia, la norma citada entrega dos alternativas para la valorización de la energía que se entrega al sistema eléctrico nacional: **(i)** el costo marginal instantáneo, como regla general; o **(ii)** el monto que se determine según los mecanismos de estabilización de precios, aplicables sólo a los PMG y cuya regulación se delega a un reglamento.

---

kilowatts de potencia, lo que los define como pequeños medios de generación, en oposición al resto de los generadores que superan esa capacidad. Por ende, para efectos de este aporte de antecedentes, salvo mención expresa en contrario, entiéndase que en la denominación “**PMG**” se incluye tanto a los PMG en estricto sentido -conectados a una red de transmisión- como a los PMGD -conectados a una red de distribución-.

<sup>3</sup> Publicado en el Diario Oficial con fecha 27 de octubre de 2020. Disponible en: <http://bcn.cl/2lnoc> [última visita: 23 de junio de 2021].

<sup>4</sup> Publicado en el Diario Oficial con fecha 17 de enero de 2006. Disponible en: <http://bcn.cl/2lq1k> [última visita: 23 de junio de 2021].

<sup>5</sup> D.F.L. N°4/20.018 de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.

<sup>6</sup> Énfasis añadido. En adelante entiéndase que los énfasis son añadidos, salvo mención en contrario.

9. La intención del legislador, al incluir esta alternativa de valorización de la energía para los PMG<sup>7</sup>, se origina en tratar de reducir las barreras que enfrentaban estos pequeños generadores para ingresar al mercado y así diversificar una matriz energética que, en dicha época, más específicamente el año 2006), era altamente concentrada<sup>8</sup>. Ello, particularmente, porque estos pequeños generadores no formaban parte de los antiguos Centros Económicos de Despacho y Carga (“CDEC”), lo que determinaba, a su vez, que no podían acceder al mercado *spot* y vender su energía directamente, sino que estaban sometidos a que otros agentes, como eran las distribuidoras eléctricas, les compraran su energía, teniendo en ello escaso poder de negociación<sup>9</sup>. Por tanto, la primera medida que adoptó la Ley Corta I, para mitigar este impacto, fue concederles el derecho de acceso al mercado spot para la venta directa de su energía.
10. En segundo término -y tal como se aprecia en gran parte del cuerpo del articulado de los reglamentos aplicables a los PMG, como es el D.S. N° 244/05 y el D.S. N° 88/2020)- la otra barrera que se ha procurado reducir es la de conexión al sistema, sea tanto al nivel de transmisión (PMG) como a nivel de redes de distribución (PMGD). Por ende, los reglamentos antes mencionados regulan con exhaustivo detalle dicho proceso de conexión, establecido etapas, plazos y requisitos, de modo de inhibir al máximo la posible discrecionalidad del titular de la red a la que se pretenden interconectar en cuanto a permitirles o no la conexión<sup>10</sup>.

<sup>7</sup> Introducida en el año 2006 por la Ley N° 19.940, que 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, conocida habitualmente como “Ley Corta I”.

<sup>8</sup> Constatado, por ejemplo, en el análisis de mercado que efectuara este mismo H. Tribunal en la Resolución N° 22/2007, de 19 de octubre de 2007, a propósito de la “*Consulta sobre la alianza para realización del Proyecto Hidroeléctrico Aysén (“HidroAysén”)*”, en octubre del año 2007. En dicha época, las dos mayores generadoras eléctricas del país -Endesa y Colbún- concentraban alrededor del 75% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central (“SIC”).

<sup>9</sup> “*Los patrocinadores de la indicación [incorporación del texto del actual inciso quinto del artículo 149 de la LGSE] señalaron que la norma propuesta en la indicación persigue 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*”. Historia de la Ley N° 19.940, Informe de Comisión de Minería y Energía, p. 256. En: [https://www.bcn.cl/historiadelailey/fileadmin/file\\_ley/5720/HLD\\_5720\\_37a6259cc0c1dae299a7866489dff0bd.pdf](https://www.bcn.cl/historiadelailey/fileadmin/file_ley/5720/HLD_5720_37a6259cc0c1dae299a7866489dff0bd.pdf) [última visita: 23 de junio de 2021].

<sup>10</sup> Teniendo presente además que, por ejemplo, tratándose de las redes de distribución, es frecuente que los desarrolladores de proyectos PMGD deban acometer inversiones en refuerzos y

11. En tercer lugar, advirtiendo que con el solo hecho de garantizar su acceso al mercado *spot* no se lograría suficiente aliciente para lograr una mayor entrada de PMG, el legislador de la Ley Corta I estableció una medida de “fomento” o “incentivo” a su ingreso: que las inyecciones de los PMG pudieran ser valorizadas mediante un “mecanismo de estabilización de precios”, reduciendo la volatilidad en los flujos financieros asociada a los precios del mercado *spot*. En este sentido, supeditar los ingresos de los PMG sólo a lo que obtuvieran de la valorización de sus inyecciones al costo marginal del sistema, les significaba quedar sometidas a un alto grado de incertidumbre en lo que se refiere a la proyección de sus ingresos futuros<sup>11</sup>, circunstancia que hubiera atentado contra la posibilidad de obtener financiamiento externo, toda vez que se trataría de una inversión sin certeza sobre sus flujos futuros. Las grandes centrales generadoras, en cambio, pueden reducir su exposición a la incertidumbre del costo marginal a través de la suscripción de contratos de suministro con grandes unidades de consumo, ya sea distribuidoras o clientes libres, para lo cual requieren de importantes capacidades de generación y una diversificación en su portafolio de centrales. Precisamente, dichas características son las que no cumplen los PMG, cuya potencia es inferior a los 9.000 kilowatts.

12. En este sentido entonces, resulta procedente entender al mecanismo de estabilización de precios de los PMG como una herramienta de fomento o incentivo a su entrada, que busca equiparar el efecto estabilizador de los contratos de suministro aplicado a su condición, la cual les impide alcanzar las sinergias o capacidades necesarias para alcanzar dichos contratos con grandes

---

mejoras en la red de distribución para lograr su conexión. En esta materia, la normativa aplica el principio general de que estas obras son de costo del interesado -desarrollador de PMGD-, pero se regula exhaustivamente el proceso en el cual se valorizan dichas obras, las que, a la larga, se convierten en “mejoras” de la red de distribución, que favorecen a su titular (empresa de distribución eléctrica).

<sup>11</sup> Cabe recordar que el costo marginal del sistema es el precio que se utiliza en la valorización de transferencias de energía, en tiempo real, entre las empresas generadoras que inyectan y retiran energía de un mismo nodo del sistema. Este costo marginal -cuya unidad de cálculo es el US\$/MW hora- surge de la programación en tiempo real -horario- del sistema que efectúa el Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador” o “Coordinador Eléctrico”) y en el corto plazo depende, entonces, de una multiplicidad de factores altamente contingentes (v.gr. demanda horaria, condiciones de operación de centrales, hidrología, mantenimientos programados o fallas de centrales, congestiones de líneas de transmisión, costo de los combustibles, etc.). Por ende, es por definición, un precio con importantes fluctuaciones.



centros de consumo que aseguran ingresos estables por el determinado periodo de años que alcanza su vigencia, como regla general<sup>12</sup>.

13. Finalmente, se identifican múltiples factores por los que el legislador de la Ley Corta I buscó fomentar o incentivar la entrada de PMG al sistema:

- i. Una diversificación de los actores y centrales partícipes de la matriz energética del país, entendiendo que el segmento de la generación es aquel que tiene la mayor vocación de competencia y donde las diferencias en economías de escala de las centrales han disminuido progresivamente por la irrupción de nuevas tecnologías a menores costos, circunstancias que diferencian a este segmento de los de transmisión y distribución. Sin embargo, como se señaló, al año 2006 no se observaba aún esta entrada de nuevos actores y se mantenía una alta concentración en el mercado de la generación<sup>13</sup>;
- ii. La mayor vinculación de PMG con energías renovables no convencionales (ERNC)<sup>14</sup>, cuyo impulso favorece una matriz energética más amigable con el medioambiente y se coordina con los objetivos de descontaminación y menor impacto ambiental;
- iii. Las eficiencias en transmisión y su efecto en la disminución de precios finales de la energía, asociadas a la irrupción de múltiples pequeños actores distribuidos en el sistema, los que, por ejemplo, pueden instalarse cerca de los distintos centros de consumo y reducir a esos clientes el pago por concepto de peajes de transmisión, en oposición al mayor costo de grandes generadores, ubicados lejos de los centros de consumo más relevantes; y

---

<sup>12</sup> Precisar que “años” es la unidad usual de vigencia de los contratos de suministro, tanto con clientes libres -que son pactados libremente entre las partes, no existiendo pautas ni contenidos mínimos a nivel normativo- como regulados -contratos con distribuidoras eléctricas, las que abastecen la generalidad de los clientes regulados de una ciudad-.

<sup>13</sup> Como se señaló *supra*, en dicha época las dos mayores generadoras eléctricas del país - Endesa y Colbún- concentraban alrededor del 75% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central (“SIC”). Véase: Resolución N° 22/2007 del H. TDLC, de 19 de octubre de 2007, Rol NC-134-06, pp. 35-36.

<sup>14</sup> Esta relación, sin embargo, no es necesaria, en atención a que la definición de PMG o PMGD no atiende a un tipo de tecnología en particular, sino a la condición de una capacidad de generación máxima (9.000 kilowatts). Por ende, es perfectamente posible que existan PMG que utilicen fuentes primarias de energía convencionales (v.gr. combustibles fósiles).

- iv. Múltiples externalidades positivas, tales como el mejoramiento y la evolución tecnológica de las redes de distribución que se deriva de la conexión de PMGD, que deben adaptar la red de modo previo a concretar su conexión.

## **I.2. Regulación del mecanismo de estabilización de precios para PMG en el D.S. N° 244/05**

- 14. Descrito el alcance y finalidad de la habilitación legal para establecer mecanismos de estabilización de precios para PMG contenida en el inciso 5° del artículo 149° de la LGSE<sup>15</sup>, corresponde analizar cómo el mismo fue desarrollado en el primer reglamento que abordó la materia: el D.S. N° 244/05.
- 15. En primer término, en cuanto a la forma de materializar la valorización de la energía inyectada por los PMG a un “precio” emanado de un mecanismo de estabilización de precios, el D.S. N° 244/05 contempló un diseño que materializaba esta opción de los PMG dentro del marco de los balances de transferencias económicas, tanto de energía como de potencia, que surgen de la operación sincronizada y coordinada del sistema. En efecto, de acuerdo al mismo inciso 5° del artículo 149° de la LGSE, los generadores venden su energía participando de los balances de transferencia de energía y potencia, vendiendo sus excedentes y comprando sus déficits que se asocian a los compromisos de energía propios de sus contratos de suministro con terceros<sup>16</sup>. Esta energía que se transa es, por regla general, valorizada a costo marginal instantáneo -horario- de la barra o nodo en cuestión. Como alternativa, los PMG pueden optar por

---

<sup>15</sup> Art. 149°, inciso 5°. “(...) El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal 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 superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo”.

<sup>16</sup> En efecto, como es conocido, el mercado *spot* y el de contratos de suministro están estrechamente vinculados, atendido que aquellas generadoras cuyas inyecciones superan los retiros contratados por sus clientes, se consideran excedentarias y, por tanto, son remuneradas por dicha diferencia por el resto de las generadoras. En el caso contrario, cuando las generadoras no son capaces de abastecer con inyecciones propias la energía comprometida en sus contratos, ellas se consideran deficitarias y tienen la obligación de pagar esta diferencia. Estas transferencias se dan en el balance de transferencias económicas, donde se materializan las interacciones entre las generadoras excedentarias y deficitarias, no pudiendo existir saldos de energía que no son cargados a ninguna generadora.



que se aplique a la energía que inyectan el mecanismo de estabilización de precios, el cual, como es de esperar, suele ser distinto al costo marginal, pudiendo, en los distintos intervalos horarios, ser inferior o superior al costo marginal.

16. En este sentido y dada la lógica propia de los balances de transferencias económicas de energía y potencia, cuando hay diferencias entre el precio marginal (o precio *spot*) y el precio del mecanismo de estabilización, surgirá una diferencia que puede ser a favor (superávit) o en contra (déficit) de los generadores que retiran energía del sistema según cada uno de esos dos valores. Entonces, cuando el precio del mecanismo de estabilización está por sobre el precio marginal (precio *spot*), son los generadores que retiran energía - y cuya energía se valoriza a ese precio *spot*- quienes deben cubrir la diferencia, lo que el D.S. N° 244/05 indica que se efectúa “a prorrata de los retiros”, es decir, proporcionalmente según los retiros de cada generador cuya energía se valoriza a precio marginal<sup>17</sup>. En cambio, cuando el precio del mecanismo de estabilización está más bajo que el precio marginal (precio *spot*), los generadores que optaron por el mecanismo de estabilización siguen recibiendo el precio estabilizado -que es menor al marginal-, por lo que esa diferencia o déficit, en este caso, es cubierta por los PMG, favoreciendo al resto de los generadores, a prorrata de sus retiros<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Corresponde hacer presente que si un PMG contara con contrato de suministro y efectuara por tanto “retiros”, también debe concurrir al pago del monto a cubrir con el resto de los generadores que efectúan retiros, a prorrata de éstos. Y ello incluso cuando hubiera optado por la valorización a precio estabilizado de su energía.

<sup>18</sup> Esta dinámica de funcionamiento del mecanismo de estabilización se desprende de los artículos 41° y 54° del D.S. N° 244/05, que definen similar lógica aplicándola por separado a los PMGD y PMG, respectivamente. Así, en el caso de PMGD, los incisos 1°, 4° y 5° del artículo 41°, indican:  
*“Artículo 41°: En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD, determinado semestralmente por la Comisión en el decreto de precio de nudo de corto plazo.*

(...)

*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 a prorrata de los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectúen retiros.*

*Las empresas distribuidoras y los PMGD incluidos en los balances de inyecciones y retiros deberán enviar toda la información que el CDEC solicite para efectos de determinar los balances de inyecciones y retiros de potencia y energía, en la forma y oportunidad que éste disponga”.*

17. En este sentido, corresponde a un mecanismo “bidireccional”, donde cada actor, en cualquiera de los mecanismos de valorización, termina obteniendo un crédito o una deuda, según su situación excedentaria o deficitaria en el balance de inyecciones y retiros y la posición relativa del precio marginal (precio *spot*) comparado con el precio estabilizado al que pueden optar los PMG.
18. El carácter “bidireccional” del mecanismo se evidencia en los balances mensuales que elabora el Coordinador Eléctrico para materializar las transferencias económicas entre generadoras derivadas de la operación coordinada del sistema. Así, por ejemplo, para el mes de febrero de 2021<sup>19</sup>, la empresa Enel Generación recibió una compensación de 724 millones de pesos, aproximadamente, debido a que el costo marginal promedio de ese mes estuvo por encima del precio estabilizado. Por otra parte, en diciembre de 2020<sup>20</sup>, la empresa tuvo que aportar 991 millones de pesos a las PMG sujetas al mecanismo de precio estabilizado, debido a que en ese mes el costo marginal estuvo por debajo del precio estabilizado. En contraposición está, por ejemplo, el PMG “Espinosa”, que tuvo que aportar en la compensación de febrero de 2020 con 64 millones de pesos, mientras que obtuvo como compensación, en diciembre de 2020, 58 millones de pesos.
19. En segundo término, resulta importante señalar cuál es el precio que surge del mecanismo de estabilización al que pueden optar los PMG y cómo se determina. El D.S. N° 244/05, en sus artículos 41 -aplicable PMGD- y 54 -aplicable a PMG-, definió el precio como aquel equivalente al precio nudo de corto plazo (PNCP)<sup>21</sup>. Este PNCP es un precio de referencia que se calcula semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) en un informe técnico y se fija

---

<sup>19</sup> Esta información está disponible en el archivo “Balance\_2102\_B01D.xlsm” y se puede obtener accediendo a la subcarpeta “01 Resultados\01 Balance de Energía\01 Balance Valorizado”, del archivo en formato “.zip” descargable desde el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/03/01-Resultados-1.zip> [Última visita: 23 de junio de 2021].

<sup>20</sup> Esta información está disponible en el archivo “Balance\_2012\_B01D.xlsm” y se puede obtener accediendo a la subcarpeta “01 Resultados\01 Balance de Energía\01 Balance Valorizado”, del archivo en formato “.zip” descargable desde el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/01/01-Resultados-1.zip> [Última visita: 23 de junio de 2021].

<sup>21</sup> Precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD (artículo 41° D.S. N° 244/05); o precio de nudo de corto plazo de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de inyección del PMG (artículo 54° D.S. N° 244/05).

mediante un decreto del Ministerio de Energía publicado en el Diario Oficial<sup>22</sup>. El PNCP busca reflejar una estimación oficial de la autoridad- respecto del costo marginal a corto plazo o del precio esperado en el mercado *spot*<sup>23</sup> y su cálculo considera los siguientes pasos<sup>24</sup>:

- i. Estimación de la operación del sistema eléctrico para los próximos 10 años desde que se realiza el ejercicio: la CNE simula operación del sistema tomando en cuenta: **(i)** la previsión de demanda de energía y potencia del sistema eléctrico; **(ii)** el programa de obras de generación y transmisión existentes, tanto en construcción como futuras; y **(iii)** los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes según las distintas hidrologías que podrían ocurrir, etc. En general, lo que se hace es proyectar la dinámica operativa del sistema eléctrico para ese horizonte de tiempo de 10 años.
- ii. La CNE toma en consideración sólo los primeros cuatro años (48 meses) de esta estimación inicial y obtiene los Precios Básicos de la Energía (PBE), los que consisten en el precio promedio ponderado de los distintos costos marginales de energía del sistema eléctrico, en las distintas horas del día (con distintas demandas), funcionando al menor costo actualizado de operación y racionamiento durante el período de estudio (48 meses) y calculado para cada subestación<sup>25</sup>. Asimismo, también obtiene el Precio Básico de la Potencia de Punta (PBP)<sup>26</sup>.

<sup>22</sup> Originalmente y en la época en que se discutió la Ley Corta I, el precio nudo tenía otra función, relacionada con la definición de los precios a los cuales los clientes sometidos a regulación de precios compraban la energía, época previa al sistema de las licitaciones de suministro eléctrico.

<sup>23</sup> En la página web de la CNE se indica, en relación al PNCP, que “*Los precios de nudo se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.*

*La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes (...)*. Véase en: <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/> [última visita: 23 de junio de 2021].

<sup>24</sup> Resumen propio en base a la descripción del proceso de cálculo del PNCP contenido en el Informe Técnico Definitivo del cálculo de este precio, para enero de 2020, por la CNE. Véase: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/ITD-PNCP-Ene20.pdf> [última visita: 23 de junio de 2021].

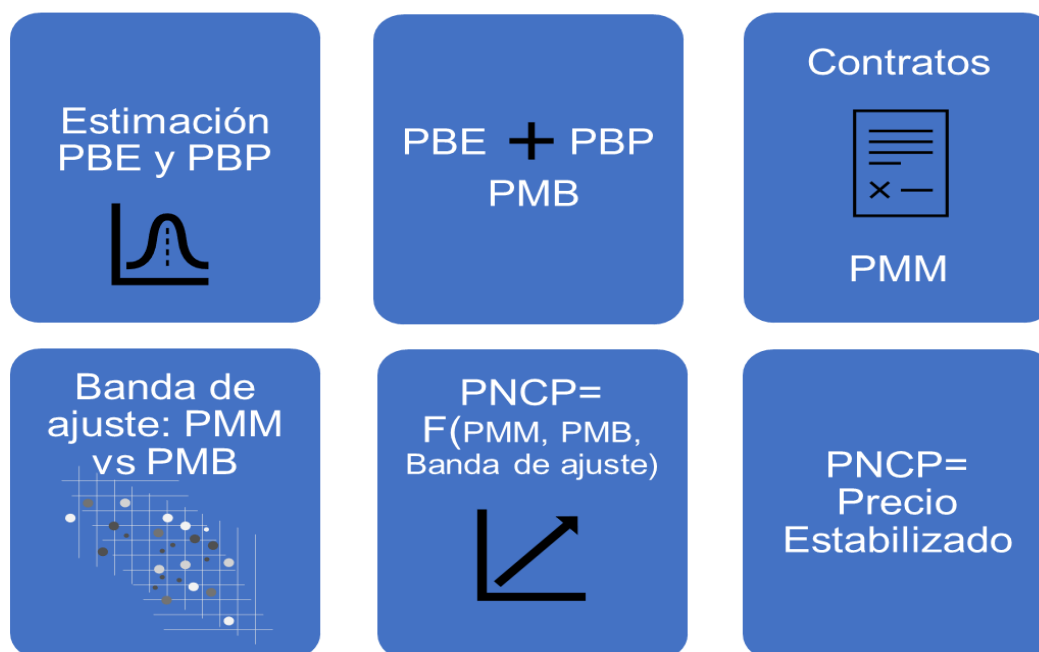
<sup>25</sup> Artículo 162 N°2 de la LGSE.

<sup>26</sup> Precio Básico de la Potencia de Punta (PBP), referido al costo marginal anual de aumentar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades de generación más económicas, para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórica del sistema eléctrico. Artículo 162 N°3 de la LGSE.

En base a los anteriores conceptos, la CNE obtiene el Precio Medio Básico del Sistema (PMB), el cual expresa en un solo valor (\$/KWh) los costos estimados de la energía y potencia para el horizonte de tiempo del ejercicio.

- iii. El PMB se compara con el denominado Precio Promedio de Mercado (PMM)<sup>27</sup>, el cual se obtiene del promedio de los valores de los contratos de suministro existentes en el mercado, de forma de reflejar los acuerdos de largo plazo en relación al precio de venta de la energía.
- iv. Al comparar el PMB con el PMM se realiza el denominado “ajuste de banda”, mediante el cual, si el PMB se encuentra fuera de una banda de precio en torno al PMM, se ajustan, al alza o a la baja, los PBE hasta que el PMB alcance la banda.
- v. Por ende, pueden darse los siguientes escenarios en cada fijación del PNCP: **(i)** que no resulte necesario realizar ajustes porque el PMB se encuentra por sí sólo dentro de la banda: En ese caso, el PMB corresponde al PNCP; o **(ii)** que resulte necesario ajustar, al alza o a la baja, el PBE para que el PMB quede dentro de la banda del PMM. En ese último caso, ese PMB ajustado es el que se define como el PNCP.

**Figura N° 1: Etapas del cálculo del PNCP por la CNE**



**Fuente:** Elaboración propia.

<sup>27</sup> Incluye energía y potencia.

20. En definitiva y según los supuestos en que se basa este cálculo o proyección de la autoridad, debiera observarse, tal como indica la CNE, una cierta convergencia del PNCP con el costo marginal futuro o de largo plazo del sistema.
21. Finalmente, en tercer término, el otro aspecto que cabe destacar de la regulación del D.S. N° 244/05 en lo referente al mecanismo de estabilización de precios, es aquel referido al ejercicio de la opción de los PMG de elegir valorizar su energía al “precio estabilizado” (igual al PNCP, calculado semestralmente por la CNE) o bien al costo marginal, como ocurre con las demás generadoras. Esta regulación es importante debido a que, como se explicó *supra*, un PMG que opte por el precio estabilizado tendrá un saldo a favor sólo en caso que este precio esté por sobre el costo marginal horario del sistema, mientras que si ocurre lo contrario, esto es, si el precio estabilizado es menor al costo marginal, el PMG continuará recibiendo el monto de su energía valorizada a precio estabilizado y la diferencia a favor irá en beneficio del resto de los generadores que efectúan retiros. En este último caso, naturalmente, el PMG tendría el incentivo de optar por la valorización de energía a costo marginal, pudiendo arbitrar entre el mecanismo más conveniente a sus intereses.
22. Al respecto, esta posibilidad de arbitraje para los PMG fue advertida por el D.S. N° 244/05, el cual fijó un plazo mínimo de 4 años de permanencia mínima en cualquiera de los regímenes, ya sea precio estabilizado o costo marginal, una vez que se opte por alguno. Asimismo, se estableció que la decisión de optar por uno u otro régimen debía ser comunicada al CDEC respectivo con al menos 6 meses de anticipación al comienzo de las operaciones y la opción de cambiarse de régimen, habiendo optado ya por uno en el período inmediatamente anterior, debía comunicarse con una antelación mínima de 12 meses<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Estas reglas se contenían en los artículos 39° y 52° del D.S. N° 244/05, aplicables a PMGD y PMG respectivamente y siendo análogas entre sí. El artículo 39° indicaba que: “*El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.*”.

23. En relación a la justificación de estos plazos, particularmente de aquel que ordena a los PMG una permanencia mínima de 4 años en cada régimen, si bien no hay antecedentes claros que expliquen su fundamento, cabe observar que 4 años es también el horizonte en que se proyectan los costos marginales del sistema para obtener el PMB como insumo del cálculo del PNCP, tal como fue explicado *supra*.

### **I.3. D.S. N° 88/20: Modificación del mecanismo de estabilización de precios para PMG**

24. Transcurridos cerca de quince años de funcionamiento del mecanismo de estabilización de precios para PMG en la forma en que fue diseñado por el D.S. N° 244/05, el Ministerio de Energía desarrolló un proceso normativo de evaluación y diagnóstico sobre su funcionamiento, detectando posibles perfeccionamientos en su diseño. Este proceso, en el que se desarrollaron instancias públicas y participativas para obtener la opinión de los interesados en la industria<sup>29</sup>, finalizó con la dictación del D.S. N°88/20, que derogó y reemplazó al D.S. N° 244/05, sin perjuicio de las normas transitorias que se analizarán *infra*.

25. El aspecto central que motivó la principal modificación en la metodología de cálculo del precio estabilizado se explica por una suerte de “sesgo” a favor de ciertas tecnologías que resultaba de la aplicación concreta del mecanismo: al ser el precio estabilizado equivalente al PNCP, se trataba de un solo valor promedio que representaba las distintas combinaciones o bloques horarios de operación del sistema, el cual era “comparado” con los distintos costos marginales horarios, algunos de los cuales eran iguales o cercanos a \$0/KWh, por la masiva operación de centrales fotovoltaicas en las horas de mayor exposición solar. Esta circunstancia se traducía en un sesgo en favor de esa

---

<sup>29</sup> Adicionalmente a las posibles mesas de trabajo que el Ministerio de Energía suele desarrollar para sensibilizar los contenidos de nuevos reglamentos o normativas, en virtud de la Ley N° 20.500, sobre Asociaciones y Participación Ciudadana en la Gestión Pública, llevó a cabo un proceso de consulta ciudadana respecto de un borrador del futuro D.S. N° 88/20, en el mes de agosto de 2019. Véase: <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/reglamento-de-medios-de-generacion-de-pequena-escala> [última visita: 23 de junio de 2021].



tecnología<sup>30</sup>, generando señales de inversión de centrales que no se condecían con las reales necesidades del sistema, el cual presenta distintos niveles de oferta y demanda para distintos intervalos temporales y, por tanto, distintos costos marginales horarios).

26. Entonces, para reducir ese sesgo del mecanismo de estabilización, se modificó la metodología de cálculo del precio estabilizado en base al PNCP para desagregar los precios estabilizados para distintos intervalos temporales durante el día, de manera que la señal de precio reflejara las condiciones esperadas de oferta y demanda de manera ajustada a la realidad de los distintos costos marginales observados en el día<sup>31</sup>. De este modo, en lugar de hablar de un precio estabilizado -equivalente al PNCP- procedería aludir a seis precios estabilizados que corresponden a uno para cada bloque horario-.
27. Asimismo, el D.S. N° 88/20 redujo los plazos para el ejercicio de la opción de los PMG por el precio estabilizado o el costo marginal para la valorización de su energía: un mes de antelación a la entrada en operación del PMG para el aviso al Coordinador Eléctrico (en lugar de los 6 meses del D.S. N° 244/05) y seis meses de antelación para el aviso de cambio de régimen (en lugar de los 12 meses del D.S. N° 244/05). Sin embargo, el período de permanencia mínima en cualquier régimen se mantuvo en 4 años<sup>32</sup>.
28. Finalmente, para generar una transición menos disruptiva respecto de aquellos proyectos que ya estaban en operación, declarados en construcción o en instancias de obtención de los permisos sectoriales medioambientales al momento de dictarse el D.S. N° 88/20, se establecieron normas transitorias para que éstas pudieran optar por mantener el régimen de precio estabilizado del derogado D.S. N° 244/05, con ciertos requisitos adicionales y por plazos diferenciados según cada hipótesis, los que en todo caso no pueden exceder de

---

<sup>30</sup> Pues para esas horas de alta exposición solar, la energía que inyectaban las PMG fotovoltaicas se podía valorizar a precio estabilizado, mientras que el costo marginal horario del sistema era cercano a \$0/KWh, por lo que se favorecían de todo ese diferencial.

<sup>31</sup> En este sentido, el D.S. N° 88/20 definió que los precios estabilizados sean calculados por la CNE a partir de los informes de PNCP, considerando 6 bloques horarios para el precio básico de la energía (PBE): entre las 00:00 y las 3:59 horas; las 4:00 y las 7:59 horas; las 8:00 y 11:59 horas; las 12:00 y las 15:59 horas; las 16:00 y las 19:59 horas; y las 20:00 y las 23:59 horas.

<sup>32</sup> Artículo 12 del D.S. N° 88/20.

los 165 meses<sup>33</sup>. En consecuencia, el mecanismo de estabilización de precios, con las modificaciones establecidas en el D.S.88/20, sólo aplicaría desde su vigencia a los proyectos efectivamente nuevos, que ni siquiera se encontraban en las etapas de desarrollo previas indicadas en dichos preceptos transitorios.

## **II. Operación del mecanismo de estabilización de precios para PMG**

### **II.1. Tendencias en cuanto al comportamiento del precio estabilizado en comparación al costo marginal instantáneo del sistema**

29. De lo indicado anteriormente se puede recapitular que el mecanismo de estabilización de precios para PMG tiene como objetivo principal el dotar a estas empresas de similares condiciones de acceso al financiamiento y favorecer el desarrollo de sus respectivos proyectos, mitigando o compensando su menor posibilidad de acceder a contratos de suministro, que, en general, requieren de grandes escalas o capacidades de generación que, por definición, los PMG no cumplen. Con este objetivo, el mecanismo busca “estabilizar” los ingresos recibidos por estas empresas, sustituyendo como referencia el costo por otro precio que se calcula cada seis meses por la autoridad y que igualmente tiende a proyectar costos marginales futuros o de largo plazo.

30. Como también se señaló, el desbalance que produce esta nueva valorización de la energía de ciertos actores es “compensado” a prorrata por todas las generadoras que realizan retiros del sistema. Es importante señalar que la participación en el mecanismo de estabilización de precios es voluntaria u optativa respecto de los PMGD, pero todas las empresas generadoras que realizan retiros, incluso los PMG<sup>34</sup>, deben aportar a prorrata para solventar esa compensación.

---

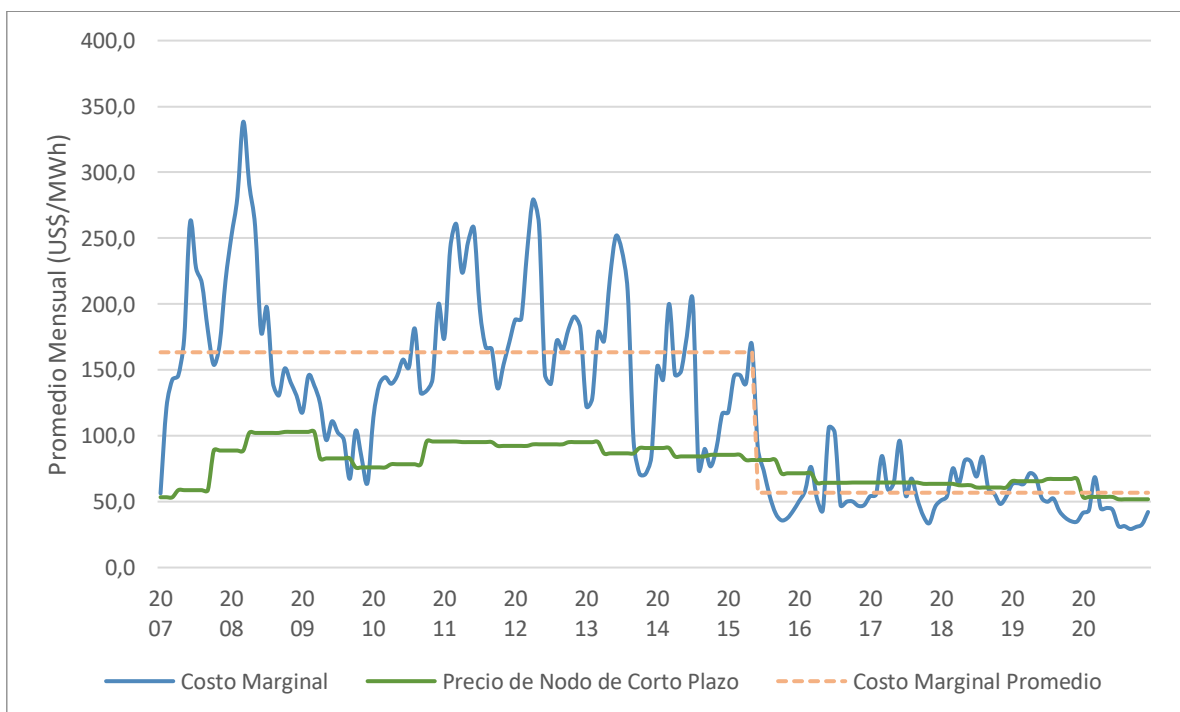
<sup>33</sup> El detalle de estas reglas específicas tanto para PMG como PMGD se contienen en los artículos 2° a 5° transitorios del D.S. N° 88/20.

<sup>34</sup> Un mismo PMG adscrito al precio estabilizado que realice retiros para cumplir un eventual contrato de suministro, aunque reciba el monto de su energía valorizada a precio estabilizado, igualmente deberá concurrir al pago del diferencial que pueda surgir con la valorización de energía a costo marginal, en la prorrata que le corresponda según los retiros de energía del sistema.

31. Ahora bien, en cuanto a la evolución en el tiempo de las variables que se comparan para evaluar el resultado de la estabilización -precio estabilizado y costo marginal instantáneo del sistema-, como se observa en la siguiente figura, entre 2010 y 2020, el costo marginal se caracterizó por una fuerte volatilidad, mientras que el precio estabilizado -PNCP- tendió a presentar una evolución más estable.

32. También se observa que, a mediados del año 2015, se produjo un cambio estructural en la industria, el que tuvo un fuerte impacto en el costo marginal observado, tanto en su nivel como en su volatilidad. Este cambio en la evolución del costo marginal se explica, entre otros factores, por el inicio y consolidación de las licitaciones de energía para el suministro a clientes regulados y la disminución del costo de ciertas tecnologías de energía variable, en particular paneles solares, lo que permitió el ingreso masivo de nuevas centrales más eficientes y a menores costos.

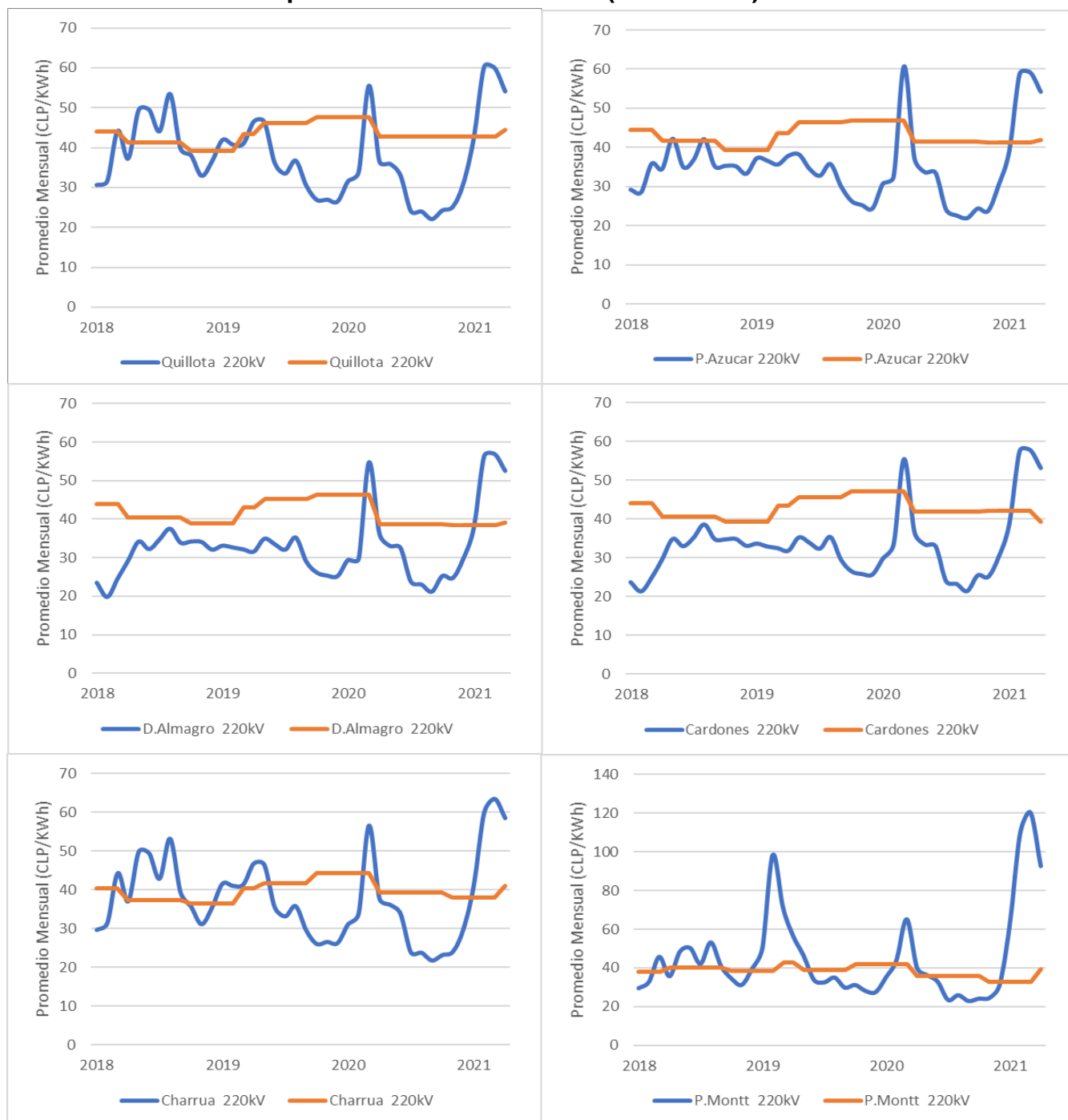
**Figura N° 2: Evolución Precio Estabilizado y Costo Marginal barra Alto Jahuel 220kV (2007 - 2020)**



**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE) e información pública disponible en <http://www.systep.cl/documents/estadisticas/Precios%20SEN.xlsx> [última visita: 23 de junio de 2021].

33. El resultado de este cambio en la evolución del costo marginal hizo que éste se acercara en nivel al precio estabilizado -equivalente a PNCP-, haciendo atractivo el mecanismo de estabilización. Este hecho explica que, recién desde el año 2015, las primeras PMG se adscribieran al mecanismo de estabilización, a pesar de que éste existía desde el año 2006.
34. En resumen, del análisis de la evolución del precio estabilizado y del costo marginal, se pueden distinguir dos periodos: **(i)** uno anterior al año 2015, donde el precio estabilizado no tuvo ningún efecto, pues las PMG preferían tomar el riesgo de la volatilidad del costo marginal antes que estabilizar sus ingresos al precio estabilizado (igual a PNCP); y **(ii)** un segundo período, posterior al año 2015, donde el precio estabilizado comienza a utilizarse sostenidamente a pesar de existir ciertos períodos en que estuvo por debajo del costo marginal.
35. Respecto a la evolución reciente de estos precios, tal como se observa en la siguiente figura, si bien en los últimos años hubo una tendencia a tener precios estabilizados (líneas color naranja) por sobre el valor de los costos marginales (líneas color azul), igualmente hubo periodos en que esa tendencia no se cumplió, siendo el costo marginal superior al precio estabilizado respectivo.

**Figura N° 3: Evolución Precio Estabilizado y Costo Marginal en barras representativas del sistema (2018 - 2021)**



**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE)

36. De lo anterior se puede concluir que no existe ninguna garantía o tendencia permanente para las PMG de obtener mayores ingresos por acogerse al mecanismo de estabilización de precios<sup>35</sup> versus los que les corresponderían en

<sup>35</sup> Caso en que la diferencia en el balance se cubre por los generadores que realizan retiros del sistema, a prorrata de los retiros.

caso de optar por valorizar su energía a costo marginal. En el corto plazo, y para cualquier PMG, no resulta trivial estar en condiciones de poder estimar con certeza el comportamiento futuro del PNCP y la relación que tendrá con los costos marginales futuros<sup>36</sup>, por lo que la ventaja de este mecanismo no está en asegurar un determinado nivel de ingresos, sino en reducir las fluctuaciones de caja de corto plazo y, así, el riesgo financiero del proyecto.

37. Sin embargo, un eventual riesgo que sí podría destacarse es que las proyecciones que efectúe la autoridad -CNE y Ministerio de Energía- para calcular el PNCP vuelvan a distanciarse, en el mediano plazo, de la evolución de los costos marginales, tal como sucedía en el período previo al año 2005, pues ello sí podría generar un desbalance, dependiendo de la magnitud de la diferencia y de su permanencia en el tiempo, que podría afectar los incentivos de los PMG para adscribirse o no al mecanismo de estabilización de precios, con el consecuente impacto en el resto de las generadoras que deben asumir o recibir una compensación dependiendo de los diferenciales entre costo marginal y precio estabilizado.

## **II.2. Efectos del mecanismo de estabilización de precios en las condiciones de entrada de PMG al mercado**

38. Para analizar el impacto del mecanismo de estabilización de precios en la entrada de PMG al mercado, se evaluó el crecimiento de este tipo de centrales en los últimos años, además de su participación en la matriz energética nacional. De acuerdo con los datos del Coordinador Eléctrico, a 23 de junio de 2021, existe un total de 663 centrales que, en su conjunto, tienen una potencia máxima bruta de 26.594,78 MW<sup>37</sup>.

---

<sup>36</sup> Si bien en el largo plazo las variables de costo marginal y precio estabilizado -en base a PNCP- debieran tender a converger y mostrarse correlacionadas, ello no obsta a que en el corto plazo la relación entre estas dos variables pueda diferir, incluso de forma relevante. Este cambio se puede presentar en ambas variables, pues se puede dar, por ejemplo, la situación de que el costo marginal presente mayor volatilidad de corto plazo por indisposiciones o mantenimientos no previstos de centrales, o fluctuaciones importantes en el valor de ciertos insumos para la generación. Por otra parte, en su cálculo semestral y en sus proyecciones, la CNE también puede sobre o subdimensionar el impacto de ciertas variables que afectarán el costo marginal en el futuro, por lo que puede calcular una estimación que se aparte de modo importante de las reales condiciones del costo marginal próximo.

<sup>37</sup> Información pública disponible en <https://infotecnica.coordinador.cl/info/centrales> [última visita: 23 de junio de 2021].



39. Como se observa en la tabla siguiente, los PMG representan el 59,3% del total de centrales y las PMG adscritas al mecanismo de estabilización corresponden al 37,6% del total nacional. Sin embargo, en relación a la potencia que ofrece al sistema este tipo de infraestructura, ésta solo corresponde al 5,4% de la potencia máxima bruta y, por otro lado, aquellos PMG bajo el régimen de estabilización de precios representan el 3,8% del total de la potencia bruta instalada.

**Tabla 1: Evolución en el ingreso de Centrales PMG últimos tres años**

Régimen de precios y Tecnología	2018		2019		2020	
	Número centrales	Potencia máxima bruta (MW)	Número centrales	Potencia máxima bruta (MW)	Número centrales	Potencia máxima bruta (MW)
<b>Costo Marginal</b>	<b>142</b>	<b>454,8</b>	<b>146</b>	<b>463,31</b>	<b>144</b>	<b>430,40</b>
Eólicas	4	30,3	5	40,30	3	25,05
Hidroeléctricas	50	112,5	47	117,85	43	90,69
Solares	31	117,0	24	69,36	19	52,00
Termoeléctricas	57	195,0	70	235,80	79	262,66
<b>Precio Estabilizado</b>	<b>98</b>	<b>371,5</b>	<b>173</b>	<b>668,71</b>	<b>249</b>	<b>1017,17</b>
Eólicas	2	15,6	3	24,60	5	39,85
Hidroeléctricas	32	92,2	43	113,14	49	145,11
Solares	60	258,9	122	525,17	189	823,40
Termoeléctricas	4	4,8	5	5,80	6	8,81
<b>Total</b>	<b>240</b>	<b>826,3</b>	<b>319</b>	<b>1132,02</b>	<b>393</b>	<b>1447,56</b>

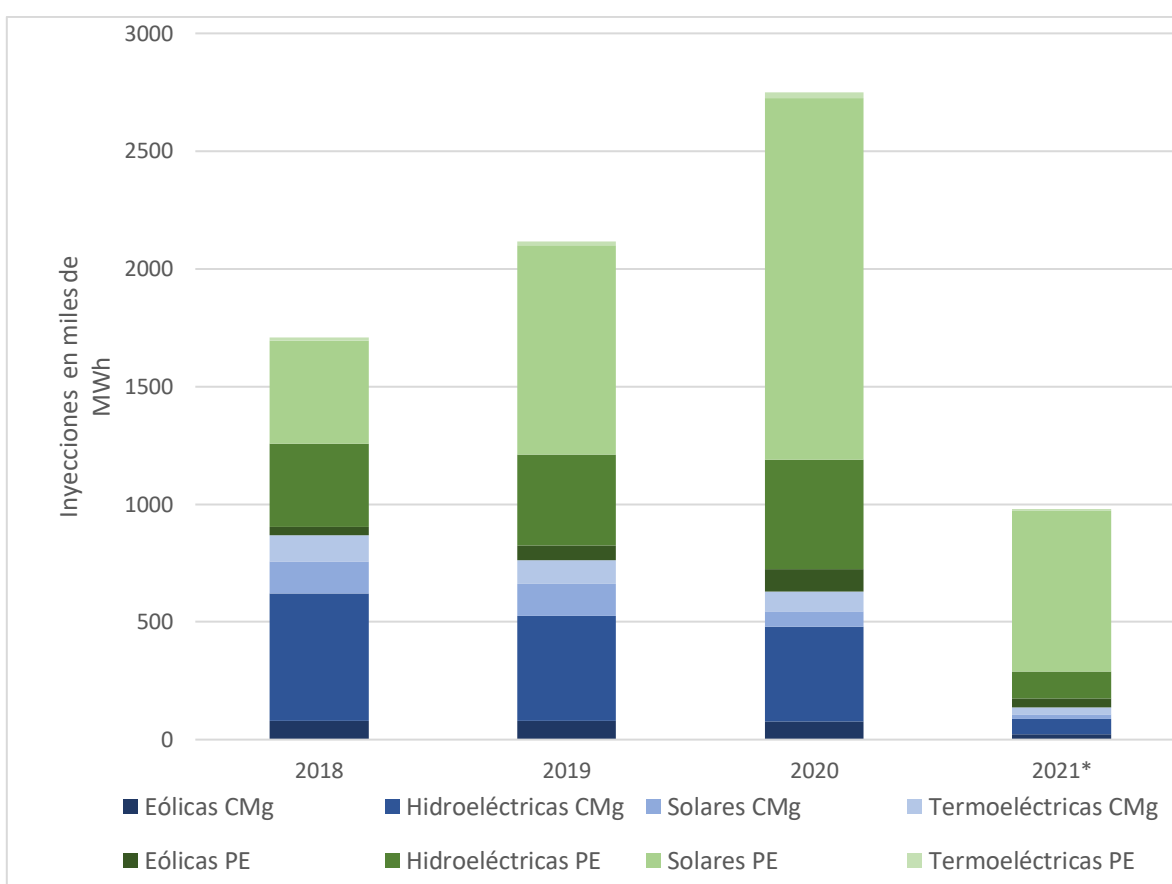
**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE).

40. Sin embargo, cabe destacar que la entrada de este tipo de infraestructura en el segmento de generación ha sido relevante, pasando de 240 centrales en 2018 a 393 en 2020, lo que representa un incremento de un 64%, casi duplicando la potencia instalada en el mismo periodo. Se destaca que casi la totalidad de ese incremento corresponde a centrales adscritas al mecanismo de estabilización de precios, lo que refleja la importancia de este mecanismo como un posible facilitador o incentivo a la entrada de nuevos actores en el mercado (y, en mayor medida, de nuevos actores en el mercado de la energía fotovoltaica) a partir del año 2015.

41. En ese sentido, se considera que el mecanismo estabilización ha contribuido - junto con otros factores- a favorecer la entrada de PMG al sistema, cumpliendo así el objetivo de política pública primario para el que fue diseñado.

42. Esto también se tradujo en un incremento considerable en las inyecciones de energía al sistema por parte de este tipo de centrales, siendo el más significativo el incremento de energía proveniente de generadores solares. tal como lo muestra la siguiente figura:

**Figura 4: Inyección de energía por parte de PMG adscritos al mecanismo de estabilización de precios (2018-abril de 2021)**



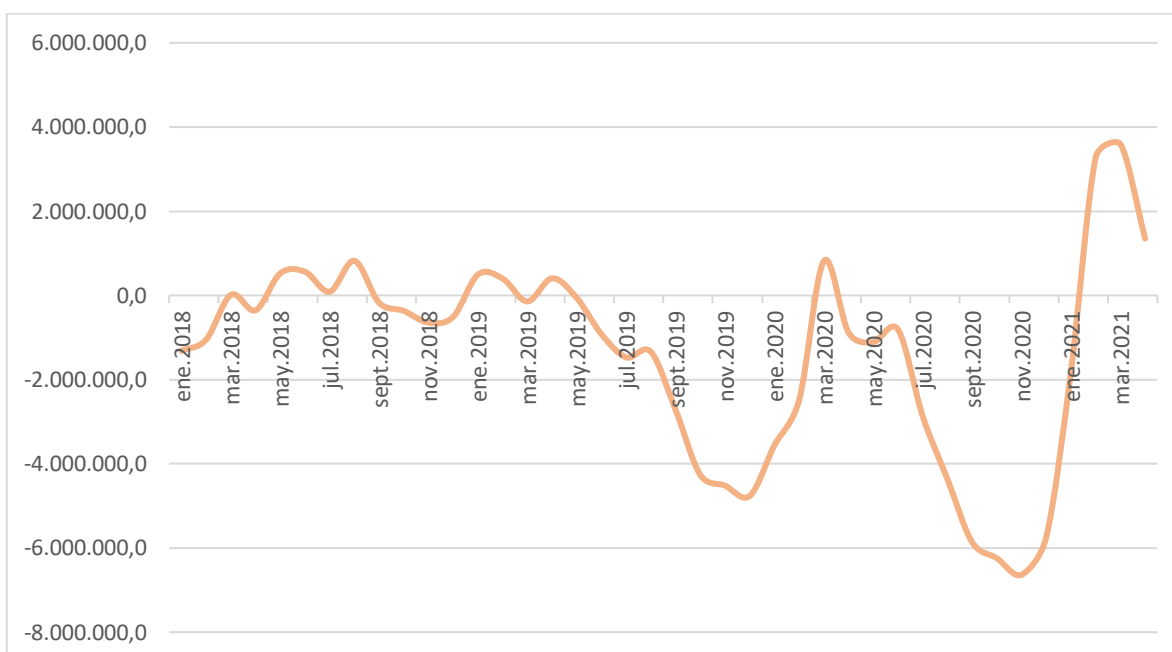
**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE).

### **II.3. Efectos del mecanismo de estabilización de precios en el resto de las generadoras de mayor tamaño**

43. Como se puede observar en la siguiente figura, entre los años 2019 y 2020, el mecanismo de estabilización de precio fue en general deficitario, aunque tuvo

en algunos meses un superávit que favoreció a las centrales que efectuaron retiros del sistema. Este hecho, junto con una mayor cantidad de PMG que se adscribieron al mecanismo, hicieron que los montos a compensar fueran progresivamente mayores, llegando en su máximo en los meses de octubre y noviembre de 2020, donde el monto de la compensación alcanzó los 6 MMUS\$ mensuales:

**Figura 4: Evolución de las compensaciones totales mensuales, en US\$ (enero 2019-abril 2021)**



**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE).

44. Respecto a las empresas que han debido aportar más a las PMG bajo el sistema de estabilización de precios, debe recordarse que el pago de la compensación se distribuye a prorrata de los retiros de cada empresa generadora que no está adscrita a ese mecanismo, incluyendo aquellas PMG que han optado por mantenerse en el régimen general a costo marginal. En la tabla siguiente se muestra que siete (7) empresas pagan prácticamente el 80% del total de las compensaciones que se realizan cada año:

**Tabla N° 2: Participación de las principales empresas en la compensación a prorrata de retiros (agregado anual)**

Empresa	2018	2019	2020	2021 (abril)
ENEL GENERACION COLBUN	25.54%	26.04%	23.67%	31.24%
ENGIE	15.64%	15.68%	14.77%	12.55%
AES GENER	10.48%	12.49%	12.27%	11.62%
GUACOLDA	12.04%	11.41%	12.48%	11.10%
ANGAMOS	4.54%	4.42%	5.05%	2.10%
TAMAKAYA ENERGIA	5.60%	4.35%	4.49%	3.82%
Otros	5.08%	4.02%	4.39%	5.12%
	21.08%	21.58%	22.88%	22.45%

**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE).

45. Si se toma como medida el porcentaje en el total de los retiros que estas empresas realizan del sistema, el pago de estas compensaciones representó, en promedio, el 0,06% en el 2018, porcentaje que subió al 1,36% durante el 2020<sup>38</sup> pero que en el periodo analizado del año 2021 ha significado un flujo positivo para estas empresas de 0.33%.

**Tabla N° 3: Compensación como porcentaje de los retiros**

Empresa	2018	2019	2020	2021 (abril)
ENEL GENERACION COLBUN	-0.04%	-0.51%	-1.24%	0.34%
ENGIE	-0.05%	-0.54%	-1.35%	0.32%
AES GENER	-0.06%	-0.57%	-1.26%	0.33%
GUACOLDA	-0.05%	-0.53%	-1.34%	0.34%
ANGAMOS	-0.05%	-0.49%	-1.28%	0.30%
TAMAKAYA ENERGIA	-0.08%	-0.60%	-1.36%	0.33%
Otros	-0.08%	-0.63%	-1.31%	0.40%
<b>Promedio anual</b>	-0.06%	-0.59%	-1.37%	0.32%
				<b>0.33%</b>

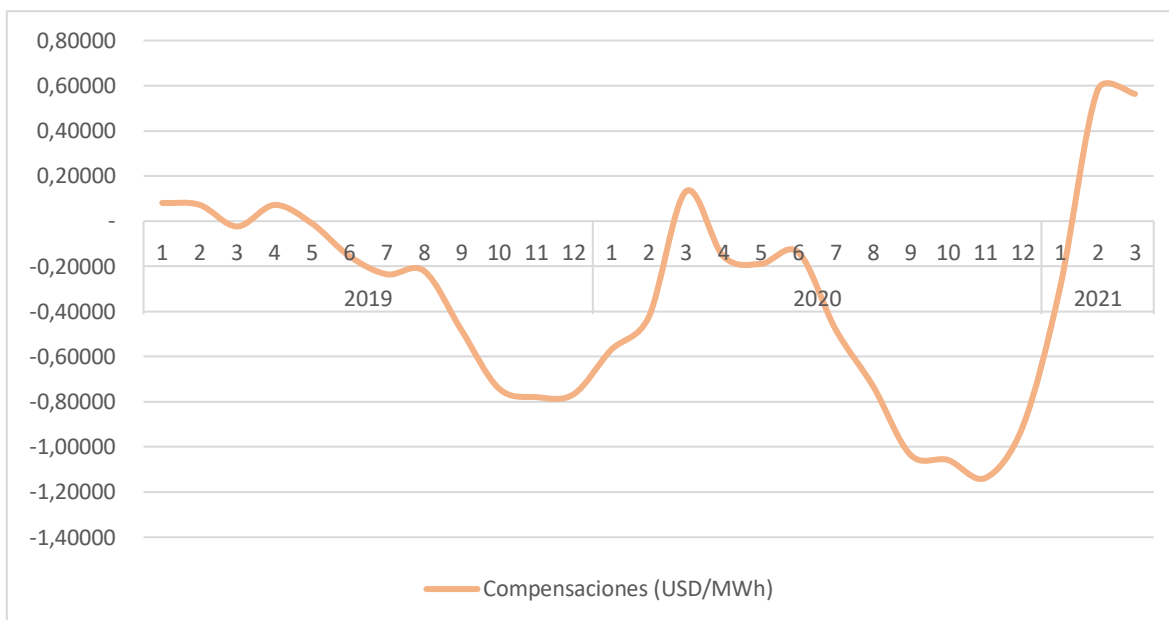
**Nota:** Un número negativo corresponde a una compensación por parte de las generadoras a las PMG mientras que un número positivo corresponde al fenómeno inverso (PMG hacia resto de generadoras)

**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE).

<sup>38</sup> De hecho, de la revisión efectuada por esta Fiscalía, se aprecia que la central que más pagó, durante el año 2020, por concepto de contribución al saldo que se generó por aplicación del mecanismo de estabilización, fue la central "POZO\_ALMONTE\_SOLAR\_3", a la cual la compensación alcanzó el 3,83% del total de sus retiros.

46. Por último, queda por evaluar el efecto de este mecanismo sobre el precio de la energía. En base a la información proporcionada por el Coordinador Eléctrico, la siguiente figura muestra el costo y/o beneficio de la aplicación del mecanismo en el costo total del sistema, medido en US\$/MWh:

**Figura 5: Compensaciones como proporción del costo marginal US\$/MWH (2019- 2021)**



**Fuente:** Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE).

47. Como se observa, en la mayoría de los meses se tiene un leve efecto negativo e incluso en el año 2020 -periodo en que la intensidad del uso del mecanismo ha sido mayor- el efecto sobre el precio final de la energía es más bien acotado. En efecto, el costo para el sistema que no ha superado los US\$1,2/MWh y , en promedio para los últimos 3 años, la mantención del mecanismo de estabilización ha implicado un incremento del costo marginal de sólo US\$0,33/MWh, es decir, de menos del 0,67% del valor de costo marginal del sistema en el mismo periodo.

### III. Conclusiones

48. El mecanismo de estabilización de precios para PMG se concibió en la Ley N° 19.940 o Ley Corta I con el objetivo de entregar un incentivo o fomento a la entrada de centrales de generación de menor tamaño, las que enfrentaban

barreras y obstáculos para su mayor penetración. Más concretamente, la intención del referido mecanismo fue asegurar ciertos niveles de estabilidad en los ingresos futuros que permitieran facilitar el acceso a financiamiento externo e inversiones en ese tipo de tecnología, supliendo así sus dificultades estructurales para acceder al otro mecanismo de estabilización de ingresos por excelencia en el mercado de la generación, como son los contratos de suministro.

49. Las razones de política pública que llevaron a establecer este mecanismo de fomento o incentivo a la entrada de estos actores en el mercado de la generación, que no tiene las características propias de un monopolio natural, a diferencia de la transmisión y distribución, apuntaban a lograr una ampliación de la matriz energética con nuevos actores y tecnologías, para así impulsar la competencia. Asimismo, se atribuía a los PMG un conjunto de externalidades positivas para el sistema en su conjunto, tales como una mayor relación con tecnologías limpias y amigables con el medioambiente, una reducción de costos de la energía al tener una estructura atomizada que pudiera situarse cerca de los centros de consumo y reducir el desembolso en peajes de transmisión, mejoras en las redes de distribución en el caso de los PMGD, etc.
50. La primera formulación reglamentaria del mecanismo de estabilización de precios se concretó en el D.S. N° 244/05, que definió aspectos estructurales del mismo, en particular el uso del PNCP que se calcula semestralmente por la autoridad como base para el cálculo del precio asociado al mecanismo de estabilización. Sin perjuicio de los diversos ajustes implementados para su cálculo, la metodología de cálculo del PNCP apunta a que éste refleje una proyección futura o de largo plazo de los precios de energía del sistema.
51. Asimismo, el mecanismo de estabilización de precios se establece dentro del marco de los balances de transferencias económicas de energía y potencia entre las empresas generadoras que inyectan y retiran energía del sistema, y ese balance permite que los déficits que surgen cuando el precio estabilizado supera al costo marginal instantáneo del sistema, sean cubiertos por las generadoras que efectúan retiros, a prorrata de estos. Con todo, el mecanismo de balance es



bidireccional, pues cuando ocurre lo contrario -costo marginal supera al precio estabilizado- las PMG siguen obteniendo el monto de su energía valorizado a precio estabilizado, por lo que el superávit en ese caso se dirige en favor de las generadoras que efectúan retiros del sistema.

52. Desde su formulación original en el D.S. N° 244/05, el mecanismo de estabilización de precios ha contenido límites al posible arbitrio de los PMG para evitar un uso estratégico del mecanismo, lo que ocurriría si se permitiera que éstos pudieran cambiarse de régimen en cuanto pudieran predecir cambios en la tendencia del precio estabilizado en comparación al costo marginal. Esto justifica el plazo de cuatro años de permanencia mínima en cualquiera sea el régimen que se escoja por el PMG, además de los plazos mínimos de antelación para formalizar la decisión de cambio de sistema de valorización escogido.
53. Después de 15 años de funcionamiento del mecanismo, el Ministerio de Energía realizó una evaluación del mecanismo de estabilización de precios para PMG, identificando ciertos aspectos de mejora que se materializaron con la dictación del D.S. N° 88/20. Sin embargo, el nuevo diseño reglamentario mantuvo las bases esenciales del anterior mecanismo de estabilización -definición en base a la metodología de cálculo del PNCP, su participación en el balance de transferencias económicas para distribuir los flujos de pagos asociados al mecanismo entre los actores que retiran energía del sistema, plazos mínimos de permanencia en cierto régimen para evitar el arbitrio de los PMG-, limitándose más bien a corregir ciertos sesgos del mecanismo que favorecían a determinadas tecnologías de generación y entregaban señales inadecuadas de instalación de centrales en el sistema.
54. Respecto del funcionamiento del mecanismo de estabilización, desde el inicio de su vigencia, se identifican dos períodos: uno previo y uno posterior al año 2015. En el primer período se observa que los costos marginales estuvieron permanentemente por sobre el precio estabilizado, razón por la que ningún PMG se adscribió al mecanismo, a pesar que éste hubiera podido estabilizar sus ingresos, aunque en un nivel muy inferior a los precios *spot*. En el período posterior al año 2015, se observa una caída abrupta del nivel y volatilidad de los

costos marginales, y que el cálculo del precio estabilizado se ubica levemente por sobre el costo marginal, aunque igualmente con variaciones mensuales bajo éste. Es en este segundo período en el que comienza el uso del mecanismo por parte de los PMG.

55. Para efectos de lo planteado en la Solicitud que dio origen a estos autos, se evaluó la dinámica de funcionamiento del mecanismo de estabilización de precios, analizando si el precio estabilizado se ha situado, de modo constante y permanente, por sobre el valor del costo marginal, pues ello se traduciría en una compensación -también permanente- que las generadoras que retiran energía del sistema tendrían que efectuar en favor de los PMG adscritos al mecanismo de estabilización de precios. Esto sería lo que la Solicitud califica como un “subsidio injustificado”.
56. Sin embargo, el análisis de las series de precios de ambas variables -precio estabilizado y costo marginal- muestra resultados no homogéneos, por lo que no es posible concluir que el mecanismo de estabilización de precios garantice, a los PMG que así lo elijan, ingresos superiores al costo marginal en todo el periodo durante el que deben permanecer en él. En efecto, no se identifica una tendencia sostenida que lleve a predecir resultados futuros con alto grado de certeza y, por tratarse de proyecciones de precios futuros, cualquier proyección además está siempre sujeta a quiebres de tendencias por la evolución tecnológica, cambios regulatorios, la dinámica de funcionamiento del mercado, condiciones hidrológicas, precios de insumos de generación, etc.
57. No obstante lo anterior, un eventual riesgo que sí podría destacarse es que las proyecciones que efectúe la autoridad -CNE y Ministerio de Energía- para calcular el PNCP vuelvan a distanciarse, en el corto o mediano plazo, de la evolución de los costos marginales, tal como sucedía en el período previo al año 2005, pues ello podría generar un desbalance que, dependiendo de la magnitud de la diferencia y de su permanencia en el tiempo, sí podría afectar los incentivos de los PMG para adscribirse o no al mecanismo de estabilización de precios, con el consecuente impacto en el resto de las generadoras que deben asumir o

recibir una compensación dependiendo de los diferenciales entre costo marginal y precio estabilizado.

58. Por otra parte, es posible apreciar que la mayor utilización del mecanismo de estabilización en el período posterior al año 2015, se ha traducido o al menos ha coincidido con una sostenida mayor entrada de PMG al mercado. En efecto, entre los años 2018 y 2020, la cantidad de centrales PMG ha aumentado un 64%. Por ende, desde esa perspectiva, el mecanismo de estabilización ha contribuido a cumplir el objetivo de política pública primario por el que se estableció: favorecer la entrada de PMG al sistema.
59. En cuanto al efecto del mecanismo de estabilización de precios en las generadoras que no pueden adscribir al mismo, esto es, en las generadoras que no son PMG, se observa un incremento leve en el nivel de compensación que han debido soportar, alcanzando un máximo total de 1.06 US\$/MWh y de 1.14 US\$/MWh promedio mensual en los meses de octubre y noviembre de 2020, respectivamente. Sin embargo, considerado de modo individual en las generadoras que han soportado la compensación, su nivel sigue siendo marginal, toda vez que en un mes alcanza un máximo de 3,83% del total de los retiros para la central generadora que ha debido aportar más -proporcionalmente a sus retiros- al mecanismo de estabilización durante el año 2020.
60. En vista de los antecedentes descritos, esta Fiscalía considera que no existen antecedentes suficientes para sostener que el mecanismo de estabilización de precios para PMG esté afectando de modo relevante la dinámica competitiva del mercado y, al contrario, estaría alineado con los objetivos de política pública que justificaron su introducción, facilitando una mayor diversificación de la matriz energética del país y la entrada de nuevos actores.
61. Asimismo, y en razón de que no se detectan efectos ni riesgos relevantes para la dinámica competitiva del mercado de la generación eléctrica, esta Fiscalía considera que no hay ni justificación ni un interés público comprometido que amerite emitir una recomendación normativa en esta materia, sobre todo considerando que los reguladores sectoriales ya efectuaron, con instancias

públicas y participativas para obtener la opinión de los interesados en la industria, una revisión del mecanismo e implementaron mejoras en su metodología de cálculo, lo que derivó en la dictación del D.S. 88/20.

62. Por último, la FNE considera que el proceso seguido ante este H. Tribunal no es la instancia idónea para abordar otras posibles discusiones acerca de la constitucionalidad y/o legalidad del mecanismo de estabilización de precios para PMG. Evaluar tales aspectos podría convertir la instancia de recomendaciones normativas solicitadas a este H. Tribunal en un proceso de revisión general acerca del mérito y oportunidad de numerosas decisiones reglamentarias adoptadas por la Administración del Estado, independiente de si éstas tienen efectivamente un contenido de promoción de la libre competencia, lo que excede el alcance del D.L. N° 211 y las atribuciones de su institucionalidad.

**POR TANTO**, en mérito de lo expuesto y de lo dispuesto en los artículos 1°, 2°, 18 N° 4, 31 y 32 del DL N° 211,

**A ESTE H. TRIBUNAL SOLICITO:** Tener por evacuado el informe de la Fiscalía Nacional Económica y, en su mérito, por aportados antecedentes a la solicitud de autos.

**OTROSÍ:** Solicito a este H. Tribunal tener por acompañados los siguientes documentos, con citación:

1. Documento en formato Excel denominado “Respuesta Oficio 0746-21\_V2.xlsx”, enviado a esta Fiscalía por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta al Oficio Ord. FNE N° 0746-21, en la investigación Rol FNE N° 2654-21, a través de una carpeta virtual modificada por última vez con fecha 08 de junio de 2021.
2. Documento en formato Excel denominado “Retiros&Compensaciones.xlsx”, enviado a esta Fiscalía por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta al Oficio Ord. FNE N° 0746-21, en la investigación Rol FNE N° 2654-21, a través de una carpeta virtual modificada por última vez con fecha 08 de junio de 2021.
3. Documento en formato Excel denominado “Cmg alto jahuel 220.xlsx”, enviado a esta Fiscalía por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta al Oficio Ord.

FNE N° 0746-21, en la investigación Rol FNE N° 2654-21, a través de una carpeta virtual modificada por última vez con fecha 08 de junio de 2021.

4. Documento en formato Excel denominado “Balance\_2012\_B01D.xlsm”, disponible públicamente en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>39</sup>.
5. Documento en formato Excel denominado “Balance\_2102\_B01D.xlsm”, disponible públicamente en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional<sup>40</sup>.
6. Documento en formato Excel denominado “Precios SEN.xlsx”, disponible públicamente en la página web que se indica al pie de página<sup>41</sup>.

**POR TANTO**, solicito a este H. Tribunal tener por acompañados los documentos indicados, con citación.

---

<sup>39</sup> Accediendo a la subcarpeta “01 Resultados\01 Balance de Energía\01 Balance Valorizado”, del archivo en formato “.zip” descargable desde el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/01/01-Resultados-1.zip> [Última visita: 30 de junio de 2021].

<sup>40</sup> Accediendo a la subcarpeta “01 Resultados\01 Balance de Energía\01 Balance Valorizado”, del archivo en formato “.zip” descargable desde el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/03/01-Resultados-1.zip> [Última visita: 30 de junio de 2021].

<sup>41</sup> <http://www.systep.cl/documents/estadisticas/Precios%20SEN.xlsx> [Última visita: 30 de junio de 2021].