

**ANT.:** Denuncia sobre alteración de precios en el mercado de generación eléctrica. Rol N° 2591-19 FNE.

**MAT.:** Minuta de Archivo.

**Santiago, 15 de julio de 2020**

**A : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO**

**DE : JEFE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS**

Por medio de la presente, esta División informa al Sr. Fiscal acerca de la denuncia del Antecedente, recomendando su archivo, en virtud de las razones que se exponen a continuación:

## **I. ANTECEDENTES**

1. Con fecha 8 de abril de 2019, el Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador”) remitió a esta Fiscalía un informe (“Informe N° 1”) de antecedentes analizados<sup>1</sup> que, a juicio de la Unidad de Monitoreo de la Competencia (“UMC”), darían cuenta o suministrarían indicios suficientes de la existencia de un hecho o acto que podría ser anticompetitivo y que habría sido realizado por uno de los agentes coordinados en el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”)<sup>2</sup>.
2. El Informe N° 1 contiene el análisis de hechos relacionados con la central Guacolda, propiedad de Guacolda Energía S.A. (“Guacolda”) y, en particular, a la determinación del valor para el servicio de descarga en muelle para el insumo carbón. Menciona que el valor reportado por Guacolda sería elevado, anormal con respecto a otras

---

<sup>1</sup> Coordinador Eléctrico Nacional, Informe N° 01/2019 (UMC 05-2019). 8 de abril de 2019.

<sup>2</sup> De acuerdo al Art. 72°-10 de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4/20.018, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982), el Coordinador remitirá los antecedentes a la Fiscalía Nacional Económica, cuando detecte “*indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia*”.

generadoras en base a carbón, y que no estaría debidamente justificado. Además, debido a que Guacolda estaría integrada verticalmente con su puerto y a que detentaría poder de mercado, con la declaración de ese valor de costo de combustibles estaría obteniendo rentas sobrenormales y afectando al SEN en su totalidad<sup>3</sup>.

3. Con fecha 13 de mayo de 2019, la Fiscalía comunicó al Coordinador, mediante Oficio Res. FNE N° 258, que no iniciaría una investigación respecto de los hechos contenidos en el Informe N° 1, toda vez que para tales efectos era necesario que, previamente, la entidad sectorial pertinente -sea el Coordinador, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o el H. Panel de Expertos, cada uno en el marco de sus atribuciones- determinara el costo que Guacolda debió haber declarado para el servicio de descarga en muelle para el insumo carbón y si la diferencia con la declaración efectuada en la práctica por esta empresa correspondía a una diferencia interpretativa, a un error de reporte subsanable o, efectivamente, correspondía a una declaración falsa realizada con el objeto o efecto de alterar los precios en el mercado eléctrico<sup>4</sup>.
  
4. Con fecha 18 de octubre de 2019, el Coordinador remitió un segundo informe<sup>5</sup> (“Informe N° 2”), con nuevos antecedentes y análisis adicionales, en el que además se hizo referencia a la decisión adoptada por el H. Panel de Expertos mediante el Dictamen N° 8-2019, de fecha 20 de agosto de 2019, que ratificó la decisión del Coordinador de instruir a Guacolda a declarar un costo de 2,2 USD/t para el costo de descarga en muelle del insumo carbón, en lugar de los 7,71 USD/t declarados originalmente por Guacolda. También actualizó la valorización de los efectos que habría tenido la conducta de Guacolda en el SEN, utilizando para ello el costo del servicio de descarga en muelle para el insumo carbón determinado por el H. Panel de Expertos.

---

<sup>3</sup> Informe N° 01/2019, párrafos 25 y ss.

<sup>4</sup> Se indicó en el Oficio Ord. FNE N° 258 lo siguiente: “(...) Para determinar si corresponde o no a esta Fiscalía iniciar una investigación por una eventual infracción a la libre competencia, por los efectos en el mercado que pudiera tener una declaración falsa o errónea, es imprescindible que primero se haya determinado -sea por el Coordinador, sea por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o por el Panel de Expertos, cada uno en el marco de sus atribuciones- cuál es el costo que debió ser declarado y si la diferencia obedecía a una diferencia interpretativa, a un error de reporte subsanable o efectivamente a una declaración falsa realizada con el objeto de alterar los precios en el mercado eléctrico”.

<sup>5</sup> Coordinador Eléctrico Nacional, Informe N° 02/2019 (UMC 05-2019). 18 de octubre de 2019.

## II. INDUSTRIA Y ANÁLISIS ECONÓMICO

5. Como ha indicado con anterioridad esta Fiscalía<sup>6</sup>, la industria eléctrica a nivel nacional está compuesta por varios sistemas eléctricos, de los cuales el SEN comprende el 99,3% de la capacidad generadora del país<sup>7</sup>. Esta industria está compuesta por tres segmentos: generación, transmisión y distribución<sup>8</sup>.
6. Con respecto al segmento de generación, el Coordinador es el organismo técnico e independiente que está encargado de la operación coordinada del conjunto de instalaciones del SEN que operen interconectadas entre sí<sup>9</sup>. Por ello, el Coordinador determina cuáles son las generadoras que tienen que operar en determinado momento.
7. Esta determinación se realiza de acuerdo a un sistema de costos auditados<sup>10</sup> y por orden de mérito económico<sup>11</sup>. De esta forma, cuando la oferta de generación se iguala con la demanda de energía eléctrica, se determina el costo marginal del sistema de acuerdo al costo variable de la última generadora llamada a despachar energía al sistema. Dicha generadora, que corresponde a la de mayor costo variable dentro de las que están operando, pasa a marcar el costo marginal del sistema, hecho que se denomina ser la generadora *pivotal* en el sistema.
8. Además, por condiciones de seguridad en el abastecimiento de la energía eléctrica, el Coordinador puede ordenar el despacho y operación de centrales generadoras que

---

<sup>6</sup> FNE. Denuncia contra Enel por posibles efectos en la competencia del plan de reorganización societaria. Rol N° 2508-18 FNE. 8 de mayo de 2019. Párrafos 18 y ss. También véase: FNE, Aporte de antecedentes, 3 de mayo de 2018, en Causa ERN-24-2018 “Expediente de recomendación normativa sobre restricciones a la integración vertical en servicios de energía eléctrica”, fojas 380 vta. y ss.

<sup>7</sup> Información de la capacidad generadora hasta febrero de 2020, obtenida de la Comisión Nacional de Energía. Disponible en: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> [última visita: 14 de julio de 2020]

<sup>8</sup> Los segmentos son: (i) generación, consistente en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y no renovables; (ii) transmisión, encargado del transporte de la energía producida a los distintos puntos del sistema eléctrico; y (iii) distribución, que tiene por función llevar la energía en niveles más bajos de voltaje a los consumidores finales. Tanto los sectores de transmisión y distribución son considerados monopolios naturales y servicios públicos, mientras que en el sector de generación se busca que exista un mercado competitivo entre las generadoras. FNE. Denuncia contra Enel por posibles efectos en la competencia del plan de reorganización societaria. Rol N° 2508-18 FNE. 8 de mayo de 2019. Párrafo 21.

<sup>9</sup> Art. 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>10</sup> Artículo 44 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, Decreto Supremo N° 125 de 2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 20 de diciembre de 2019.

<sup>11</sup> El orden de mérito es un mecanismo para determinar cuáles son las generadoras que tienen que despachar energía al sistema. Este mecanismo consiste en que, de acuerdo al costo variable de cada una de las generadoras operativas en una hora determinada, las generadoras de menor costo son las seleccionadas para despachar energía, hasta satisfacer toda la demanda eléctrica.

tengan un costo variable superior al costo marginal del sistema determinado para ese bloque horario en particular. Algunos ejemplos en que generadoras son ordenadas a despachar a pesar de que su costo variable es mayor al costo marginal del sistema, son los casos de operación a mínimo técnico, restricciones por tiempos mínimos de operación y desacoples de subsistemas por congestión en la transmisión.

9. Con respecto al análisis económico, cabe resaltar ciertas particularidades de esta industria para establecer, de forma preliminar, si existen indicios de que Guacolda tendría o no una posición dominante en el mercado. Las características particulares de la industria de generación y del sistema coordinado de despacho de energía eléctrica presentan condiciones que la diferencian de otros tipos de mercados de productos, pues la demanda debe ser satisfecha en todo momento del tiempo de forma casi instantánea, existe una baja capacidad de almacenamiento eléctrico, el mercado relevante geográfico es dinámico por congestiones o fallas de líneas y, además, la oferta y demanda de energía también son dinámicas en relación al bloque horario<sup>12</sup>.
10. Debido a lo mencionado anteriormente, no sería un indicio suficiente analizar participaciones de mercado o estimar el HHI de la capacidad de generación para afirmar o descartar que existe una posición dominante, sino que para tales efectos también hay que considerar la relevancia de una generadora para la operación eficiente y segura del SEN de manera dinámica<sup>13-14</sup>. Para ello, como indicio de posición dominante se puede considerar el tiempo que una generadora fue *pivotal* para determinar el costo marginal del SEN, como también el tiempo en que ésta fue llamada

---

<sup>12</sup> Coordinador. Informe N° 01/2019 (UMC 05-2019). 8 de abril de 2019. Párrafos 16. También véase: Biggar, D. R., & Hesamzadeh, M. R. The Economics of Electricity Markets. IEEE Press. Páginas 282 y 283; DICTUC. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSSC. 21 de marzo de 2019. Página 10. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-preliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/> [última visita: 14 de julio de 2020]

<sup>13</sup> A modo de ejemplo, en la jurisprudencia extranjera, se ordenó la desinversión de centrales generadoras de la empresa E.ON por abusar de su posición dominante, a pesar de tener una participación del 20-30% en la generación anual, al retener capacidad de generación que sí estaba disponible. Véase decisión Comisión Europea: Case 39388 *German Electricity Wholesale Market*. 26 de noviembre de 2008.

<sup>14</sup> Para mayor información sobre indicadores de poder de mercado en la industria eléctrica, véase: DICTUC. Análisis Económico de las Condiciones de Competencia en el Mercado de SSSC. 21 de marzo de 2019. Páginas 50 y ss. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/dictuc-y-coordinador-electrico-nacional-presentaron-estudio-preliminar-sobre-condiciones-de-competencia-y-reglas-de-subastas-y-licitaciones-para-la-prestacion-de-servicios-complementarios/> [última visita: 14 de julio de 2020]. También véase: Coordinador. Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico de Chile 2019. Páginas 14 y ss. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/03/Informe-Monitoreo-Competencia-CEN-2019.pdf> [última visita: 14 de julio de 2020]

a operar por el Coordinador, incluso cuando su costo variable era mayor al costo marginal del sistema.

11. Según la información aportada por el Coordinador, Guacolda sería una central base para el SEN<sup>15</sup>, ya que en el año 2018 Guacolda determinó el costo marginal del sistema en un 10% del tiempo, como también estuvo inyectando energía al SEN sobre el costo marginal del sistema el 40% del tiempo<sup>16</sup>. Dichos antecedentes serían indicios de que Guacolda podría detentar una posición dominante en el mercado. Sin embargo, esto no es suficiente para justificar el inicio de una investigación, como se desarrolla en la sección IV.

### **III.     NORMATIVA APLICABLE**

12. En materia de despacho de centrales generadoras, el principio base de nuestra normativa eléctrica es que éste se realiza según un sistema de costos auditados, optando por el despacho de las centrales según su mérito económico. Entonces, para determinar cuáles son las generadoras que tienen que despachar energía al SEN, se toma en consideración el costo variable de cada una de las generadoras operativas en una hora determinada, teniendo prioridad para el despacho las generadoras de menor costo por sobre las de mayor costo.
13. Para estos efectos, el costo variable de cada central es entendido como aquel en que incurre ésta por unidad de generación, para la producción o inyección de energía eléctrica<sup>17</sup>. En ello se oponen o diferencian de los costos fijos, que no dependen del nivel de generación o inyección de cada central y que, en términos generales, se remuneran por el sistema en virtud de otros conceptos o ítems (v.gr. pagos por potencia, funcionamiento a mínimo técnico).

---

<sup>15</sup> Coordinador. Informe N° 01/2019 (UMC 05-2019). 8 de abril de 2019. Párrafos 46 y ss.

<sup>16</sup> Coordinador. Informe N° 01/2019 (UMC 05-2019). 8 de abril de 2019. Párrafo 51.

<sup>17</sup> Según el artículo 61 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, los costos variables corresponden a aquellos costos en los que incurre una empresa generadora, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación”.

14. Como detalla también el Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN, los coordinados -en este caso, titulares de centrales generadoras- deben declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica dictada por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”)<sup>18</sup>, los que, en cualquier caso, deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio, entre otros. Asimismo, se establece que el Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada en las declaraciones de costos, pudiendo efectuar auditorías y solicitando los antecedentes que estime necesarios<sup>19</sup>.
15. A la fecha de emisión de esta minuta, cabe indicar que la normativa técnica de la CNE que regula específicamente los criterios de cálculo, detalles, plazos y demás disposiciones relacionadas con la declaración de costos variables, se encuentra aún en proceso de dictación<sup>20</sup>. En el intertanto a que esta normativa técnica se dicta, rige, en cuanto a procedimiento de declaración y determinación de costos variables, la Resolución Exenta N° 669 de 2017 de la CNE<sup>21</sup>, que refunde en un único cuerpo normativo, materias que se regían por procedimientos determinados por los respectivos Centros de Despacho Económicos de Carga del Sistema Interconectado Central (“CDEC-SIC”) y del Norte Grande (“CDEC-SING”), respectivamente. Tales materias debieron ser uniformadas con un único criterio en atención a la interconexión definitiva de dichos sistemas, la que dio lugar al SEN<sup>22</sup>.
16. La Resolución Exenta CNE N° 669 de 2017, precedentemente indicada, establece los requisitos, plazos y modalidades para la declaración de los distintos tipos de costos

---

<sup>18</sup> En correlación con lo dispuesto por el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>19</sup> Artículo 62 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

<sup>20</sup> Procedimiento Normativo sobre Declaración de Costos Variables Llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”), cuyos antecedentes constan en el siguiente enlace del sitio web institucional de ese Servicio: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/procesos-normativos/> [última visita: 14 de julio de 2020]

<sup>21</sup> Que indica normativa específica de los Procedimientos vigentes, a que hace referencia el Decreto Supremo N° 291 de 2007, aplicables al Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad a lo dispuesto en el artículo primero transitorio de la Resolución CNE N° 383 de 2017.

<sup>22</sup> Resolución Exenta N° 668 de la Comisión Nacional de Energía, de 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos legales.

variables (v.gr. costos de combustibles o no combustibles), entre otras materias. Sin embargo, a la fecha en que acaecieron los hechos que analiza la presente minuta, no existía en dicha normativa un criterio o pronunciamiento específico respecto a cómo debían ser declarados los costos por una central en caso que tuviera vínculos de propiedad comunes aguas arriba con algún proveedor de insumos o de servicios necesarios para la generación de energía, como sería el caso de un puerto de titularidad del mismo propietario de la central. Este es justamente el caso de la central Guacolda, que también es propietaria del puerto que la abastece del insumo carbón para generar energía.

17. Así como el criterio en esta materia no estaba definido normativamente, lo mismo sucedía con otros costos que emanan de ciertos contratos entre centrales y proveedores de insumos o servicios aguas arriba que no dependen del nivel de generación o inyección de la propia central, como sucede con los contratos que incluyen cláusulas de “*volumen mínimo garantizado*”. Algunas definiciones respecto de estas materias han sido cubiertas por el propio Coordinador, velando por el principio de que la declaración de costos variables atienda a costos propiamente “variables”, esto es, que dependan del nivel de generación o inyección de energía de la central y no incluyan costos fijos. En este sentido, por ejemplo, se dictó el Procedimiento Interno sobre “Declaración de costos de Descarga en Muelle”, de 03 de febrero de 2020<sup>23</sup>.
18. Que, en la misma línea de lo señalado precedentemente, en lo relativo a la ausencia de un tratamiento normativo específico a los costos variables provenientes de la intervención de un proveedor de insumos o servicios integrado con la misma central, consta que el Dictamen N° 8-2019 del H. Panel de Expertos -que finalmente ratificó la interpretación del Coordinador en cuanto al tratamiento que correspondía aplicar a los costos del puerto integrado con la central- no fue una decisión unánime de parte de sus integrantes, sino un voto dividido.

---

<sup>23</sup> Este procedimiento interno dictado por el Coordinador Eléctrico, si bien no atiende específicamente el caso de una central integrada con un puerto como es el caso de Guacolda, sí comprende otras situaciones relativas al tratamiento de ciertos “costos fijos inevitables” en que incurren ciertas centrales, señalando la forma y casos en que ellos pueden ser declarados como costos variables. En particular se atiende al caso en que el dueño del puerto o del insumo necesario para la generación imponga a la central en el respectivo contrato un “volumen mínimo garantizado”, en el cual deba incurrirse independiente del monto o cuantía del insumo adquirido para la generación. Entonces, en este caso también se aprecia, que la necesidad de uniformar criterios suscitados por situaciones ambiguas propias de las declaraciones de costos –dado el contexto dinámico y evolutivo de la generación eléctrica- llevó al mismo Coordinador Eléctrico a tener que aclarar criterios, en un instrumento de carácter vinculante para las centrales.

19. A este respecto, tanto el voto de mayoría como el de minoría coinciden en que, en este caso, se verifica una integración vertical, lo que genera la ausencia de un precio de mercado observable. Las diferencias entre uno y otro parecer se dieron, precisamente, respecto a cuál era la metodología adecuada para la determinación del costo variable a declarar: por una parte, el voto de mayoría estimó que estos costos simplemente no se podían declarar, dado que no cumplían con la definición normativa de “costos variables”, la que los hace depender del nivel de generación o inyección de la central; mientras que, para el voto de minoría, procedía efectuar una estimación del costo a declarar, porque la determinación de los costos variables que configuran el orden de mérito económico de despacho en el sistema, no puede depender de la estructura de propiedad específica que defina a ciertas centrales.
20. De este modo y al menos en lo que es de conocimiento de esta Fiscalía, el criterio emanado de este dictamen del H. Panel de Expertos es el primer pronunciamiento explícito y vinculante que indica cuál es el tratamiento que se debe otorgar a los costos de centrales cuando el proveedor del insumo o servicio necesario para la generación - que es objeto de la propia declaración de costos- es uno integrado o parte de una misma unidad jurídica y económica con la central generadora.
21. Tomando en consideración la fecha de dictación de este dictamen en relación al período de acaecimiento de los hechos denunciados, pueden desprenderse dos conclusiones básicas: (i) que no es posible que este criterio haya podido servir de guía clara y certera para los agentes económicos sobre cómo declarar -o en este caso, *no declarar*- los costos derivados de situaciones de integración vertical entre la central con proveedores de insumos o servicios necesarios para la generación pues, precisamente, este pronunciamiento explícito y vinculante no existía, lo mismo que tampoco existía una normativa que lo aclarara; y (ii) que el escenario cambia, precisamente, a partir de que se ha hecho oficial y explícita, una interpretación a este respecto, hecho que se ha verificado con la emisión del Dictamen N° 8-2019.

#### IV. ANÁLISIS ESPECÍFICO DE LA CONDUCTA DE GUACOLDA

22. Como es conocido en materia general de abusos de posición dominante, incluso aunque pueda constatarse la existencia de una posición de dominio, o de indicios de ésta en un caso en análisis, ello no es suficiente para calificar sin más la conducta como anticompetitiva. En este sentido, en este caso se debe analizar, además, si los antecedentes que constan en el expediente son indiciarios de que la declaración de costos variables combustibles realizada por Guacolda, hasta mayo de 2019 (época en que fue corregida por disposición del Coordinador, ratificada posteriormente por el H. Panel de Expertos), pudo afectar, de forma ilícita, el mercado de la generación eléctrica. Esta conducta debe analizarse también considerando el escenario normativo que regía la declaración de costos variables de centrales integradas con proveedores de insumos o de servicios necesarios para la generación, explicado sucintamente en la sección precedente.
23. Que, en efecto, debe considerarse en primer lugar que el proceso de verificación o validación de datos efectuado por el Coordinador que, en este caso, dio origen a la observación respecto de la declaración del *costo de descarga en muelle*, dentro de los *costos combustibles*, no fue la primera o única ocasión en que una autoridad coordinadora del sistema eléctrico, había tenido la oportunidad de verificar si tal declaración era correcta o incorrecta.
24. En efecto, el Coordinador y, anteriormente, sus predecesores legales los respectivos Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)<sup>24-25</sup>, tienen y han tenido la facultad de realizar auditorías a los coordinados, en las cuales se revisa o verifica la declaración de costos de las distintas variables o parámetros efectuadas por las empresas, entre lo que se considera, por ejemplo, los costos variables combustibles,

---

<sup>24</sup> Respectivamente, para el Sistema Interconectado Central (“SIC”) se trataba del CDEC-SIC, mientras que para el Sistema interconectado del Norte Grande era el CDEC-SING. En este caso, dada la ubicación de la central Guacolda en el sistema eléctrico vigente a ese entonces, la entidad competente era el CDEC-SIC.

<sup>25</sup> Precisamente, según el artículo primero transitorio de la Ley N° 20.936, “*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 éstos actúan (...)*”.

no combustibles y otros parámetros técnicos que influyen en la programación y la operación del sistema<sup>26</sup>.

25. De los antecedentes disponibles en el expediente consta que, en octubre de 2016, esto es, no más de tres años antes de la observación del Coordinador, el CDEC-SIC -la entidad predecesora al Coordinador Eléctrico para el Sistema Interconectado Central- realizó una auditoría que incluyó el valor declarado por Guacolda en ese entonces por costo de descarga en muelle de Guacolda y que, bajo los mismos criterios, siguió siendo declarado hasta el año 2019.
26. Respecto de este ítem, el CDEC-SIC no formuló ningún reparo y tampoco siquiera lo incluyó entre aquellos conceptos por los cuales se solicitaron antecedentes adicionales, aclaraciones y/o correcciones, las que sí efectuó en relación a otros ítems. Por ende, el CDEC-SIC declaró en dicha oportunidad que “[...] *la evidencia tenida a la vista y las correcciones efectuadas*<sup>27</sup> [...] *sustentan adecuadamente los valores utilizados en su declaración*”.
27. En segundo término, debe también considerarse si la detección y corrección del valor de costo declarado por Guacolda corresponde -o no- a una situación inusual, excepcional o anómala dentro del funcionamiento del sistema de auditorías o revisiones de costos que se llevan a cabo en el sistema eléctrico nacional.
28. En relación a esto cabe indicar que, de los antecedentes recabados, la diferencia de costos detectada en el caso de Guacolda, forma parte de uno de los numerosos ejercicios de validación, verificación o auditorías de costos que el Coordinador ejecuta según sus atribuciones, respecto de todo tipo de centrales, sean o no pivotaes, sean o no integradas. Según la información proporcionada por el CEN, en una importante mayoría de casos tales revisiones concluyen con correcciones a los valores declarados por las generadoras.

---

<sup>26</sup> Artículo 174 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, Decreto Supremo N° 125 de 2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 20 de diciembre de 2019.

<sup>27</sup> Que, como se señaló, no objetó los valores declarados en esa época por concepto de “costo de descarga en muelle”.

29. Si bien esta facultad revisora o de control, como se señaló, ha existido desde larga data para la autoridad coordinadora del sistema, actualmente se ha intensificado a través de la independencia<sup>28</sup>, la intensidad de su ejercicio y la adopción de las mejores y más rigurosas prácticas de auditoría que se han logrado con la creación del Coordinador Eléctrico Nacional.
30. Ahora bien, en relación a la frecuencia de correcciones u observaciones efectuadas por la autoridad coordinadora en relación a declaraciones formuladas por las empresas, cabe indicar que, según la información remitida por esta misma entidad específicamente respecto a los costos variables combustibles, en el período de 2016 a 2019, fueron realizadas 43 auditorías, dentro de las cuales en 22 casos se ordenaron modificaciones en la declaración de costos presentada por la empresa coordinada. Vale decir, en el universo de declaraciones de costos variables combustibles presentadas en dicho período de tres años, en 50% de ellas se verificaron inconsistencias que ameritaron una corrección respecto de los costos informados<sup>29</sup>.
31. Por su parte, en cuanto a otros parámetros distintos de costos variables de combustibles -por ejemplo, mínimos técnicos y otras condiciones de operación- desde el período de julio 2015 hasta febrero 2020 se realizaron 1056 procesos de verificación o auditoría a unidades generadoras, de las cuales 971 casos requirieron la modificación del valor declarado previamente por la empresa, siguiendo las reglas del procedimiento del Anexo Técnico respectivo<sup>30-31</sup>.
32. Entonces, de acuerdo a la información provista por el Coordinador, la corrección de costos declarados, tanto combustibles como no combustibles, o de otros parámetros

---

<sup>28</sup> Como indica el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Coordinador Eléctrico es un organismo “técnico e independiente” y normativamente corresponde a una “corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida”. El Coordinador, asimismo, “no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención”. Como se explicitó en la reforma legal que creó al Coordinador Eléctrico Nacional a partir de los ex CDEC, existía consenso “en torno a la necesidad de dotar a esta nueva institución de mayores grados de independencia en relación con los incumbentes de los distintos segmentos de la industria (generación, transmisión, distribución y clientes libres) independencia que no significa autonomía, toda vez que debe sujetarse al mandato legal y del regulador”. Al respecto: Historia de la Ley N° 20.936 de 2016, p. 8.

<sup>29</sup> Información aportada por el Coordinador en primera respuesta parcial al Oficio Ord. N° 98-20 FNE.

<sup>30</sup> En el Anexo Técnico incorporado en la Resolución Exenta N° 679 que “Modifica Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, e incorpora anexos que indica”, de fecha 21 de diciembre de 2015, se encuentra reglado el proceso de determinación de los mínimos técnicos en Unidades Generadoras, entre otros aspectos.

<sup>31</sup> Información aportada por el Coordinador en segunda respuesta parcial al Oficio Ord. N° 98-20 FNE.

técnicos de la operación de centrales, ha sido una situación frecuente y ha involucrado también a otras centrales que contarían con una posición “pivotal” en el sistema, sea por marcar el costo marginal del sistema en épocas y bloques de horario determinados, o bien por ser despachadas a operar según criterios de seguridad o suficiencia del sistema, aun cuando sus costos eran superiores al costo marginal. Por ello, esta Fiscalía no logra identificar factores claros que indiquen una diferencia sustantiva entre la conducta de Guacolda con la de otros generadores que han debido modificar sus declaraciones de costos a requerimiento del Coordinador y/o sus predecesores, los CDEC respectivos.

33. Que, entonces, al menos desde octubre de 2016 hasta mayo de 2019 -fecha en que el Coordinador instruyó la adecuación de la declaración de Guacolda-, resulta claro que la entidad coordinadora del sistema eléctrico consideraba que la declaración de costos de Guacolda estaba adecuadamente sustentada, obrando entonces Guacolda en el mercado en base a esa consideración, es decir, con la confianza legítima respecto a la licitud de su actuar<sup>32</sup>. En ese sentido, precisamente en atención a que Guacolda consideraba que el Coordinador, como entidad sucesora del ex CDEC-SIC<sup>33</sup>, estaba modificando una interpretación previa al objetar este costo en mayo de 2019, ejerció sus derechos de discrepar tal criterio, argumentación que no fue acogida por el H. Panel de Expertos en el Dictamen N° 8-2019.
34. Dado el contexto descrito, en el periodo analizado en que Guacolda habría estado obteniendo beneficios de su supuesta conducta ilícita, en los hechos, se encontraba actuando bajo la conformidad de la auditoría previa realizada por el CDEC-SIC, al menos hasta mayo de 2019, cuando el Coordinador representó esa declaración y solicitó su modificación. Y, en base a esa representación, Guacolda ejerció sus

---

<sup>32</sup> Como se ha señalado por la doctrina, la confianza legítima se arguye precisamente, “*en los casos en que es la propia Administración [o en este caso, los ex CDEC, en ejercicio de potestades públicas de control] quien induce un comportamiento determinado, mediante un acto administrativo lícito y emitido por ésta para un particular, y después pretende sancionarlo por ser ilícito. Aquí puede invocarse el principio de buena fe o protección de la confianza que el particular tenía en la actuación de la Administración para no sancionarlo*”. Al respecto: Informe en Derecho del Centro de Regulación y Competencia (“RegCom”) de la Universidad de Chile, titulado “Incumplimiento y Modificación de Medidas de Mitigación establecidas por el TDLC”, 2014, p. 83.

<sup>33</sup> Cambio de entidad que, como se explicó en el párrafo 25, no corresponde a un mero cambio de denominación del órgano competente, sino a una modificación sustantiva de la institucionalidad reguladora, donde se creó una estructura orgánica, funcional y con incentivos propios y distintos a los que operaban en los antiguos CDEC, con una mayor independencia respecto de los coordinados. En base a tal cambio de institucionalidad, era previsible una etapa de transición de criterios, con mayor rigurosidad en los ejercicios de control o revisión y con la adopción de mejores prácticas de auditoría.

derechos, solicitando al H. Panel de Expertos fijar los valores correctos a declarar, lo que esta instancia zanjó con el Dictamen N° 8-2019, ya mencionado. Así, el escenario se consolida con la emisión de ese dictamen y con la aplicación de lo instruido por el Coordinador.

35. También es relevante considerar que Guacolda mantuvo el mismo criterio de declaración de costos por descarga en muelle por más de cinco años, período en el que se aprecian cambios relevantes en la operación de los sistemas eléctricos, en los costos marginales y en el balance de la oferta y la demanda e, incluso, respecto de sus contratos con clientes libres.
36. Por lo tanto, debido a: (i) la existencia de un ente regulador dotado de procedimientos efectivos para la revisión, auditoría y corrección de las declaraciones de costos de los coordinados, (ii) que el actuar de Guacolda había sido verificado y no objetado por el CDEC-SIC en el año 2016, (iii) que en la instancia de discrepancias por parte de Guacolda con respecto a la nueva verificación del Coordinador ante el H. Panel de Expertos, el mecanismo operó en conformidad a lo establecido en la ley, (iv) que antes de dicho dictamen, Guacolda obraba amparado en los criterios aplicados por la entidad competente, que respaldaba su actuación, y, finalmente, (v) que no se observa un cambio en el comportamiento de Guacolda durante los cinco años previos a la decisión del Coordinador, ni que Guacolda haya perseverado después en su declaración de costos incorrecta; es que se considera innecesario dar inicio a una investigación respecto de los hechos contenidos en la denuncia del Coordinador Eléctrico Nacional.
37. Sin embargo, en este caso específico y en base a las consideraciones ya señaladas, la falta de indicios de un posible ilícito anticompetitivo no excluye que la misma conducta pueda ser cuestionada en cuanto a su adecuación a las normas sectoriales que establecen obligaciones respecto de las declaraciones que deben realizar las empresas eléctricas.
38. En efecto, se recomienda remitir los antecedentes del caso, para su análisis, a la autoridad fiscalizadora sectorial –Superintendencia de Electricidad y Combustibles o “SEC”- considerando el hecho que Guacolda estimó, como precio representativo del mercado, un valor obtenido en base a la indexación al tiempo presente de un contrato

del año 1996 –entre el puerto de Guacolda y la Empresa Minera del Pacífico- para declarar su costo combustible de descarga en muelle, siendo dudosa su vigencia como parámetro de referencia de costos atendida la evolución constante del mercado eléctrico y el de puertos. Cabe a este respecto señalar que, aún en la lógica del voto de minoría del H. Panel de Expertos en el Dictamen N° 8-2019 -que coincidió con Guacolda en la necesidad de estimar o proyectar un precio de mercado, atendidas las circunstancias particulares de esa central, integrada verticalmente con el puerto que la abastecía de carbón- éste llegó a estimar un valor promedio de 3,28 USD/t. Estos valores<sup>34</sup>, incluyendo el máximo que cabía estimar según el H. Panel de Expertos, se alejan, en una importante medida, del valor declarado por Guacolda a lo largo de los años (7,71 USD/t).

39. En relación a este punto, se estima que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, atendidas sus facultades fiscalizadoras y sancionatorias, específicas y técnicas en relación a la normativa eléctrica<sup>35</sup>, es la entidad mejor habilitada para evaluar tal punto.

## **V. CONCLUSIONES**

40. De lo señalado precedentemente, esta División considera que no se requieren diligencias adicionales, recomendando el archivo de este expediente, pues no se han identificado indicios, en este caso específico y en base a las consideraciones ya señaladas, respecto de posibles conductas contrarias a la libre competencia en los términos del artículo 3 del D.L. 211.
41. No obstante, se recomienda remitir los antecedentes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para que, en el ejercicio de sus facultades, evalúe si procediere la calificación de estos hechos como infracciones a la regulación sectorial.

---

<sup>34</sup> Los que, según el indicado Dictamen N° 8-2019, se obtienen considerando diferentes escenarios de costos variables directos, valor de inversión del puerto, tasas de descuento, vida útil del puerto y niveles de descarga anuales de la misma instalación.

<sup>35</sup> Pudiendo sancionar casos de entrega de información falsa u omisiones de entrega de información que afecten el normal funcionamiento del mercado o procesos de regulación de precios; o bien, conductas que conlleven alteración de los precios o de las cantidades suministradas, en perjuicio de los usuarios. Tales facultades se desprenden del artículo 15 de la Ley N° 18.410, orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

42. Todo lo señalado es sin perjuicio del derecho del denunciante de interponer las acciones que considere procedentes ante el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, o en otra sede, si así lo estima pertinente, así como de las facultades de esta Fiscalía de seguir velando por la libre competencia en este mercado y de la posibilidad de analizar la apertura de una investigación, en caso de contar con nuevos antecedentes que así lo ameriten.

Saluda atentamente a usted,

**GASTÓN PALMUCCI**  
**JEFE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS**

SLS