

---

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA**  
**LIBRE COMPETENCIA**

---

**INFORME N° 33/2024**

Santiago, veintisiete de noviembre de dos mil veinticuatro

- PROCEDIMIENTO** : No Contencioso.
- ROL** : NC N° 525-23
- SOLICITANTE** : Ministerio de Energía
- OBJETO** : Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- APORTANTES DE ANTECEDENTES** :
1. Empresas Eléctricas A.G.
  2. Asociación Gremial de los Industriales del Pan de Santiago.
  3. Convergencia Nacional de Pymes A.G.
  4. Asociación Chilena de Telecomunicaciones – Chile Telcos A.G.
  5. Multigremial Nacional de Emprendedores
  6. SMU S.A., Rendic Hermanos S.A., Super 10 S.A., Alvi Supermercados Mayoristas S.A.
  7. Asociación Gremial de Generadoras De Chile A.G.
  8. EDF en Chile Holding SpA
  9. Copec S.A.
  10. Fiscalía Nacional Económica
  11. Asociación Chilena de Energía Solar A.G.
  12. Telefónica Chile S.A.
  13. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
  14. Asociación Chilena de Comercializadores de Energía A.G.
  15. Walmart Chile S.A., Abarrotes Económicos Limitadas, Administradora de Supermercados Express Limitada, Administradora de Supermercados Hiper Limitada, Walmart Chile Mayorista Limitada.
  16. GM Holdings S.A.
  17. Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G.
  18. Engie Energía Chile S.A.
  19. Colbún S.A.
  20. Asociación de Transmisoras de Chile A.G.
  21. Aguas Andinas S.A.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

- 22. Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile, Asociación de Consumidores
- 23. Comisión Nacional de Energía
- 24. Sociedad de Fomento Fabril F.G.

**CONTENIDO**

<b>I. ANTECEDENTES .....</b>	<b>3</b>
A. INTERVINIENTES .....	3
B. OBJETO DE LA SOLICITUD.....	3
C. RESOLUCIÓN QUE DA INICIO AL PROCEDIMIENTO .....	5
D. ANTECEDENTES Y ARGUMENTOS PRESENTADOS POR LOS APORTANTES DE ANTECEDENTES .....	5
<b>II. CONSIDERACIONES.....</b>	<b>9</b>
A. SOLICITUD .....	9
B. POTESTAD INFORMATIVA Y ESTÁNDAR DE ANÁLISIS .....	9
C. INDUSTRIA.....	15
D. ANÁLISIS DE COMPETENCIA .....	29
<b>III. CONCLUSIONES.....</b>	<b>47</b>

**REPÚBLICA DE CHILE  
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**I. ANTECEDENTES**

**A. INTERVINIENTES**

**A.1. Solicitante**

1. Ministerio de Energía (“Solicitante”).

**A.2. Entidades que han aportado antecedentes y formulado observaciones respecto de la solicitud de informe**

2. De conformidad al artículo 31 N° 1 del Decreto Ley N° 211 (“D.L. N° 211”), y dentro del plazo establecido en la resolución de inicio del procedimiento de folio 7, ampliado por resolución de folio 32, aportaron antecedentes y expresaron su opinión, en relación con la solicitud de informe de autos (“Solicitud”), las siguientes entidades: Empresas Eléctricas A.G. (“EEAG”); Asociación Gremial de los Industriales del Pan de Santiago (“Indupan”); Convergencia Nacional de Pymes A.G. (“Convergencia”); Asociación Chilena de Telecomunicaciones – Chile Telcos A.G. (“Chile Telcos”); Multigremial Nacional de Emprendedores (“Multigremial Nacional”); SMU S.A., Rendic Hermanos S.A., Super 10 S.A., Alvi Supermercados Mayoristas S.A. (“SMU y otros”); Asociación Gremial de Generadoras De Chile A.G. (“Generadoras de Chile”); EDF en Chile Holding SpA (“EDF”); Copec S.A. (“Copec”); Fiscalía Nacional Económica (“FNE” o “Fiscalía”); Asociación Chilena de Energía Solar A.G. (“Acesol”); Telefónica Chile S.A. (“Telefónica”); Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“Coordinador”); Asociación Chilena de Comercializadores de Energía A.G. (“ACEN”); Walmart Chile S.A., Abarrotes Económicos Limitadas, Administradora de Supermercados Express Limitada, Administradora de Supermercados Hiper Limitada, Walmart Chile Mayorista Limitada (“Walmart y otros”); GM Holdings S.A. (“GMH”); Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. (“ACERA”); Engie Energía Chile S.A. (“Engie”); Colbún S.A. (“Colbún”); Asociación de Transmisoras de Chile A.G. (“Transmisoras de Chile”); Aguas Andinas S.A. (“Aguas Andinas”); Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile, Asociación de Consumidores (“Conadecus”); Comisión Nacional de Energía (“CNE”) y Sociedad de Fomento Fabril F.G. (“Sofofa”).

**B. OBJETO DE LA SOLICITUD**

3. A folio 5, el Ministerio de Energía solicita evacuar un informe que se pronuncie sobre la solicitud de rebajar el límite de potencia para que usuarios finales puedan optar a un régimen de tarifa regulada o de precio libre, desde

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

los actuales 500 kilowatts a 300 kilowatts, de conformidad al artículo 147 letra d) del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”).

4. Señala que a partir del artículo 147 de la LGSE es posible identificar dos categorías de clientes finales de energía: el cliente regulado, que cuenta con una potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, y cuya relación jurídica y comercial con las empresas distribuidoras se encuentra determinada por la normativa sectorial; y el cliente libre, cuya potencia instalada es superior a 5.000 kilowatts y que no está sujeto a regulación de precios, debiendo negociar los precios de energía directamente con empresas generadoras.

5. Junto con ello, explica que la norma permite identificar una tercera categoría correspondiente a los clientes elegibles, que son aquellos cuya potencia conectada se encuentra entre 500 y 5.000 kilowatts y que pueden optar por un régimen tarifario libre o regulado. Señala que su derecho de opción permite que clientes con un uso intensivo de energía puedan evaluar qué régimen les resulta más favorable, atendido las medidas de protección y resguardo que permiten obtener los precios resultantes de licitaciones, en el caso de los clientes regulados; o la posibilidad de acceder a condiciones más favorables por parte de generadores, en caso de los clientes libres.

6. En lo relativo a la Solicitud, explica que el artículo 147 letra d) de la LGSE contempla la facultad del Ministerio de Energía de rebajar el umbral de 500 kilowatts de potencia conectada para clientes elegibles, previo informe de este Tribunal. Detalla que el 29 de noviembre de 2023, Convergencia remitió al Ministerio de Energía una carta solicitando la rebaja del límite de potencia conectada para optar a la categoría de cliente libre de 500 a 300 kilowatts, solicitud que también fue comunicada por el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo mediante un oficio de 28 de septiembre de 2023. En ambos casos, exponen que la medida habilitaría a empresas de mayor consumo, que no alcanzan el nivel de potencia conectada actualmente exigido por la LGSE, a tener derecho a optar por el régimen de clientes libres, lo que les permitiría acceder a tarifas más convenientes.

7. Por último, el Ministerio de Energía hace presente que debe velar por el buen funcionamiento y desarrollo de la industria, de modo que respecto de los clientes regulados debe precaver que el alcance de una modificación del umbral definido en el artículo 147 literal d) de la LGSE, no impacte en las obligaciones de pago de los mecanismos de estabilización incorporados por las Leyes N° 21.185 y N° 21.472.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**C. RESOLUCIÓN QUE DA INICIO AL PROCEDIMIENTO**

8. A folio 7, el 14 de diciembre de 2023, se dio inicio al procedimiento contemplado en el artículo 31 de D.L. N° 211, con objeto de evacuar un informe que se pronunciara sobre la procedencia de rebajar el límite de potencia conectada para optar al régimen de precio libre dispuesto en el literal d) del artículo 147 de la LGSE, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 18 N° 7 del D.L. N° 211. En la resolución se ordenó oficiar a la FNE, al Coordinador, a la CNE, a Convergencia, a Generadoras de Chile, a EEAG, a Transmisoras de Chile, Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados ACENOR A.G., y a Sofofa.

**D. ANTECEDENTES Y ARGUMENTOS PRESENTADOS POR LOS APORTANTES DE ANTECEDENTES**

**D.1. EEAG**

9. A folio 50, el 1 de noviembre de 2023, aportó antecedentes EEAG señalando, someramente, que advierte diversos efectos vinculados a la Solicitud que deben tenerse en consideración por el Ministerio de Energía en caso de que este Tribunal informe favorablemente los cambios propuestos, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.2. Indupan**

10. A folio 58, el 19 de febrero de 2024, aportó antecedentes Indupan indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.3. Convergencia**

11. A folio 72, el 22 de febrero de 2024, aportó antecedentes Convergencia indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.4. Chile Telcos**

12. A folio 76, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes Chile Telcos indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.5. Multigremial Nacional**

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

13. A folio 78, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes Multigremial indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.6. SMU y otros**

14. A folio 87, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes SMU y otros indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.7. Generadoras de Chile**

15. A folio 88, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes Generadoras de Chile señalando, someramente, que advierte diversos efectos vinculados a la Solicitud que deben tenerse en consideración por el Ministerio de Energía en caso de que este Tribunal informe favorablemente los cambios propuestos, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.8. EDF**

16. A folio 91, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes EDF solicitando, someramente, informar de manera desfavorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.9. Copec**

17. A folio 92, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes Copec indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.10. Fiscalía Nacional Económica**

18. A folio 94, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes la Fiscalía Nacional Económica señalando, someramente, que advierte diversos riesgos vinculados a la Solicitud que deben tenerse en consideración en caso de que este Tribunal informe favorablemente los cambios propuestos, así como medidas que podrían mitigar los riesgos identificados, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.11. Acesol**

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

19. A folio 95, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes Acesol, haciendo presente, someramente, diversos riesgos y problemas vinculados a la Solicitud a tener en consideración al momento de emitir el presente informe, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.12. Telefónica**

20. A folio 101, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes Telefónica indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.13. Coordinador**

21. A folio 111, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes el Coordinador indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.14. ACEN**

22. A folio 117, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes ACEN indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.15. Walmart y otros**

23. A folio 122, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes Walmart indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.16. GM Holdings**

24. A folio 123, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes GM Holdings indicando, someramente, su postura desfavorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.17. Acera**

25. A folio 124, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes Acera indicando, someramente, su postura desfavorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.18. Engie**

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

26. A folio 126, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes Engie indicando, someramente, su postura desfavorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.19. Colbún**

27. A folio 127, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes Colbún indicando, someramente, que advierte diversos problemas regulatorios vinculados a la Solicitud que deben tenerse en consideración por el Ministerio de Energía en caso de que este Tribunal informe favorablemente los cambios propuestos, así como medidas para abordar los problemas identificados, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.20. Transmisoras**

28. A folio 129, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes Transmisoras indicando, someramente, que advierte diversos problemas regulatorios vinculados a la Solicitud que deben tenerse en consideración por el Ministerio de Energía en caso de que este Tribunal informe favorablemente los cambios propuestos, así como medidas para abordar los problemas identificados, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.21. Aguas Andinas**

29. A folio 131, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes Aguas Andinas indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, según los fundamentos indicados en su escrito.

**D.22. Conadecus**

30. A folio 135, el 25 de febrero de 2024, aportó antecedentes Conadecus indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, así como medidas para promover la competencia en su implementación como, por ejemplo, reducir y simplificar el rol de las autoridades sectoriales, la rebajar el umbral de clientes elegibles a 0 kW, facultar a asociaciones de consumidores para agrupar a usuarios para la compra de energía y recomendar al ejecutivo modificar la regulación actual respecto al periodo de permanencia en cada régimen de precios, según los fundamentos indicados en su escrito. Junto con ello identifican otros problemas sistémicos de diseño regulatorio vinculados al alto costo de la generación de energía, al rol que cumplen las ERNC y a la política de descarbonización.



**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**D.23. CNE**

31. A folio 139, el 24 de febrero de 2024, aportó antecedentes la CNE haciendo presente, someramente, diversos riesgos y problemas vinculados a la Solicitud a tener en consideración al momento de emitir el presente informe, según los fundamentos señalados en su escrito.

**D.24. Sofofa**

A folio 140, el 23 de febrero de 2024, aportó antecedentes la Sofofa indicando, someramente, su postura favorable a la Solicitud del Ministerio de Energía, así como medidas para promover la competencia en su implementación, según los fundamentos indicados en su escrito.

**II. CONSIDERACIONES**

**A. SOLICITUD**

1. A folio 5, el Ministerio de Energía solicitó al Tribunal evacuar un informe que se pronuncie sobre la rebaja del límite de potencia para que consumidores finales de energía eléctrica puedan optar a un régimen de precio libre, de conformidad al artículo 147 letra d) de la LGSE (“Solicitud”), y considerando lo dispuesto en el artículo 18 N° 7 del D.L. N° 211 y lo establecido en el artículo 18 N° 3 del D.L. N° 211. La Solicitud recae sobre la propuesta del Ministerio de rebajar el mencionado límite desde 500 kilowatts (kW) a 300 kW. Con posterioridad, a folio 227, el Ministerio de Energía solicitó tener presente la corrección de su escrito de folio 5, eliminando la referencia a la potestad del artículo 18 N° 3.

2. A folio 7, este Tribunal ordenó el inicio del procedimiento contemplado en el artículo 31 del D.L. N° 211, en los términos dispuestos en la Solicitud, pero únicamente de conformidad a la potestad informativa que consta en el artículo 18 N° 7 del D.L. N° 211.

**B. POTESTAD INFORMATIVA Y ESTÁNDAR DE ANÁLISIS**

**B.1. Potestad informativa**

3. El artículo 18 N° 7 de D.L. N° 211 establece la denominada potestad informativa, a partir de la cual este Tribunal debe emitir una decisión que reviste la naturaleza de un informe que ha sido especialmente encomendado por el legislador. En dicho sentido, la literatura que ha caracterizado esta potestad indica: *“un número significativo de legislaciones que rigen las denominadas*

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

*industrias reguladas (...) contemplan disposiciones que confieren potestades no contenciosas al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, con la finalidad de que emita declaraciones o informes acerca de la estructura y forma de funcionamiento de determinados mercados relevantes” (Valdés, D. Libre Competencia y Monopolio. Ed. Jurídica. 2006, p. 596).*

4. Cabe señalar que dicho informe tiene un alcance acotado, de acuerdo con el mandato que el legislador otorga al Tribunal en su calidad de órgano técnico especializado. En dicho sentido, la Comisión Resolutiva, antecesora de este Tribunal, sostuvo respecto a la potestad informativa que *“el informe en cuestión debe ser evacuado por esta Comisión en cumplimiento de un encargo privativo y específico del legislador, de carácter administrativo y técnico, en conformidad con las disposiciones legales particulares referidas a una determinada actividad económica” (Resolución N° 537, de 27 de enero de 1999).* Lo anterior ha sido también sostenido por el Excmo. Tribunal Constitucional al señalar que *“la naturaleza que reviste la potestad informativa del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia es de carácter administrativo, en atención a que cuando la magistratura antimonopólica informa de conformidad al cometido que le confiere la legislación especial no dirime propiamente un conflicto de relevancia jurídica” (Sentencia Tribunal Constitucional, de 10 de septiembre de 2010, causa Rol 1448-09-INA c. 21°).* En el mismo sentido, se ha sostenido que el Tribunal *“deberá ajustarse a informar aquello que le es ha solicitado por la norma que le otorga la potestad informativa” (Valdés, D. Op. Cit., p. 599).*

5. En efecto, este Tribunal advierte que el alcance de la intervención de este Tribunal en relación con la potestad informativa ha sido determinado por el legislador, por ejemplo: **(a)** en la revisión de posibles hechos, actos o convenciones que impidan, restrinjan o entorpezcan la libre competencia en los derechos de aprovechamientos de aguas, a propósito de lo dispuesto en el artículo 129 bis 9 del Código de Aguas; **(b)** en la calificación de las condiciones de competencia para la regulación tarifaria de ciertos servicios públicos telefónicos, conforme a lo dispuesto en el artículo 29 de la Ley N° 18.168 General de Telecomunicaciones; **(c)** en la determinación de los términos en que debe entregarse una concesión portuaria respecto de un determinado frente de atraque y de los términos de la licitación mediante la cual debe asignarse tal concesión, según dispone los artículos 14 y 23 de la Ley N° 19.542 que Moderniza el Sector Portuario Estatal; y **(d)** en la revisión de posibles hechos, actos o convenciones que impidan, restrinjan o entorpezcan la libre competencia en las bases de licitación de los sistemas colectivos de gestión, según disponen los artículos 24 y 26 de la Ley N° 20.920, que establece el Marco para la Gestión de Residuos, la Responsabilidad Extendida del Productos y el Fomento al Reciclaje.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

6. En relación con este último caso identificado en el párrafo anterior, el Tribunal aclaró que, atendido el tenor del mandato del legislador, el informe que le corresponde emitir no apunta a la determinación de las reglas óptimas desde una perspectiva de eficiencia, sino solo a evitar que se concreten riesgos anticompetitivos (Informe N° 31/2023, § 5; Resolución N° 79/2023 § 120).

7. Por otro lado, cabe señalar que la emisión de los informes encomendados al Tribunal en virtud de disposiciones legales especiales se efectúa conforme al procedimiento previsto en el artículo 31 del D.L. N° 211. Tales informes son vinculantes para las autoridades que los solicitan, y producen los efectos a que se refiere el artículo 32 del mismo cuerpo legal (Informe N° 14/2019, § 49; Informe N° 8/2012 p. 24).

**B.2. Potestad de informar específicamente en el artículo 147 d) de la LGSE**

8. Por su parte, el artículo 147 de la LGSE, luego de definir los umbrales que dan lugar a los regímenes de cliente regulado y libre, dispone en el literal d) que el suministro a usuarios finales podrá ser contratado a precios libres:

*“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.*

*El Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia”.*

9. Este Tribunal advierte una diferencia en la técnica legislativa respecto a los ejemplos señalados *supra*. En efecto, a partir de una interpretación literal de la disposición, en este caso no es posible advertir cuál fue el alcance que el legislador otorgó a la potestad de informativa. No siendo claro el sentido de la legislación, corresponde analizar su intención o espíritu, sea se encuentren manifestados en la legislación vigente o en la historia fidedigna de la LGSE, de acuerdo con las reglas de la hermenéutica consagradas en los artículos 19 y siguientes del Código Civil.

10. En cuanto a la interpretación lógica de la LGSE, en relación con la propia norma y con otras que se encuentren vigentes, cabe señalar que la propia LGSE dispone en su artículo 147 numeral 4 que este Tribunal puede calificar que ciertos servicios no consistentes en suministro de energía sean *“expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un*

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

*régimen de libertad tarifaria*”. A contrario de lo que se define en el literal d) de la misma disposición, en este caso el legislador otorga un mandato específico y determinado.

11. Por su parte, desde una perspectiva sistemática, cabe señalar que el D.L. N° 211 consagra en su artículo 1° que dicha ley tiene por objeto promover y defender la libre competencia en los mercados. Adicionalmente, el artículo 2 de la misma norma establece que corresponde a este Tribunal, en la esfera de sus atribuciones, *“dar aplicación a la presente ley para el resguardo de la libre competencia en los mercados”*.

12. En cuanto a la historia fidedigna de la Ley N° 19.940 de 13 de marzo de 2004, se da cuenta que ésta introdujo un literal d) al artículo 90 de la LGSE de esa época, cuyo texto tiene el mismo tenor que el actual literal d) del 147 de la actual LGSE. La Fiscalía indica que en dicha oportunidad se justificó la incorporación de la norma *“en que, la ampliación del segmento no regulado del mercado es una medida que contribuye al mejoramiento del sistema eléctrico nacional, sin ahondar mayormente en cómo se daba dicha contribución”* (FNE, folio 94, p. 5, nota al pie N° 13).

13. Respecto a cuál debe ser el objeto de análisis del informe de autos, este Tribunal advierte básicamente dos grupos de argumentos que han expuesto las intervinientes. Mientras un primer grupo sostiene que el análisis del Tribunal debe enfocarse en la promoción y resguardo de la libre competencia en los mercados que pudieran verse afectados, realizando un análisis prospectivo y preventivo (Acera, folio 124, p. 9; Multigremial, folio 78, p.15 y SMU, folio 87, p. 8), concluyendo si las condiciones existentes en el mercado permiten acceder a la solicitud (v.gr., Engie, folio 126, p. 5; GMH, folio 123, p.19; Copec, folio 92, p. 4; Walmart, folio 132, p. 13 y ACEN, folio 117, p.14). En esta misma línea, diversos aportantes precisan que la definición que el legislador ha realizado del umbral para calificar como cliente libre a lo largo de las diversas modificaciones de la LGSE, dependería del funcionamiento del mercado para los clientes más pequeños, vinculado a su capacidad de negociación frente a las empresas generadoras (v.gr., Copec, folio 92, p. 4; Acesol, folio 95, p. 8; ACEN, folio 117, p. 13 y Walmart, folio 132, p. 9).

14. Por otro lado, un segundo grupo indica que el análisis de este Tribunal debe ponderar otros aspectos junto con la libre competencia, como los objetivos de la normativa sectorial y de política pública propio de los mercados concernidos (Acesol, folio 95, p. 9; y EDF, folio 91, pp. 15 y ss.), y cuestiones vinculadas al contexto regulatorio, ya sea por la deficiencia en la calificación de instalaciones de transmisión (Transmisoras, folio 129, p. 4) o por problemas vinculados a la integración vertical entre distribución y generación (Colbún, folio 127, pp. 25 y ss.).

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

15. A la luz de los antecedentes descritos, este Tribunal considera que el mandato que el legislador otorgó para emitir un informe en el contexto del artículo 147 letra d) de la LGSE debe circunscribirse a determinar si la Solicitud puede generar riesgos sustanciales a competencia, resolviendo la solicitud de manera pura y simple a través de un informe favorable o desfavorable. Esta definición es compatible con una interpretación lógica y sistemática de dicha disposición, atendida la función de promoción y resguardo de la libre competencia que corresponde a este Tribunal en tanto órgano técnico y especializado. Lo anterior implica comparar el escenario esperado sin la modificación, con aquel contrafactual en que se accede a la Solicitud del Ministerio de Energía.

16. Por consiguiente, aquellas cuestiones alegadas por las intervinientes se evaluarán en su mérito, siempre que guarden relación con el estándar definido. Ello no obsta reconocer que podrían existir intereses legítimos, distintos a la protección y promoción de la libre competencia, que deban ser evaluados, cuantificados y ponderados por parte del Ministerio de Energía para efectos de la adopción de la decisión administrativa en relación con la rebaja del umbral propuesta en la Solicitud.

17. Respecto a la adopción de la decisión administrativa, el Ministerio de Energía ha indicado que el informe de autos *“es la condición habilitante para la dictación de la decisión administrativa”* y que *“el Ministerio sometió a análisis del respectivo órgano jurisdiccional, ex ante, los indicadores de competencia y circunstancias que rodean o impactan en el o los mercados relevantes en la provisión de suministro de energía eléctrica, a fin de describir el funcionamiento del respectivo mercado en que impactará la medida”* (folio 227, pp.11 y 15).

18. En la misma línea, la Solicitante señaló en la audiencia pública que: **(a)** el Ministerio aún no ha emitido una decisión administrativa, **(b)** el Tribunal *“debe emitir un pronunciamiento y en base a ese pronunciamiento el Ministerio podrá motivar su acto administrativo”*, **(c)** el Tribunal debe emitir *“una opinión técnica previa a la toma de decisión o al proceso deliberativo por parte de la autoridad política a efectos de que se pueda servir como insumo para el proceso deliberativo”* y **(d)** *“tanto el Ministerio como autoridad política, como el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia como un órgano especializado en materias de libre competencia, cumplen en conjunto a efectos del proceso de creación de política pública en materia regulatoria”* (audiencia pública de 17 de julio de 2024, minuto 42:00).

19. Respecto a lo anterior, el Tribunal considera que la Solicitante describe correctamente que el informe del Tribunal es una condición habilitante para poder dictar el acto administrativo con el que formaliza la decisión de política pública. Sin perjuicio de lo anterior, este Tribunal considera que ello no puede ser asimilado a que el informe del Tribunal sea un insumo adicional para el

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

proceso deliberativo del Ministerio de Energía, el que ocurrirá en forma posterior a la tramitación y resolución del presente procedimiento no contencioso.

20. Por el contrario, este Tribunal considera que el proceso de formulación de política pública, en el cual el Ministerio debe sopesar una serie de beneficios, costos, efectos sistémicos y personas que pueden ser afectadas positiva o negativamente, debe desarrollarse primordialmente antes de la solicitud de informe contenida en el artículo 147 letra d) de la LGSE. Por un lado, ello permitiría a la Solicitante presentar al Tribunal antecedentes detallados recabados durante su estudio interno de la propuesta. Y, por otro, evitaría los costos asociados a la tramitación de un proceso largo y costoso, sin una decisión preliminar sobre la conveniencia de avanzar en la política pública en cuestión, lo que puede dar lugar a escenarios que tornen inútil el procedimiento, afectando recursos y tiempo de quienes han manifestado interés en la materia a informar.

21. En una línea similar, debemos destacar la falta de coordinación entre el Ministerio y la Comisión Nacional de Energía, sobre quienes pesa el deber de cumplir sus cometidos coordinadamente, como dos partes relevantes de la política regulatoria del sector eléctrico, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 5 inciso segundo de la Ley N° 18.575 Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado y en el artículo 2 del Decreto Ley N° 2224 que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía. De los aportes de antecedentes de autos y de lo comunicado por los representantes del Ministerio en la audiencia pública, este Tribunal ha entendido que no ha existido tal coordinación, lo que afecta la eficiencia del procedimiento en esta sede y la calidad de la información aportada por ambas intervinientes que representan al poder ejecutivo.

22. En virtud de lo expuesto, sin perjuicio del derecho que tiene el Ministerio de solicitar un informe conforme al artículo 147 letra d) de la LGSE, se recomienda al Ministerio que, en caso de solicitar nuevamente informes de este tipo en el futuro, lo haga en una etapa tardía del proceso de formulación de política pública y con una decisión preliminar de adoptar el cambio relativo a la respectiva solicitud, condicional al análisis en términos de libre competencia que le compete a este Tribunal.

23. Luego de analizada la potestad informativa de este Tribunal y el alcance del presente informe, corresponde estudiar si la Solicitud puede generar riesgos sustanciales a la competencia. A continuación, la sección C describe las principales características económicas y regulatorias del sector eléctrico. Luego, la sección D analiza los posibles riesgos a la competencia en base a los antecedentes aportados al expediente.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**C. INDUSTRIA**

24. A partir del año 2017, el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN") integra los sistemas Interconectado Central e Interconectado del Norte Grande, abarcando una longitud de 3.100 km desde Arica hasta la Isla de Chiloé. Según información de la CNE, a octubre de 2024, el SEN representaba un 99% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional (disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>. Fecha de consulta: 8 de noviembre 2024). La coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del SEN es realizada por el Coordinador, según dispone el artículo 72-1 de la LGSE; y la fiscalización del cumplimiento de las diversas disposiciones legales que aplican al SEN corresponde a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), según dispone el artículo 2° de la Ley N° 18.410 que crea la SEC. La industria eléctrica, y el SEN en este caso particular, está compuesta por los segmentos de generación, transmisión y distribución.

25. Con objeto de identificar aquellas actividades que podrían verse afectadas por la Solicitud, en lo sucesivo se describen los tres segmentos que componen la industria eléctrica.

**C.1. Segmentos de la cadena de valor**

**C.1.1. Generación**

26. La generación consiste en la producción de energía eléctrica a partir de distintas tecnologías, tales como hidráulica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras. Según la información publicada por el Coordinador a diciembre 2023, la distribución de la capacidad instalada por tecnología era la siguiente: 37,4% termoeléctrica; 26,7% solar; 21,9% hidroeléctrica y 13,7% eólica (disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/04/Informe-Monitoreo-2023.pdf>. Fecha de consulta: 25 de noviembre de 2024).

Debido a la ausencia de barreras de entrada significativas, este segmento corresponde a un sector no regulado en cuanto a tarifas y condiciones de contratación. Los interesados pueden escoger la ubicación de sus proyectos, y la tecnología a utilizar. En consecuencia, los artículos 7° y 8° de la LGSE excluyen a la generación de la definición de servicio público eléctrico.

Los generadores pueden comercializar su energía principalmente a través de tres vías: **(a)** mediante la suscripción de contratos de suministro de largo plazo con distribuidoras concesionarias que proveen energía eléctrica a clientes regulados, contratos que se asignan a través de un sistema de licitaciones públicas coordinado por la CNE; **(b)** mediante negociaciones directas con otras

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

generadoras o clientes libres, cuya potencia conectada es superior a 5.000 kW, o cuya potencia conectada es superior a 500 kW y han optado por abastecerse en un régimen libre; o (c) en el *mercado spot* a costo marginal horario, a través del Coordinador. En este caso, las generadoras excedentarias, cuyas inyecciones de energía exceden los retiros que efectúan sus clientes, reciben un pago por parte de aquellas generadoras deficitarias. De esta manera, se puede identificar un mercado de corto plazo o *spot* y otro de largo plazo o de contratos, interrelacionados entre sí.

El artículo 131 de la LGSE establece que la venta de energía a distribuidoras, de la cual se derivan los contratos de suministro de clientes regulados, se realiza a través de licitaciones públicas que agrupan la demanda de todas las distribuidoras en un período determinado. Estas licitaciones son diseñadas, coordinadas y dirigidas por la CNE y se realizan de acuerdo con pronósticos de demanda elaborados por ella. Sin embargo, luego de adjudicadas las licitaciones, las distribuidoras pagan únicamente por la energía efectivamente consumida por sus clientes y no por la energía adjudicada en la licitación.

27. Durante cada momento del día, sólo un subconjunto de la capacidad instalada en el SEN genera electricidad y la inyecta en el sistema. Para dar cumplimiento a sus contratos con distribuidoras o clientes libres, el abastecimiento no se lleva necesariamente a cabo con energía generada desde sus propias centrales, sino que con energía generada por las centrales del SEN que estén operando de acuerdo con las instrucciones del Coordinador. En cuanto a la oferta de generación, el Coordinador define cuándo y cuánta energía es generada e inyectada al sistema por cada central, según la demanda del sistema en cada momento del día y los costos marginales de cada central. De esta manera, las generadoras cumplen con sus obligaciones asumiendo los riesgos del mercado *spot*. Para mitigar este riesgo, normalmente las generadoras buscan cubrir sus contratos de venta con generación propia o con contratos de largo plazo con otras generadoras (ACEN, folio 117, p.10). Las modificaciones al sistema de licitaciones introducidas mediante la Ley N° 20.805, que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios, que extiende en cinco años el inicio de suministro por parte de los adjudicatarios, ha facilitado la incorporación de nuevos proyectos, los que, mediante los contratos de largo plazo, generalmente de quince o veinte años, han permitido viabilizar el financiamiento de la inversión en nuevas unidades de generación en el mercado y la entrada de nuevos actores.

28. Para el período 2015-2023, sólo un 38% de la energía licitada fue adjudicada a las cinco generadoras de mayor tamaño, a saber: Enel Generación Chile S.A., AES Andes S.A., Colbún S.A. y Engie Energía Chile S.A. (CNE, folio 139, p.7). En esta misma línea, las modificaciones a las que alude el párrafo



**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

precedente han permitido una rápida incorporación de las tecnologías renovables en la última década, que han favorecido la diversificación y descarbonización de la matriz de generación (Informe “Asesoría especializada sobre mercado de distribución eléctrica y umbral de cliente no sometidos a fijación de precios de suministro de energía eléctrica, para la Subsecretaría de Energía”, elaborado por el Centro de Transición Energética de la Universidad Adolfo Ibáñez, [“Informe CENTRA”] a folio 242, p. 9).

29. Según cifras acompañadas en autos, a diciembre de 2023, la capacidad instalada de ERNC representó un 45% de la capacidad instalada del SEN (Acesol, folio 95, p. 13). Asimismo, el Coordinador, en su Informe Anual de Monitoreo de la Competencia del año 2023, destaca que, en los últimos años, el aumento de capacidad del SEN se debe primordialmente a una mayor capacidad solar y eólica.

30. En cuanto a la participación por conglomerado empresarial, la capacidad instalada del SEN para el año 2023, fue la siguiente:

**TABLA N° 1**  
**Participaciones de mercado por capacidad instalada para el 2023 según conglomerado**

<b>Conglomerado</b>	<b>Participación</b>
Enel	25,2%
AES Corporation	11%
Grupo Matte	10,9%
Engie	7,5%
Mainstream Renewable Power	3,3%
EDF	3,1%
Otros	39%

Fuente: Informe Monitoreo de la Competencia 2023, p. 11. Disponible en:

<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/04/Informe-Monitoreo-2023.pdf>.

Fecha de consulta: 25 de noviembre de 2024.

**C.1.1.1. Autogeneración distribuida o *netbilling***

31. El artículo 149 bis de la LGSE faculta a los clientes regulados que dispongan de equipamientos de generación de ERNC para su propio consumo, inyectar la energía que generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes. Diversos aportantes se han referido a este sistema de generación como autogeneración distribuida (*v.gr.*, Acera, folio 124, p. 13 y Acesol, folio 95, p. 2). Adicionalmente, la misma normativa limita la capacidad instalada máxima por inmueble de un cliente, fijándose en un máximo de 300 kW.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

32. Las inyecciones de energía que realizan estos actores son valorizadas al precio que las distribuidoras traspasan a sus clientes regulados, descontándose de la facturación correspondiente. Este régimen de facturación se conoce como *netbilling*. En caso de que un cliente haya inyectado al sistema más energía de la que haya consumido, el diferencial se descuenta en las facturas subsiguientes.

33. Según datos aportados por Acera, a diciembre 2023, se registra un total de 21.601 instalaciones de autogeneración distribuida, las que, en conjunto representan una capacidad instalada de 222.293 kW (Acera, folio 124, p. 32). En esta misma línea, a nivel residencial, según el aporte de antecedentes de Acesol, a diciembre de 2023 se registraban un total de 5.281 instalaciones inscritas en la SEC, equivalentes a 60.365 kW instalados. (Acesol, folio 95, p. 31).

C.1.1.2. Intermediarios y comercializadores en la comercialización a clientes libres

34. La LGSE no permite que la comercialización de energía eléctrica para clientes libres pueda ser realizada por empresas sin activos de generación. Como han mencionado varios aportantes, la figura de comercializador no se encuentra expresamente regulado o definido en nuestra legislación (*v.gr.*, Coordinador, folio 111, p. 14). Sin embargo, según indica la FNE, se trataría de empresas con instalaciones de generación que no inyectan energía en el sistema, pero la comercializan a clientes libres obteniéndola a través del mercado mayorista de energía o de contratos de abastecimiento con otras empresas generadoras (FNE, folio 94, p. 5).

35. En este sentido, ACEN, agrupación gremial compuesta por intermediarios y comercializadores, indica que, durante el año 2023, sus asociados han abastecido al consumo de un 20% de los clientes libres ubicados en zonas de distribución, enfocándose en aquellos de menor consumo de energía eléctrica. Adicionalmente, identifica un aumento en el número de comercializadoras en los últimos años, pasando de dos en el 2018 a diez en el 2023 (ACEN, folio 117, pp. 12 y 18).

36. Además de lo anterior, según exponen algunos aportantes, en la actualidad operan múltiples empresas que, a través de plataformas informáticas, ofrecen servicios de intermediación, agregación de demanda y asesoría para la migración de cliente regulado a libre, así como para la contratación con generadoras a través de procesos de licitación y subastas (ACEN, folio 117, pp.19 y 22 y Copec, folio 92, p.15).

37. En este mismo orden de ideas, Copec plantea que, a través de estos agentes, los clientes de menor tamaño que evalúen transitar a un régimen libre ven mejoradas su capacidad de negociación frente a los generadores, toda vez

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

que la asesoría de especialistas haría competir a los potenciales suministradores, obteniendo mejores condiciones de suministro. Algunos participantes de este segmento serían: Match Energía, Evol, Energía Simple, Plataforma Energía, entre otras (Copec, folio 92, p. 15).

C.1.2. Transmisión

38. La transmisión consiste en el transporte de energía en altos niveles de voltaje desde los centros de generación hasta centros de consumo masivo. Su infraestructura corresponde principalmente en líneas y subestaciones de transformación.

39. El artículo 79 de la LGSE establece que las instalaciones de los sistemas de transmisión están sometidos a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios. El Coordinador garantiza el acceso a los sistemas de transmisión, mientras que la CNE es la encargada de elaborar los planes de expansión del sistema, regular las licitaciones de nuevas líneas y determinar a través de estudios tarifarios la remuneración de las empresas propietarias de las líneas de transmisión zonal y nacional.

40. La LGSE en sus artículos 73 al 77 clasifican los sistemas de transmisión en: **(a)** nacional; **(b)** para polos de desarrollo; **(c)** zonal y **(d)** dedicada. El artículo 100 de dicha ley establece que la CNE debe realizar una clasificación de las instalaciones de transmisión del SEN cada cuatro años. Cada tipo de sistema de transmisión posee diferentes regímenes tarifarios y exigencias de seguridad. Los sistemas de transmisión nacional, para polos de desarrollo y zonales, son catalogados como servicio público según el artículo 7° de la LGSE.

41. El artículo 74 de la LGSE define al sistema de transmisión nacional como aquel que, a través de la interconexión de los demás segmentos de transmisión, permite la conformación de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.

42. Por su parte, según se define en el artículo 75 de la LGSE, las instalaciones de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo están destinados a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

43. Según indica el artículo 76 de la LGSE, los sistemas de transmisión dedicados consisten en líneas y subestaciones eléctricas que, aunque interconectadas al sistema eléctrico, están diseñadas para suministrar energía a usuarios no sujetos regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico. El transporte a través de estos

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

sistemas se rige por las disposiciones establecidas en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. Todos los antecedentes y valores utilizados para determinar la remuneración deben estar técnica y económicamente fundamentados y ser comunicados al Coordinador, garantizando su disponibilidad para todas las partes interesadas.

44. Por su parte, según se define en el artículo 77 de la misma ley, los sistemas de transmisión zonal están compuestos por líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.

45. En lo que respecta al proceso de calificación de los sistemas de transmisión que realiza la CNE, su procedimiento y metodología se encuentran regulados por el Reglamento de Calificación. A modo de ejemplo, para determinar si un tramo es zonal o dedicado, dicho reglamento en sus artículos 23 y 24 dispone la necesidad de calcular umbrales en función de la participación en el uso de clientes sujetos a régimen regulado, libre y generadores, a partir de las proyecciones de demanda estimadas por la CNE.

46. En lo que respecta a la tarifación de los sistemas de transmisión, los artículos 102 y siguientes de la LGSE disponen que la CNE debe definir cada cuatro años el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, así como el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios. Para estos efectos, la CNE licita la realización de un informe técnico de valorización, en el que se debe determinar el denominado Valor Anual de la Transmisión por Tramo (“V.A.T.T”), compuesto por la anualidad del Valor de Inversión (“A.V.I”) más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo (“C.O.M.A.”). Como resultado, el Ministerio de Energía fija mediante decreto los valores anuales de las líneas de transmisión, que pueden ser reajustados por las empresas de transmisión según la variación que experimente el índice de precios al consumidor.

### C.1.3. Distribución

47. La distribución corresponde al transporte de energía eléctrica desde subestaciones de distribución hasta los usuarios finales. La LGSE considera a este segmento un servicio público, cuyas características de monopolio natural motivan su estricta regulación en términos de calidad de servicio y tarifas. Las empresas concesionarias están obligadas a suministrar energía, aplicando las tarifas definidas por la CNE, a todos los clientes regulados que lo requieran

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

dentro de su área de concesión. Adicionalmente, la modificación normativa introducida en la Resolución Exenta N°176/2020 de la CNE, de 29 de mayo de 2020, obliga a las concesionarias del servicio de distribución a tener giro único, impidiéndoles, por ejemplo, la comercialización de energía a clientes no sujetos a regulación tarifaria.

48. Tal como se mencionó *supra*, para cubrir las necesidades de suministro de sus clientes regulados, las concesionarias de distribución adquieren la energía a través de sistemas de licitaciones diseñados y coordinados por la CNE, cuyo resultado consiste en contratos de largo plazo con las generadoras adjudicatarias. Para estos efectos, las distribuidoras deben informar a la CNE sobre sus proyecciones de demanda.

49. Según el artículo 120 de la LGSE, las distribuidoras están obligadas a permitir el acceso a sus instalaciones para que terceros den suministro a usuarios que no estén sometidos a regulación de precios y que se encuentren ubicados dentro de su zona de concesión. Los clientes de este tipo que hagan uso de estas instalaciones están obligados a pagar al concesionario un peaje igual al Valor Agregado de Distribución (“VAD”) de la zona donde se encuentre el usuario. De esta manera, tal como señala el citado artículo en su inciso segundo, *“el precio final [de un cliente libre] resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona”*.

## **C.2. Clientes finales de suministro eléctrico**

50. En lo que sigue se describirán los tipos de clientes de suministro eléctrico, con énfasis en aquellos que, de ser implementada la modificación normativa pretendida por el Ministerio de Energía, podrían optar a un régimen de precio libre.

51. El artículo 147 de la LGSE distingue dos categorías de clientes finales. En primer lugar, los clientes regulados corresponden a aquellos usuarios finales de menor tamaño, quienes podrían contar con bajo poder de negociación frente a quienes le suministren energía eléctrica, los que podrían explotar este desequilibrio a través de precios y rentas sobrenormales (CNE, folio 139, p. 3). Para estos efectos, la LGSE dispone un régimen de tarifa regulada a los usuarios cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW. En segundo lugar, los clientes libres o de mayor tamaño corresponden a aquellos con una potencia conectada superior a 5.000 kW, quienes negocian tarifas y condiciones de suministro con empresas de generación y, según dispone el artículo 72°-2, se encuentran sujetos a la coordinación del Coordinador, adquiriendo una serie de obligaciones y responsabilidades. Sin embargo, según indica el Coordinador, sus facultades se encontrarían limitadas respecto de las instalaciones de clientes

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

libres ubicados en zonas de concesión de distribución (Coordinador, folio 111, p. 10).

52. Entre los clientes regulados se encuentran aquellos que, por tener una potencia conectada superior a 500 kW, la normativa les permite acceder al régimen libre, negociando con un generador de forma directa o a través de un intermediario. Es decir, la LGSE dispone expresamente la opción de elegir abastecerse de energía eléctrica a través del régimen libre a un determinado segmento de usuarios que, de no hacer efectiva esta opción, permanecen como clientes regulados. Diversos aportantes de antecedentes de autos se han referido a este segmento de usuarios como el de “clientes elegibles”, quienes se localizan principalmente en zonas de concesión de distribución (*v.gr.* FNE, folio 94, p. 5; Copec, folio 92, p. 3; Walmart, folio 122, p. 7; Acera, folio 124, p. 16).

53. De acuerdo con la facultad señalada en el inciso final del artículo 147 de la LGSE, el Ministerio de Energía busca aumentar este segmento de clientes, disminuyendo de 500 kW a 300 kW el umbral mínimo de potencia requerida para optar a un régimen de precio libre. Este nuevo segmento de clientes ha sido identificado en autos como clientes elegibles potenciales (*v.gr.* FNE, folio 94, p.16).

54. Según dispone el artículo 147 letra d) de la LGSE, los clientes elegibles pueden transitar de un régimen regulado a libre o viceversa, permaneciendo en cada régimen un período mínimo de cuatro años y comunicando su decisión de cambio de régimen a la concesionaria de distribución respectiva con una antelación de, al menos, doce meses.

55. Cabe señalar que diversos aportes de antecedentes advierten discrecionalidad por parte de las concesionarias de distribución en la interpretación del artículo 147 de la LGSE para la calificación de cliente elegible, y así optar a un régimen libre de tarifas. Esta discrecionalidad se deriva de la forma en que se mide la potencia conectada, ya que la LGSE no establece cómo debe medirse la potencia instalada de un cliente con más de un empalme. Por ejemplo, un usuario final puede tener múltiples empalmes con potencias menores a 500 kW, pero cuya sumatoria de potencias resulte superior a 500 kW.

56. Para aclarar la situación descrita en el párrafo precedente, o frente a negativas de las concesionarias de distribución respectivas, distintas intervinientes detallan casos de usuarios finales que han acudido a la SEC u otras instancias judiciales. En tales casos concretos, se habría resuelto que es posible considerar la suma de la capacidad conectada de los empalmes para optar a un régimen de cliente libre, y se ha descartado que la capacidad conectada se calcule a partir de la potencia individual de cada empalme (*v.gr.* Walmart, folio 122, pp. 16-19; Copec, folio 92, pp. 12 y 13; Chile Telcos, folio

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

76, pp. 6-8; SMU, folio 87, p. 5 y Telefónica, folio 101, p. 2). Sin embargo, este Tribunal entiende que lo anterior se ha resuelto para casos particulares y que no existe aún una norma o interpretación de aplicación general para estos casos.

C.2.1. Caracterización de los clientes sujetos a régimen libre

57. Según el aporte de antecedentes de la FNE, a noviembre de 2023, existían 92 clientes –identificados a partir de cada razón social– cuya potencia conectada era superior a 5.000 kW, caracterizados por ser grandes empresas pertenecientes a industrias intensivas en uso energético, como son la minería, la siderurgia, la fabricación de cemento, gas o celulosa. Adicionalmente, se registran 2.329 clientes elegibles, ubicados en zonas de concesión de distribución, que han optado por un régimen libre. Estos clientes pertenecen principalmente a segmentos de transporte, minería de pequeña escala, industriales, comerciales y del sector público. Según estimaciones de la FNE, el consumo total del segmento libre, para el período comprendido entre enero y diciembre de 2023, alcanzó 41.535 GWh, lo que representa un 60% de la demanda total de energía eléctrica en el territorio nacional (FNE, folio 94, pp.7 y 10).

58. De acuerdo con el análisis realizado por CENTRA, el número de clientes elegibles que ha optado por permanecer en el sistema regulado ha disminuido significativamente en el período 2020-2023, lo que demostraría el incentivo para migrar y mantenerse en el régimen de libertad tarifaria. Respecto a los clientes elegibles de menor tamaño, el informe estima que un 64% de los clientes cuya potencia conectada se encuentra entre 500 y 600 kW ha optado por un régimen libre de tarifas (Informe CENTRA, folio 242, p. 18). Una observación similar es realizada por la FNE, ACEN y Copec, al identificar un aumento relevante en el número de clientes elegibles que habrían optado por un régimen libre en los últimos años (FNE, folio 94, pp. 8 y 9, ACEN, folio 117, p. 11 y 12). Por ejemplo, según los antecedentes de la FNE, entre el año 2019 y 2023 se habría registrado un aumento del 67% de los clientes elegibles que optaron por el régimen libre. En este mismo sentido, Copec indica que los clientes elegibles “*se encontrarían operando en su segundo ciclo de contratación en régimen libre, lo que daría cuenta de un interés de mantenerse en este segmento*” (Copec, folio 92, p. 9).

59. En este mismo orden de ideas, el Coordinador plantea que, según estudios de la CNE, la mayoría de los clientes elegibles ha realizado la transición al régimen libre. Por esta razón, al realizar sus pronósticos de demanda eléctrica para el período 2023-2043, la CNE habría considerado que un 80% de estos clientes se acogerían a un régimen libre de tarifa (Coordinador, folio 111, p.6).

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

C.2.2. Caracterización de los clientes sujetos a regulación tarifaria

60. A octubre 2023, el número de clientes sujeto a regulación tarifaria alcanzó los 7.480.173, cuyo consumo agregado alcanzó los 30.813 GWh, representando un 40% de la demanda total de la demanda total de energía eléctrica (FNE, folio 94, p. 7). La FNE precisa que, durante el año 2022, un 97% de los clientes cuya potencia conectada era inferior o igual a 500 kW, era de tipo residencial (FNE, folio 94, p. 4).

61. En lo que sigue, se utilizará “cliente libre” para referirse a todos aquellos que se encuentran acogidos bajo un régimen de libertad tarifaria, esto es aquellos cuya potencia conectada es superior a 5.000 kW y aquellos que con una potencia inferior han optado por transitar a un régimen de precio libre. En este mismo sentido, “cliente regulado” comprenderá todos aquellos con una potencia inferior a 500 kW y aquellos elegibles que deciden mantenerse en el régimen libre.

C.2.3. Caracterización de los clientes elegibles potenciales

62. Con respecto al segmento de clientes cuya potencia conectada se encuentra entre 300 kW y 500 kW, la FNE indica que a diciembre de 2023 estos ascendían a 3.074 al identificarlos según empalme, esto es, a partir del “ID cliente”, según las fuentes de datos del Coordinador y lo señalado por la Fiscalía en la audiencia pública de autos (audiencia pública de 17 de julio de 2024, min. 5:10:20). Adicionalmente, la FNE señala que en conjunto dichos clientes representaron un 3,5% del consumo de la demanda de clientes regulados del mismo año, equivalente a 1.079 GWh (FNE, folio 92, p.17). Cifras similares son estimadas por el Coordinador, el Informe CENTRA y la CNE (Coordinador, folio 111, p. 8; Informe CENTRA, folio 242, p. 19, y CNE, folio 139, p. 4).

63. Sin embargo, el número efectivo de clientes de este segmento de clientes podría estar sobrestimado. La información disponible proveniente del Coordinador y utilizada por la FNE sólo permite realizar un análisis de empalmes individuales y, como se ha visto *supra* en la sección C.2., algunos usuarios poseen más de un empalme. Por ejemplo, una cadena de supermercados tiene varios centros de consumo, donde algunos de ellos pueden tener una potencia entre 300 y 500 kW.

64. De acuerdo con distintos aportes de antecedentes, este segmento de usuarios se compone principalmente de pequeñas y medianas empresas de diversos rubros tales como panaderías industriales, hoteles, frigoríficos, salmoneras, viñas, aserradores, centros comerciales, así como consultorios, colegios y grandes conjuntos habitacionales, etc. (*v.gr.*, FNE, folio 92, p. 17, CNE, folio 139, p. 4; y Copec, folio 92, p.14).



**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**C.3 Tarifas a clientes finales**

65. El artículo 181 de la LGSE establece los lineamientos de la estructura tarifaria para clientes regulados, los que, en términos generales, deben considerar los precios de los contratos de suministro, cargos de transmisión, valor agregado de distribución y un cargo por servicio público, el que se describirá *infra*. Adicionalmente, se puede incluir un sobrecargo para financiar los mecanismos de estabilización de precios, según se describe en el párrafo 70.

66. En el caso de los clientes libres, si bien la mayoría de los cargos que enfrentan se encuentran también regulados, el componente principal del costo que asumen depende de las condiciones que acuerden con el generador o comercializador respectivo.

67. En lo que sigue, se caracterizarán las tarifas de clientes regulados y libres, con énfasis en la identificación de las principales fuentes de diferencias entre ambos tipos de tarifas. Además, se analizarán las potenciales variaciones que podrían surgir a raíz de la implementación de la Solicitud del Ministerio de Energía. En lo que respecta a los cargos de transmisión, tal como se desprende de la sección C.1.2., los cargos asociados al uso de las instalaciones de líneas nacionales y zonales es idéntica para clientes regulados y libres. Adicionalmente, los artículos 72-7 y 99 bis de la LGSE disponen cargos para ambos tipos de clientes destinados a financiar inversiones vinculadas a nueva infraestructura de transmisión y el desarrollo de interconexión internacional. Sin embargo, a la fecha no se registran instalaciones internacionales.

68. Por otra parte, existen diferencias en la remuneración del uso de líneas dedicadas ya que, como fue expuesto supra, la CNE fija un valor para clientes regulados, pero en el caso de clientes libres este peaje es negociado de manera bilateral entre la transmisora y el cliente final.

69. Con respecto al cargo por servicio público, conforme a lo estipulado en el artículo 212-13 de la LGSE, su finalidad es financiar el presupuesto del Coordinador y del Panel de Expertos. Este cargo es cubierto por todos los clientes, tanto regulados como libres. La CNE es la encargada de determinar anualmente el monto total por este concepto, el que se prorratea de manera proporcional al consumo de cada usuario.

70. La Ley N° 21.185 de 2019, junto con las posteriores Leyes N° 21.472 de 2022 y N° 21.667 de 2024, establecieron y regularon mecanismos transitorios de estabilización de precios (“MEP”) destinados a los clientes sujetos a regulación tarifaria. Estos mecanismos han tenido como objetivo mitigar los incrementos en las tarifas eléctricas, generando un saldo a favor de las generadoras producto de ingresos no percibidos, los que serían cubiertos con sobrecargos futuros. El propósito de esta política es incorporar gradualmente

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

tales sobrecargos a medida que entran en vigor nuevos contratos de suministro de energía, idealmente adjudicados a precios más bajos. En suma, las tarifas de los clientes regulados incluyen un sobrecargo cuyo objetivo es financiar la deuda acumulada con los generadores, quienes han experimentado una postergación de ingresos como resultado de la implementación del MEP (Acera, folio 124, p. 42 y CNE, folio 139, p. 13).

71. El diseño normativo dispone que un cliente regulado que migra al régimen libre luego de ser beneficiado por el MEP, no podrá evadir este sobrecargo, el que será incorporado en la facturación de las concesionarias de distribución (CNE, folio 139, p. 13). En esta línea, los artículos 3° de la Ley N° 21.185 y 15 de la Ley N° 21.472 establecen que *“Los clientes sometidos a regulación de precios que opten por cambiar al régimen de precios libres, a partir de la vigencia de esta ley y hasta el término del mecanismo de estabilización, deberán participar de este mecanismo de estabilización en igualdad de condiciones con el resto de los clientes regulados, a través de una componente específica que se adicionará al peaje de distribución conforme lo determine la Comisión Nacional de Energía por resolución exenta”*.

72. En consecuencia, de los párrafos anteriores se desprende que las diferencias en las tarifas de clientes regulados y libres se derivan de: **(a)** los precios de los contratos de suministro, **(b)** los cargos por uso de infraestructura de líneas de transmisión dedicadas; y **(c)** los ajustes de tarifas con ocasión de los mecanismos de estabilización de precios. Sin embargo, atendido lo expuesto en el párrafo anterior, con respecto a aquellos clientes regulados que decidan transitar al régimen libre las diferencias se reducen a los puntos (a) y (b), los que serán abordados a continuación.

**C.3.1. Precios de los contratos de suministro**

73. El precio asociado a la generación que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados se denomina Precio Nudo Promedio (“PNP”) y representa el promedio ponderado de los precios de los contratos de suministro entre distribuidoras y generadoras. Este promedio incluye todos los contratos vigentes, esto es, aquella proporción del suministro proveniente tanto de licitaciones realizadas con posterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 20.018 de 2005 que Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico, que introdujo el sistema de licitaciones, como aquella que se haya negociado con anterioridad.

74. Según destacan diversos aportantes, producto de las modificaciones a los procesos de licitación introducidas mediante dicha norma, los precios de adjudicación han disminuido de manera significativa. Por ejemplo, la FNE estima una reducción de un 82% en el precio de adjudicación entre el año 2012

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

y 2021 (FNE, folio 94, p. 14). Una conclusión similar se desprende de los aportes de EDF, Engie, GMH, y el Informe CENTRA (EDF, folio 91, pp. 11 y 12; Engie, folio 126, p. 9; GMH, folio 123, p. 49 e Informe CENTRA, folio 242, p. 30). De esta manera, con la implementación de contratos adjudicados a menores precios, disminuye el PNP o valor de la energía traspasado a clientes regulados.

75. Los PNP son determinados para cada empresa de distribución de manera semestral por la CNE, a través de un informe técnico, comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante un decreto tarifario, el que habilita a las empresas distribuidoras a traspasar el PNP a los clientes finales. Además de la revisión semestral, los PNP pueden modificarse en las siguientes ocasiones: **(a)** ante la variación del precio de un contrato de suministro en más de un 10% con respecto a su precio vigente; o **(b)** con la implementación de un nuevo contrato de suministro adjudicado.

76. En cambio, para el caso de los clientes libres, los contratos de suministro se negocian bilateralmente con la generadora o comercializador, y reflejan las condiciones particulares del mercado al momento de la negociación (*v.gr.*, costos de combustibles, costos marginales esperados, número de oferentes, situación macroeconómica nacional e internacional). Los precios de dichos contratos comprenden no sólo el valor de la energía, sino que un conjunto de cargos adicionales (CNE, folio 139, p.3), según se expone a continuación.

77. En esta línea, diversos aportantes han destacado la existencia de costos sistémicos, los que se encuentran estrechamente correlacionados con el costo marginal del sistema. Estos mismos aportes señalan que los contratos de suministro de clientes libres incluyen cláusulas “*pass-through*”, mediante las cuales las generadoras traspasan total o parcialmente estos costos a sus clientes. Así, a diferencia de las licitaciones de suministro regulado, donde los precios de adjudicación incorporan todos los costos que el generador debe asumir, los contratos de suministro a clientes libres incluirían cobros por concepto de servicios complementarios, regulación de frecuencias y tensión, precios estabilizados para pequeños medios de generación, reserva hídrica, pagos laterales para el caso de mínimos técnicos, entre otros (FNE, folio 94, pp. 27 y 28; Generadoras, folio 88, p. 11; Colbún, folio 127, pp. 37-38; GMH, folio 123, p. 31; y Coordinador, folio 111, p. 12). Atendida la naturaleza variable de estos costos, no pueden ser estimados al inicio de la relación contractual y, por lo tanto, los clientes libres asumen los riesgos de su variación. Dado que los precios del régimen libre se establecen en función de una negociación bilateral entre clientes y generadoras, las tarifas resultantes dependen no sólo de las condiciones del mercado, sino que también del poder de negociación de los clientes, estrechamente vinculado a su nivel de consumo.

78. En este contexto, la FNE compara el precio medio de mercado de clientes de régimen libre –el cual incluye todos los cargos–, según potencia

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

conectada, concluyendo que en general, los clientes libres con una potencia conectada superior a 5.000 kW accedieron entre 2019 y 2023 a tarifas menores que aquellos con una potencia inferior (FNE, folio 94, p. 27). En este mismo sentido, la CNE plantea que los contratos de clientes libres de menor tamaño contienen además cláusulas de indexadores de precios, tales como, el índice de precios al consumidor en Estados Unidos o el costo marginal del sistema. Así, producto de la volatilidad de los costos marginales, el precio de los clientes de menor tamaño a octubre 2023, cuya potencia consumida es menor a 1.000 kW, habría superado en un 15,4% a aquel correspondiente a los contratos de clientes de un tamaño superior (CNE, folio 139, pp. 10 y 11).

79. Por otro lado, según plantea GMH, en los últimos años los costos marginales se han reducido de una manera sustancial, motivado por la incorporación de ERNC e impulsando la migración desde un régimen regulado a uno de libertad tarifaria (Aporte de antecedentes GMH, folio 123, p.36).

80. Por el contrario, de acuerdo con los antecedentes en el expediente, los costos sistémicos han experimentado un alza significativa. Por ejemplo, el promedio anual de dichos costos en 2018 fue de 1,51 USD/MWh, mientras que en 2022 de 12,26 USD/ MWh (GMH, folio 123, p. 44). Este mismo fenómeno ha sido identificado en el Informe CENTRA y la FNE, al indicar que los costos sistémicos “*habrían aumentado significativamente a partir de enero 2022*” (FNE, folio 94, p. 28; Informe CENTRA, folio 242, p. 34). Lo anterior, tendría un impacto considerable en los precios de los clientes de régimen libre, ya que, debido a las cláusulas *pass-through*, podrían significar hasta un 20% del precio contractual (GMH, folio 123, p. 43) y entre un 11–16% del precio medio de mercado de clientes de régimen libre (Colbún, folio 127, p. 38).

81. En síntesis, tal como indica la FNE, los precios de energía para los clientes sometidos a regulación de precios son más estables que aquellos que obtendrían los nuevos clientes potenciales, toda vez que: **(a)** los contratos de clientes libres de menor tamaño son de corto plazo, quedando expuestos a renovaciones según las condiciones imperantes del mercado; **(b)** el PNP de los clientes de régimen regulado se determina en función de todos los contratos vigentes, mitigando las variaciones de precios o términos de contratos particulares y; **(c)** el precio de adjudicación de los contratos regulados incluye, a riesgo de la generadora, las eventuales variaciones de los costos sistémicos. En términos del nivel de las tarifas, no es posible sostener que los clientes libres obtengan siempre tarifas más convenientes. Tal como plantea la FNE, si bien esta sería la tendencia observada desde 2016, en el período comprendido entre agosto de 2022 y junio de 2023 las tarifas reguladas fueron inferiores al precio medio de mercado de cliente libre (FNE, folio 94, p. 24; Acesol, folio 95, p. 24). Por último, atendido lo expuesto en el párrafo 78, la reciente diferencia de

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

precios entre clientes libres y regulados podría haber sido menor si se considerase sólo a los clientes libres de menor tamaño.

**C.3.2. Cargos por uso de infraestructura dedicada**

82. Como se mencionó en la sección C.1.2., el pago que realizan los clientes regulados por el uso de líneas dedicadas es determinado semestralmente por la CNE, conforme a lo establecido en los artículos 102 y 115 de la LGSE, esto es, según la valorización anual de las instalaciones.

83. Para el caso de los clientes libres, tal como han mencionado varios aportantes del proceso, el artículo 76 de la LGSE determina que el pago por uso de estas instalaciones se establece en los contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de dichas instalaciones. En este sentido, un cliente elegible potencial que decida transitar a un régimen libre deberá negociar este cargo con el propietario respectivo.

84. Sin perjuicio de ello, las transmisoras están obligadas a informar al Coordinador todos los antecedentes técnicos y económicos que respalden sus tarifas (artículo 72-2 LGSE), información que deberá estar disponible para todos los interesados. A modo de ejemplo, el sitio web del Coordinador publica los valores “AVI” y “COMA” de instalaciones de transmisión dedicada (disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/avi-y-coma-de-instalaciones-de-transmision-dedicada/>. Fecha de consulta: 25 de noviembre de 2024).

85. Los párrafos anteriores sólo describen las diferencias teóricas asociadas al pago por uso de líneas dedicadas por parte de ambos tipos de clientes, mas no permiten concluir sobre la magnitud de estas diferencias en la práctica. Los antecedentes en autos no otorgan información sobre los montos pagados por clientes libres por el uso de esta infraestructura, ni una comparación con las tarifas pagadas por clientes regulados por este concepto.

86. En suma, la regulación vigente y los antecedentes aportados al expediente dan cuenta que los clientes regulados y libres tienen una distinta regulación sobre lo que deben pagar por el uso de líneas de transmisión dedicadas. Sin embargo, el expediente no tiene antecedentes de la caracterización de los clientes libres, en particular aquellos de menor consumo, que usan este tipo de líneas ni de las diferencias que, en la práctica, habría en los precios pagados por los distintos tipos de clientes.

**D. ANÁLISIS DE COMPETENCIA**

87. Como se señaló en la sección B.2., corresponde ahora a este Tribunal analizar la propuesta planteada por el Ministerio y, en particular, responder la

**REPÚBLICA DE CHILE  
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

pregunta de si reducir el umbral de clientes elegibles desde 500 a 300 kW supone riesgos sustanciales a la libre competencia. Asimismo, el análisis de riesgos debe hacerse respecto a todos los mercados que podrían ser potencialmente afectados en forma relevante por la propuesta de la Solicitante.

88. En este orden de ideas, y siguiendo la caracterización de la industria presentada en la sección C, los riesgos podrían en principio materializarse en los tres segmentos de la industria, esto es, en las etapas de generación, transmisión y distribución. Similarmente, los riesgos podrían concretarse para los dos tipos de clientes que son objeto de esta consulta, los clientes de régimen libre y los clientes sujetos a regulación tarifaria, los que son analizados en las siguientes subsecciones.

#### **D.1 Riesgos en suministro de energía a clientes libres**

89. Tal como fue descrito en la sección C, los clientes de régimen libre contratan el suministro eléctrico en forma directa con los generadores, aunque existen intermediarios, como agregadores de demanda o comercializadores, que pueden participar también en el proceso de contratación.

90. Sin perjuicio de que la contratación se haga con el generador, los clientes libres deben también pagar los peajes correspondientes a la transmisión y distribución. Como se señaló en la sección C.1.3, el peaje de distribución es un cargo regulado y, por tanto, no existe una negociación con el distribuidor. Por otra parte, el pago por el servicio de transmisión es también un cargo regulado, salvo para las líneas dedicadas de transmisión.

91. En los aportes de antecedentes agregados al expediente se han levantado potenciales riesgos respecto al desenvolvimiento de los clientes libres en el segmento de generación, como también un riesgo particular para este tipo de clientes respecto al segmento de transmisión. Estos se analizan en los párrafos siguientes. Por otra parte, en el expediente no se identifican antecedentes de riesgos relevantes respecto de la participación de clientes libres en el segmento de distribución.

##### D.1.1. Riesgos derivados del posible aumento de poder de mercado en el segmento de generación

92. Un primer riesgo identificado en el expediente consiste en el aumento del poder de mercado que puedan experimentar los generadores que suministran energía a los clientes de régimen libre. Para estos efectos, la literatura y la jurisprudencia, nacional y comparada, utilizan el denominado Índice de Herfindahl-Hirschman (“HHI”), el cual corresponde a un estadístico que busca capturar la concentración de las participaciones de mercado de los

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

oferentes en un mercado determinado, lo que está correlacionado con la intensidad competitiva en él. Valores elevados de este indicador serían consistentes con un mercado menos competitivo.

93. En este orden de ideas, la CNE y EDF consideran que, de implementarse la Propuesta del Ministerio de Energía, aumentaría la concentración en el segmento de generación destinado a clientes de régimen libre. En particular, la CNE expone que *“la rebaja del límite de potencia presenta una alta probabilidad de que los nuevos clientes que podrían optar por cambiar de régimen, esto es, aquellos clientes regulados entre 300 kW y 500 kW de potencia conectada, sean captados por los actuales grandes generadores, aumentando estos últimos su participación de mercado”* (CNE, folio 139, p. 7).

94. Para explicar tal riesgo, la CNE expone que las licitaciones de suministro para clientes regulados han permitido la entrada de nuevos competidores, disminuyendo sustancialmente la participación de mercado de aquellos que la CNE define como “grandes generadores”, esto es, Enel Generación Chile S.A., AES Andes S.A., Colbún S.A. y Engie Energía Chile S.A. Sin embargo, la CNE explica que estos cuatro generadores proveerían el 85% de la energía eléctrica contratada por clientes libres entre 2015 y 2023 y cerca del 80% de la energía contratada por clientes libres con potencia de hasta 1.000 kW, para los mismos años. Por último, la CNE señala que los nuevos clientes libres que han migrado desde el sistema regulado en los últimos años *“generalmente no tienen el conocimiento del mercado eléctrico ni la capacidad técnica para evaluar eficientemente las distintas opciones de contratación”* y que *“suelen terminar contratándose con los generadores de mayor tamaño”* (CNE, folio 139, pp. 8 y 9).

95. En una línea similar, Colbún señala a folio 127 que la disminución del umbral da mayor flexibilidad a los consumidores, pero que profundiza el riesgo de que los suministradores que estén integrados con el segmento de distribución puedan discriminar en su calidad de servicio y así ofrecer suministro a los clientes libres en condiciones más ventajosas. Así, señala que es necesario establecer medidas complementarias que asegure a los consumidores *“la posibilidad de ejercer su derecho a elegir a la empresa de suministro de su preferencia en mercados efectivamente competitivos”* (Colbún, folio 127, p. 28).

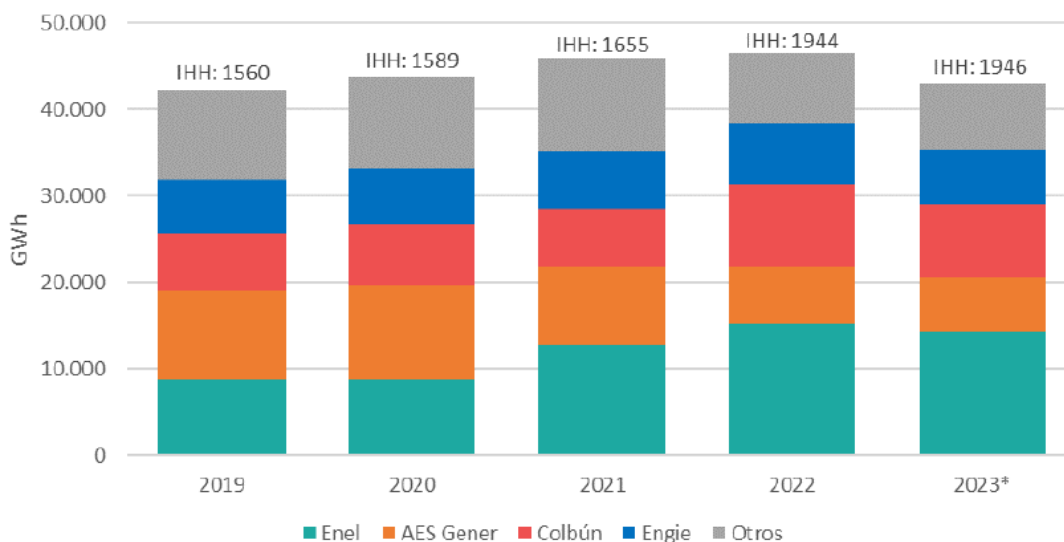
96. Una visión distinta es planteada en el aporte de antecedentes de Copec, en el cual se señala que uno de los efectos de la migración de clientes elegibles hacia la modalidad de clientes libres *“fue el aumento en la cantidad de suministradores, toda vez que se incrementó la base de clientes a los cuales los generadores pueden ofrecerle su suministro eléctrico y servicios asociados”*. La mencionada presentación agrega que los 5.486 empalmes asociados a clientes libres son proveídos de energía eléctrica por un total de 73 empresas suministradoras, *“lo que da cuenta de un mercado competitivo en cuanto a la oferta que atiende a los clientes”* (Copec, folio 92, pp. 9 y 10).

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

97. La FNE también se refiere a la oferta en el mercado de los clientes libres, señalando que esta “no presenta alta concentración”, toda vez que los índices de concentración para los años 2019 a 2023 corresponderían a los de un mercado moderadamente concentrado, según sus estándares. Ello de acuerdo con lo presentado en el Gráfico N° 5 de su aporte de antecedentes, que se muestra a continuación:

**GRÁFICO N° 1**

**Participación de mercado de suministradores en el segmento clientes libres, según energía retirada (GWh). 2019-2023.**



\* Para el año 2023 se considera el periodo entre enero y noviembre

Fuente: FNE, folio 94, p. 12

98. Asimismo, el análisis preliminar de la FNE no identificó que algún generador tuviera una posición dominante, con lo que “no se justifica un análisis sobre una eventual posición contraria a la Solicitud, encontrándose la demanda también atomizada” (FNE, folio 94, pp. 12 y 20).

99. Sobre la concentración de mercado y el número de generadores que suministran a los clientes libres también se refiere el Informe CENTRA acompañado por el Ministerio de Energía. En primer término, el informe señala que la concentración en el segmento de generación durante 2023, calculada a través del HHI, es mayor respecto a los clientes libres, con un índice HHI de 1.838, que, respecto a los clientes regulados, con un índice HHI de 1.182 (Informe CENTRA, folio 242, p. 21).

100. El Informe CENTRA luego analiza lo que denomina como el primer quintil de demanda de energía eléctrica, que corresponde a los clientes libres de menor tamaño, los que serían los más similares a los clientes elegibles potenciales. Respecto a este grupo de clientes, el informe técnico muestra que: **(a)** el índice HHI es de 1.750, levemente por debajo del índice del total de clientes libres; **(b)** Enel suministra al 38% de los clientes de este grupo, pero que los otros tres “grandes generadores” definidos por la CNE tienen



**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

participaciones de mercado de 8%, 4% y 3% y, (c) los clientes libre de este grupo son suministrados por 41 empresas generadoras (Informe CENTRA, folio 242, pp. 22 y 23).

101. En la misma línea, y respecto al riesgo de abuso de posición dominante a clientes que se traspasen desde el régimen regulado al libre, los distintos aportes de antecedentes señalan que el mayor generador, Enel, tendría una participación de mercado de alrededor de 35%, lo que no permite presumir una posición de dominio. Por último, no constan en el expediente antecedentes adicionales relevantes que sustenten una posible posición de dominio en el suministro a clientes libres, ya sea de Enel u otros competidores.

102. En cuanto a las alternativas de suministro a clientes libres, diversos aportes de antecedentes coinciden en que esta se ha ampliado y que actualmente existen múltiples oferentes. Por ejemplo, la FNE señala que “a noviembre de 2023, el SEN contaba con 73 Suministradores que abastecían de energía a clientes libres” (FNE, folio 94, p.11). En términos similares, el informe técnico acompañado por la Solicitante muestra que en 2023 hubo 68 empresas que suministraron energía a clientes libres. El mismo informe da cuenta de que, aun cuando existe algún grado de segmentación, todos los grupos de clientes, definidos en base a quintiles de acuerdo con su demanda, cuentan con un amplio grupo de suministradores. A modo de ejemplo, señala que el quintil de clientes libres de menor demanda tuvo en 2023 a 37 suministradores de energía eléctrica y que “la presión competitiva observada actualmente en el quintil de menor tamaño sería traspasable en buena medida al nuevo segmento de clientes libres con potencia conectada entre 300-500kW” (Informe CENTRA, folio 242, pp. 25 y 26).

103. A mayor abundamiento, utilizando los datos del Gráfico N° 6 del aporte de antecedentes de la FNE, y su estimación de consumo de clientes elegibles potenciales para el año 2023 (1.079 GWh), este Tribunal ha realizado el siguiente ejercicio. Bajo los supuestos de que toda la demanda de este segmento de usuarios optara por el régimen libre y contratara con Enel, la generadora con mayor participación de mercado, se ha estimado que su cuota de mercado en el suministro de energía a clientes libres aumentaría desde un 33% a un 35%, mientras que el índice HHI de clientes de régimen libre aumentaría desde 1.946 a 2.018, manteniéndose en la misma categoría de *moderadamente concentrado* de acuerdo con la categorización utilizada por la FNE. Es importante subrayar que este es un ejercicio extremadamente conservador y que estas cifras son cotas superiores, toda vez que, conforme a los antecedentes presentados en autos, resulta altamente improbable que la totalidad de los clientes elegibles potenciales migren a un régimen libre o contraten con un único proveedor (v.gr., FNE, folio 94, p.17, Informe CENTRA, folio 242, pp. 19, 26 y 32). En consecuencia, los antecedentes en el expediente sugieren que se mantendrá el

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

mercado en un nivel de concentración moderado, lo que es consistente con la ausencia de antecedentes en el expediente que sugieran una posición de dominio por parte de Enel u otro generador.

104. Luego de analizados todos los antecedentes aportados al expediente, este Tribunal concluye que no existen riesgos sustanciales a la competencia producto de un aumento de la concentración de mercado en el segmento de generación de energía eléctrica para clientes libres, por cuanto: **(a)** no hay antecedentes de que alguna empresa generadora tenga posición de dominio en el suministro a clientes libres; **(b)** los clientes libres cuentan con numerosas alternativas de suministro; y, **(c)** aun cuando todos los clientes elegibles potenciales contrataran con el mayor suministrador de clientes libres, la concentración en este mercado no cambiaría en forma significativa.

D.1.2. Riesgos derivados de la asimetría de información que enfrentan potenciales nuevos clientes libres

105. Un segundo tipo de riesgo que se materializaría en el mercado de los clientes libres son aquellos que enfrentarían los potenciales nuevos clientes libres producto de la asimetría de información respecto a los generadores que los abastecerían.

106. En esta línea, en el expediente se mencionan varios ejemplos basados en diferencias regulatorias entre el servicio a clientes libres y regulados, los que podrían no ser conocidos o comprendidos por los potenciales nuevos clientes libres. Algunos de estos posibles riesgos mencionados en los aportes de antecedentes se analizan a continuación.

107. En primer lugar, en distintos aportes de antecedentes se describe el riesgo que conlleva la posible recalificación de líneas de transmisión desde líneas zonales a líneas dedicadas, lo que dejaría desprotegidos a los clientes libres que las utilizan (v.gr., Transmisoras, folio 129, pp. 4 y ss.; EEAG, folio 50, pp. 3 y 4; EDF, folio 91, p. 19). En esta línea, la CNE explica que las líneas de transmisión pueden pasar a ser dedicadas en caso de ser utilizadas mayoritariamente por clientes libres (CNE, folio 139, p. 14). Asimismo, tanto la CNE como Transmisoras explican que el uso de las líneas de transmisión dedicadas por parte de los clientes libres no está sujeta a regulación de tarifas, por lo que sus usuarios tendrían un nivel menor de protección tarifaria en comparación con los clientes regulados. Por tanto, los mencionados aportantes argumentan que un aumento de los clientes elegibles podría causar un cambio de calificación en algunas líneas de transmisión y dejar a algunos clientes libres en una situación de desprotección, sin que los nuevos clientes libres tengan las herramientas para evaluar este riesgo al tomar su decisión de convertirse o no en cliente libre (Transmisoras, folio 129, pp. 7-9 y CNE, folio 139, p. 14). En

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

este sentido, EDF indica que, la recalificación de una línea a dedicada podría aumentar hasta en un 35% la tarifa final de un cliente libre (EDF, folio 91, p.20)

108. Asimismo, Transmisoras reconoce que el problema está relacionado a la regulación del sector y que excede al cambio propuesto por el Ministerio, pero señala que una mayor cantidad de clientes libres exacerbaría el problema descrito. Ejemplifica lo anterior con cálculos teóricos del posible impacto y un ejemplo de una línea que ha sido recientemente recalificada (Transmisoras, folio 129, pp. 7-9).

109. Sin perjuicio de que no es claro que la incerteza regulatoria relativa a la posible recalificación de líneas de transmisión, que es producto de lo establecido en la LGSE y el Reglamento de Calificación, sea en sí misma un problema de competencia, este Tribunal concluye que no hay riesgos relevantes en relación con el objeto de este proceso, por las razones que se exponen a continuación. Primero, porque los aportes de antecedentes describen el problema en términos teóricos, sin dar luces claras de la magnitud del riesgo o cuantía del aumento de las tarifas de transmisión, así como tampoco de casos concretos de líneas de transmisión que podrían ser recalificadas luego de un aumento menor de los clientes libres. Segundo, porque tanto la FNE como el informe aportado por la Solicitante coinciden en que la probabilidad de que este riesgo se materialice en zonas urbanas es baja (FNE, folio 94, p. 31 e Informe CENTRA, p. 29). Además, el Informe CENTRA señala que la mayor parte de los clientes elegibles potenciales son grandes comercios ubicados comúnmente en zonas urbanas densas, por lo que el efecto del cambio propuesto sobre la recalificación de líneas sería menor (Informe CENTRA, p. 29). Tercero, porque este riesgo en caso alguno sería impuesto a los clientes elegibles potenciales, los que podrían siempre optar por mantenerse en el régimen regulado y no exponerse a las incertezas propias de la operación como cliente libre. Y cuarto, porque el potencial aumento en la demanda de clientes libres descrito *supra*, es de una magnitud tal que sugiere que cualquier impacto en la recalificación de líneas sería menor.

110. En segundo lugar, diversos aportes de antecedentes señalan el potencial riesgo que enfrentarían los nuevos clientes elegibles que decidan abastecerse bajo el mecanismo de clientes libres, debido al traspaso de costos adicionales al costo de la energía, como son los costos sistémicos, los costos de peajes u otros, los que comúnmente estarían sujetos a cláusulas de traspaso, conocidas como cláusulas de *pass-through*.

111. Sobre estos costos adicionales, Generadoras de Chile señala en su aporte de antecedentes que los potenciales beneficios deben “*necesariamente analizarse a la luz de otros costos que enfrentan los clientes libres y que forman parte de los contratos particulares, los que van más allá de la componente de energía, vinculados al pago de peajes, costos sistémicos, servicios complementarios*”

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

*y pagos laterales para el caso de mínimos técnicos, entre otros” (Generadoras de Chile, folio 88, p. 11). En la misma línea, la FNE señala que los contratos de clientes libres son de corto plazo y que, a diferencia del sector regulado, los clientes libres asumen el riesgo en la variación de los costos sistémicos (FNE, folio 94, p. 24). Por su parte, GMH que los costos sistémicos no pueden ser traspasados a clientes regulados, pero sí a clientes libres, y que “pueden llegar a implicar un aumento en el precio contractual de hasta un 20%” (GMH, folio 123, p. 43). En la misma línea, la CNE destaca la volatilidad de los costos sistémicos, señalando que “a finales de 2022 alcanzaron aproximadamente los 20 US\$/MWh, mientras que a comienzos del mismo año eran de aproximadamente 6 US\$/MWh” (CNE, folio 139, p. 10).*

112. En una línea similar, diversos aportes de antecedentes señalan que los potenciales nuevos clientes libres estarían más expuestos a cortes de suministro, tanto en el caso de no pago, como también en caso de que su generador sea desconectado del SEN, ante lo cual deberán buscar un nuevo suministrador y negociar las condiciones de comercialización (*v.gr.*, FNE, folio 94, p. 31; Coordinador, folio 111, p. 11; Colbún, folio 127, p. 33).

113. Respecto a lo anterior, es necesario distinguir entre los riesgos financieros y operativos que enfrentan los consumidores de energía eléctrica y los potenciales riesgos para la competencia de la propuesta del Ministerio de Energía, sobre la cual recae este informe. La LGSE establece dos formas en que los consumidores de energía eléctrica pueden abastecerse, esto es, como clientes libres o clientes regulados. Dicha normativa ha establecido para cada uno de ellos un conjunto de reglas, con precios regulados para los clientes de menor tamaño, que están en una situación asimétrica para negociar con empresas generadoras y, por otro lado, reconociendo que aquellos clientes que tienen la posibilidad de negociar con suministradores de energía, valorarán tener distintas alternativas para hacerlo. En términos simples, la Ley otorga mayor estabilidad a los clientes regulados y mayor flexibilidad a los clientes libres. En este sentido, que los potenciales nuevos clientes libres estén expuestos a mayores riesgos que los clientes regulados no puede ser calificado en sí mismo como un problema o riesgo anticompetitivo, ya que ello fue justamente el diseño regulatorio elegido por el legislador.

114. Considerando lo expuesto en los párrafos precedentes, este Tribunal desestimaré como potencial riesgo a la competencia, en sí mismo, el que consumidores de energía eléctrica puedan optar libremente por un régimen de suministro que, a cambio de mayor flexibilidad, los exponga a mayores riesgos financieros.

115. Un tercer tipo de problema mencionado en el expediente, relacionado pero distinto al punto anterior, es el potencial riesgo para la competencia de una posible asimetría o falta de información con que nuevos clientes elegibles

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

podrían tomar su decisión de si acceder a energía eléctrica bajo el esquema de cliente libre o el de cliente regulado. Sobre esto, la FNE señala que *“los Clientes Elegibles Potenciales tendrán la facultad de incorporarse al régimen libre sin necesariamente conocer el funcionamiento del mercado eléctrico ni cuáles serían sus obligaciones en caso de escoger dicho régimen”* (FNE, folio 94, p. 20), mientras que el Coordinador explica en su aporte de antecedentes que *“en cuanto a los posibles riesgos asociados a la disminución del límite de potencia a 300kW, se estima que gran parte se refieren a asimetrías de información por parte del cliente al transitar desde un régimen regulado a uno libre”* (Coordinador, folio 111, p. 10). En una línea similar, Colbún señala que *“es posible constatar la existencia de una racionalidad limitada por parte de los clientes libres para evaluar la conveniencia de optar por un régimen libre o regulado”* (Colbún, folio 127, p. 38).

116. Sin perjuicio de lo descrito en diversos aportes de antecedentes, el expediente no da cuenta de evidencia concreta de que el riesgo descrito tuviese una alta probabilidad de materializarse. Por ejemplo, los aportes de antecedente no presentan indicios de que los actuales clientes libres de menor tamaño, esto es, aquellos que están cerca del límite de 500 kW, hayan tenido problemas producto de algún tipo de asimetría de información. Así, si los clientes de este tamaño tuvieran dificultades relevantes para evaluar sus alternativas de suministro y ello derivara en cambios irracionales a la provisión como clientes libres, se esperaría observar en forma habitual su retorno al suministro regulado, situación de la que no constan antecedentes en el expediente. Asimismo, en los antecedentes aportados al proceso tampoco hay evidencia que sugiera que los clientes del segmento de 300 a 500 kW tengan características sustancialmente distintas –en cuanto a su habilidad para interpretar las normas, evaluar los riesgos y tomar decisiones– a aquellos clientes que hoy están levemente por sobre el actual umbral.

117. Por otra parte, tal como se expuso en la sección C.2., un número relevante de los potenciales nuevos clientes elegibles serían sucursales o puntos de venta de empresas de mayor tamaño, las que no han podido optar a ser clientes libres porque la potencia conectada individual de sus empalmes es inferior a 500 kW. A modo de ejemplo, algunas empresas que aportaron antecedentes en este proceso e indican tener parte de sus instalaciones bajo un régimen libre son: Aguas Andinas, Walmart, Telefónica y SMU. Dado esto, los riesgos de este tipo descritos en los párrafos precedentes serían aplicables a sólo una parte de los clientes elegibles potenciales.

118. Además, en el expediente constan antecedentes de que este potencial riesgo podría ser mitigado a través de comercializadores de energía o agregadores de demanda. Aunque los distintos aportantes coinciden que la regulación sobre comercialización de energía en Chile es precaria, hay antecedentes de que esta actividad se estaría realizando a través de pequeños

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

generadores y que estos comercializarían energía principalmente a pequeños clientes libres. Por ejemplo, la presentación acompañada por ACEN muestra que el número de empalmes suministrados por sus asociados se triplicó entre 2021 y 2023, que en conjunto suministran más empalmes que cualquier generador excepto Enel, y que el tamaño promedio de sus clientes, en cuanto a la energía demandada, sería una cuarta parte de aquella de Enel, y una fracción aún menor respecto a los otros generadores de mayor tamaño (ACEN, folio 117, p. 12).

119. Por tanto, considerando que no hay antecedentes determinantes sobre la incapacidad de los clientes elegibles potenciales para evaluar las distintas alternativas de suministro, que estos clientes representan una parte menor de los mercados regulados y libres, que hay antecedentes de que una porción relevante de los potenciales nuevos clientes elegibles estarían asociados a empresas de mayor tamaño y que este potencial riesgo podría ser mitigado a través de agregadores de demanda y comercializadores de energía, este Tribunal concluye que lo descrito precedentemente no tendría la aptitud para introducir riesgos sustanciales a la competencia en el suministro de energía eléctrica a clientes libres.

120. A mayor abundamiento, en caso de que la Solicitante tuviese a la vista antecedentes adicionales de los riesgos informacionales descritos en los párrafos anteriores, distintos aportes de antecedentes presentan propuestas para mitigarlos. Por ejemplo, la FNE presenta diversas propuestas para reforzar el acceso a información de los potenciales nuevos clientes elegibles. Asimismo, Colbún plantea una serie de propuestas en esta línea. En suma, a pesar de que a este Tribunal no le consta que existen, si el Ministerio recabara mayores antecedentes de riesgos informacionales a los que estuvieran expuestos los nuevos clientes elegibles, podría agregar al cambio de umbral medidas complementarias que mitigaran este potencial problema (v.gr. FNE, folio 94, p. 33, Colbún, folio 127, p. 32).

121. En suma, luego de analizados las distintas preocupaciones planteadas en los numerosos aportes de antecedentes presentados en el procedimiento, este Tribunal concluye que la propuesta del Ministerio no conlleva riesgos sustanciales a la competencia en el suministro de energía eléctrica a los clientes libres.

#### **D.2. Riesgos en suministro de energía a clientes regulados**

122. Descartados los potenciales riesgos sustanciales que recaerían sobre clientes libres, corresponde ahora detenerse en aquellos posibles riesgos para la competencia que se materializarían en el suministro de energía a clientes sujetos a regulación tarifaria.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

123. Respecto a los clientes regulados, no constan en el expediente potenciales riesgos relevantes relativos a los segmentos de transmisión y distribución, por lo que este Tribunal se referirá a los potenciales riesgos que se materializarían en el segmento de generación.

D.2.1. Riesgo de afectación de contratos de suministro adjudicados

124. El primer potencial riesgo para la competencia que se analizará consiste en una potencial afectación de los contratos de suministro ya adjudicados. Este riesgo es mencionado en términos generales por diversos intervinientes en autos (v.gr. EEAG, folio 88, pp. 3 y 4; EDF, folio 91, pp. 18 y 19; GMH, folio 123, p. 53; y Acera, folio 124, pp. 18-30). Estos aportantes argumentan que el cambio propuesto por el Ministerio agravará la actual situación de sobrecontratación, en la que la demanda de clientes regulados sería menor a la energía adjudicada a través de licitaciones públicas, afectando la situación financiera de las generadoras. Acera agrega que el cambio en el umbral propuesto por el Ministerio de Energía *“tendrá el potencial de permitir la activación de cláusulas de revisión de los precios contenidas en los contratos suscritos desde el año 2017 en adelante; cláusula incorporada igualmente en el modelo de contrato de la Licitación iniciada en el año 2023”* (Acera, folio 124, p. 27; en el mismo sentido, EDF, folio 88, p. 19). A continuación, el Tribunal analizará el riesgo particular de las cláusulas de revisión de precios, que es el mecanismo que provee la legislación para enfrentar posibles desequilibrios económicos que sobrevengan en los contratos de suministro ya suscritos, por lo que las conclusiones alcanzadas respecto a dicho mecanismo permiten también concluir acerca del riesgo general planteado por diversos aportantes.

125. Las mencionadas cláusulas de revisión de precios están amparadas en el artículo 134° inciso cuarto de la LGSE, que dispone: *“Los contratos de suministro podrán contener un mecanismo de revisión de precios en caso que, por causas no imputables al suministrador, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato, respecto de las condiciones existentes en el momento de presentación de la oferta, debido a cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria. Las bases establecerán el porcentaje o variación mínimo para determinar la magnitud que produzca el desequilibrio económico”*.

126. Al respecto, Copec indica que las últimas bases de licitación han incorporado esta norma, señalando que *“En las últimas bases de licitación de suministro de clientes regulados, esta variación en los costos debió haber sido superior al 2% en los costos de capital o de operación para la ejecución del*

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

*contrato.*” (Copec, folio 92, p. 20). No se acompañaron otros antecedentes al respecto en autos.

127. Sin perjuicio que no le corresponde a este Tribunal referirse a la ejecución de los contratos de suministro eléctrico ni a sus eventuales controversias, los potenciales riesgos mencionados en el expediente requieren analizar, desde una perspectiva de análisis de riesgos, qué tan probable sería, a priori, que una cláusula de este tipo sea invocada por una empresa generadora.

128. En este sentido, la sola lectura del citado artículo da cuenta que el escenario de revisión de precios sería excepcionalísimo, excluyendo su aplicación a partir de cambios transitorios aun cuando estos fuesen sustanciales y exigiendo, además, que estos produzcan “*un excesivo desequilibrio económico*”.

129. Los aportes de antecedentes contenidos en el expediente argumentan que una potencial revisión de precios podría estar justificada por una disminución de la demanda de clientes regulados, y el consecuente desacople entre las proyecciones hechas por generadores al momento de participar de licitaciones y la demanda efectiva de clientes regulados en el futuro.

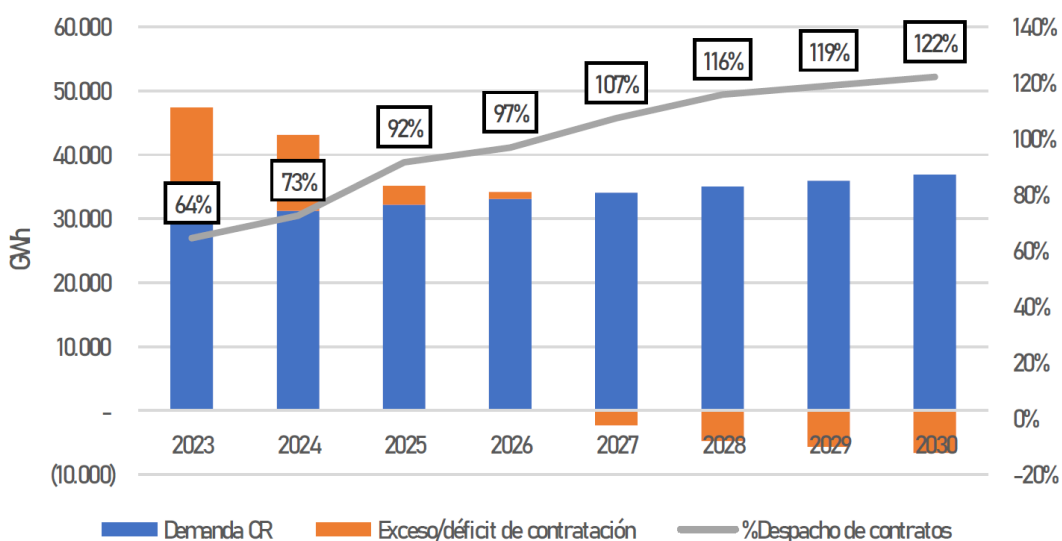
130. Sin embargo, diversos aportes de antecedentes explican que las licitaciones son hechas por la CNE cada cinco años y que los volúmenes de energía a licitar dependen de las necesidades proyectadas por la CNE previo a cada proceso licitatorio. Asimismo, en el expediente también consta que la actual situación de sobrecontratación descrita por diversos aportantes sería de corto plazo. Por ejemplo, la figura N° 4 del aporte de antecedentes de Acera, similar a aquella presentada por ACEN en su escrito de folio 117 y durante la audiencia pública del presente procedimiento, da cuenta que luego de la licitación de 2022 se proyectaba un exceso de contratación relevante solo para los años 2023 y 2024:



**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**GRÁFICO N° 2**

**Despacho de contratos de licitaciones de suministro de clientes regulados**



Fuente: Acera, folio 124, p. 21

131. Por tanto, la información contenida en el expediente sugiere que, en caso de que la propuesta del Ministerio provocara un excesivo desequilibrio económico, este sería transitorio, ya que la CNE podría adaptar los volúmenes licitados en las siguientes licitaciones para evitar una mayor subejecución de los contratos vigentes. Dado lo anterior, este Tribunal concluye que es muy improbable que los precios de los actuales contratos de suministro a clientes regulados aumenten producto de la activación de cláusulas de revisión de precios, al amparo del artículo 134 de la LGSE.

132. A mayor abundamiento, aun cuando se concluyera que los flujos futuros de los actuales adjudicatarios de licitaciones públicas pudieran ser afectados en forma permanente, no hay antecedentes en el expediente para respaldar que esto sería en la forma de un “excesivo desequilibrio económico”. Primero, porque en el expediente consta que, en caso de existir sobrecontratación en el suministro a clientes regulados, esta se prorratea entre los distintos adjudicatarios de licitaciones, por lo que no habría adjudicatarios que soporten en forma asimétrica un potencial efecto de este tipo. Segundo, porque en el expediente también consta que el universo de nuevos clientes elegibles representa una porción menor de la energía demandada por los actuales clientes regulados, apenas un 3,5% para el año 2023 (FNE, folio 94, p. 17). Por tanto, aún en el caso de que todos estos clientes opten por el suministro como clientes libres y que la CNE no modifique la próxima licitación respecto a la que existiría en un escenario sin cambio regulatorio, ambos supuestos muy improbables, el impacto en la demanda agregada de los clientes regulados sería menor y, con ello, difícilmente podría cumplirse la condición de un “excesivo desequilibrio económico” en los contratos de suministro.

133. En consecuencia, y por las razones expuestas en los párrafos precedentes, este Tribunal desestimará los riesgos relativos a la potencial

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

afectación de los contratos de suministro ya adjudicados, ya sea en términos generales, como también en cuanto a la posible activación de cláusulas de revisión de precio.

D.2.2. Riesgo de afectación de procesos de licitación futuros

134. Un segundo potencial riesgo que se ha expuesto en diversos aportes de antecedentes se refiere a que el cambio propuesto por el Ministerio podría afectar las licitaciones futuras para el suministro a clientes regulados, haciéndolos menos atractivos y generando un alza en los precios ofertados. Por ejemplo, Generadoras de Chile señala que el cambio propuesto por el Ministerio *“puede conllevar un aumento de la percepción de riesgo de los generadores con respecto a la participación en las futuras licitaciones de suministro para clientes regulados, derivado de la mayor incertidumbre acerca del universo potencial de clientes que servirá el contrato”* (Generadoras de Chile, folio 88, p.9). En la misma línea, GMH señala que *“También existen problemas con esta fuga de potencia que se asocian al financiamiento de las empresas generadoras. La fuga produce incertidumbre sobre futuras licitaciones y los incentivos a participar en ellas”*(GMH, folio 123, p. 54), argumento similar al planteado por Engie, quien señala que *“las futuras licitaciones de suministro podrían presentar alzas en los precios de adjudicación, producto de una disminución de la demanda base de energía requerida”* (Engie, folio 126, p. 13) y EDF que señala que los precios podrían aumentar a través de *“un alza de los precios ofertados en las próximas licitaciones de suministro”* (EDF, folio 91, p. 18).

135. Respecto a este potencial riesgo, y tal como se menciona *supra* en la sección C.1.3., es importante considerar que la CNE realiza una proyección de la demanda futura antes de cada licitación para el suministro a clientes regulados, la que incide directamente en el diseño de estas licitaciones. Por tanto, es razonable esperar que, como señalan varios aportantes, un traspaso de clientes desde regulados a libres disminuya la demanda del sector regulado y, con ello, el tamaño de las licitaciones públicas futuras, en comparación al escenario esperado sin tal traspaso de clientes.

136. Sin embargo, de los aportes de antecedentes no se desprende que esta reducción pueda implicar riesgos para la competencia. En primer lugar, porque de una menor cantidad de energía licitada no se puede concluir necesariamente que la licitación será menos competitiva o que tendrá, como resultado, precios más altos. La valoración de las generadoras por contratos de largo plazo –tanto las con capacidad instalada, como aquellas que buscan entrar al segmento de la generación con nuevos proyectos– significa que habrá una competencia intensa por los volúmenes potencialmente menores, por lo que no hay razones para predecir menor competencia o un alza en los precios adjudicados. En segundo

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

lugar, porque, tal como se señaló *supra* en la sección D.1.2., el impacto en términos de energía licitada sería muy probablemente pequeña y, además, transitoria, por lo que incluso de existir razones para esperar un impacto adverso en las licitaciones futuras, ésta sería de una entidad menor.

137. Por las razones precedentes, este Tribunal desestimaré los potenciales riesgos a la competencia que la propuesta del Ministerio pueda significar para las licitaciones futuras de suministro eléctrico para clientes regulados.

**D.2.3. Otros riesgos identificados en autos**

138. Por último, algunos aportes de antecedentes mencionan posibles impactos en la inversión extranjera, en la facilidad para conseguir financiamiento para futuros proyectos de generación eléctrica y en el desarrollo de la autogeneración distribuida o *netbilling*, así como problemas en la formulación de la política de descarbonización.

139. Por ejemplo, respecto a la inversión extranjera, EDF señala que la propuesta del Ministerio la afectaría “*atendido la mayor inestabilidad regulatoria que se genera*” (EDF, folio 91, p. 21). En una misma línea, al referirse sobre el financiamiento de proyectos de generación, Acera señala que el cambio propuesto podría producir “*consecuencias adversas en el financiamiento de dichos proyectos y una eventual pérdida de bancabilidad de las centrales que respaldan los contratos de PPAs; sumado a que eventualmente exista una pérdida de credibilidad en los financiamientos futuros para proyectos que cuenten con este tipo de contratos*” (Acera, folio 124, p. 31). En una línea similar, GMH indica que una medida como la propuesta por el Ministerio podría desincentivar las inversiones por parte de las generadoras o la suspensión de inversiones existentes (GMH, folio 123, pp. 5 y 54).

140. Respecto a la autogeneración distribuida o *netbilling*, Acesol señala que “*la Solicitud contraría el objetivo de política pública del propio Gobierno de promover el autoconsumo pues (...) sólo los Clientes Regulados pueden instalar proyectos de NetBilling (...), por lo que hay una decisión binaria entre optar por ser Cliente Libre o incorporar instalaciones de NetBilling*”. Agrega que la Solicitud sería además incongruente con la Política Energética Nacional, que propone “*impulsar la generación en base a energías renovables utilizando medios energéticos distribuidos por medio de la identificación y levantamiento de barreras para su desarrollo*” (Acesol, folio 95, pp. 32 y 37). En una línea similar, Acera agrega que con la Solicitud “*se prevé una disminución del universo de Clientes Regulados, lo que traerá aparejado una contracción del mercado del Net Billing*”, que “*Dicha situación resulta contradictoria con las metas y objetivos que se ha impuesto Chile para impulsar el Net Billing en nuestro país, en particular conforme a lo dispuesto en la Política Energética Nacional, y en la Agenda de Energía 2022-*

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

2026” y que “exista una mayor judicialización entre los Clientes Regulados y aquellas empresas que se hubieran contratado para efectos de la construcción y operación de las instalaciones de generación” (Acera, folio 124, p. 33 y 38).

141. Sin embargo, no hay en el expediente antecedentes concretos de riesgos a la competencia que, en línea con lo descrito en el párrafo anterior, podrían materializarse en los mercados analizados. En primer lugar, en los distintos aportes de antecedentes, las referencias a los problemas de este tipo son teóricas y genéricas, lo que no permiten a este Tribunal concluir que éstos tengan una probabilidad alta de materializarse, ni que, en tal caso, se debiesen esperar efectos sustanciales.

142. En dicho sentido, lo descrito en la sección D.1.2. da cuenta que el potencial impacto en los volúmenes demandados en el segmento regulado son menores y que posibles desbalances entre la demanda y la energía contratada pueden ser corregidos en las siguientes licitaciones de la CNE. Por tanto, los posibles problemas de financiamiento, que de acuerdo con los aportes de antecedentes se basan en los desbalances entre la demanda y la energía licitada y en la impredecibilidad de la demanda del sector regulado, no tendrían una alta probabilidad de materializarse y, de hacerlo, no tendrían efectos significativos sobre la competencia en los mercados analizados. En una línea similar, que el potencial impacto en los volúmenes demandados en el segmento regulado sea menor sugiere también que una posible reducción de la autogeneración tampoco sería significativa.

143. Sin perjuicio de lo señalado, en línea con lo expuesto en la sección B.2., el posible impacto en la inversión extranjera producto de la inestabilidad regulatoria es un elemento de formulación de política pública que debe considerar el órgano administrativo, y no es parte del examen que debe realizar este Tribunal al evacuar el presente informe.

144. Asimismo, las condiciones de financiamiento de los proyectos futuros y el impacto en el modelo de desarrollo de la generación eléctrica son también elementos que debe considerar el Ministerio de Energía al decidir cambios regulatorios de este tipo, no siendo, a priori, parte del control de competencia que debe realizarse en esta sede. En el mismo sentido, el fomento del *netbilling* y su importancia dentro de la industria eléctrica nacional es resorte de las autoridades sectoriales competentes, las que deben sopesar el impacto que tendrá la Solicitud en la política de autogeneración distribuida.

145. Atendido lo señalado en los párrafos precedentes, este Tribunal desestimaré este tipo de riesgos potenciales derivados de la Solicitud en la inversión extranjera, problemas de financiamiento o una posible reducción de la autogeneración distribuida.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

146. Por último, cabe señalar que Conadecus aduce diversos problemas vinculados en general a la política de descarbonización, advirtiendo que el menor costo derivado del uso de tecnologías renovables no ha sido traspasado a consumidores y que las energías variables no aseguran continuidad, lo que deviene en costos que son soportados por otros agentes del sistema, incluyendo a los usuarios, entre otros aspectos (Conadecus, folio 135, pp. 6. y ss.). Con todo, dichos argumentos no dicen relación con el control que corresponde realizar al Tribunal en ejercicio de la potestad informativa de autos, por lo que no serán considerados para efectos de las conclusiones a las que se arriba en el presente informe.

147. Por todo lo descrito en la sección D.2., este Tribunal considera que la propuesta del Ministerio de Energía no implica riesgos sustanciales a la competencia en el suministro de energía a clientes regulados.

148. Al no haberse identificado, en ninguno de los mercados analizados en el presente informe, riesgos sustanciales a la competencia que deban ser mitigados, no le corresponde a este Tribunal pronunciarse sobre la idoneidad de las diversas medidas propuestas por las intervinientes (*v.gr.* FNE, folio 94, pp. 33 y 34; Colbún, folio 127, pp. 28 y ss.; Transmisoras, folio 129, pp. 11 y ss.; Conadecus, folio 135, pp. 13 y 14; Sofofa, folio 140, pp. 4 y 5), sin perjuicio de que las propuestas de las intervinientes puedan ser consideradas por el Ministerio de Energía como un complemento a la reducción del umbral objeto de la Solicitud.

### **D.3 Beneficios alegados**

149. Conforme se expuso en la sección B.2., este Tribunal considera que el mandato que el legislador otorgó para emitir un informe en el contexto del artículo 147 letra d) de la LGSE debe circunscribirse a determinar si la Solicitud puede generar riesgos sustanciales a competencia. En dicho sentido, los diversos beneficios alegados por las intervinientes en autos, deben ser ponderados en su mérito siempre que guarden relación con el análisis de libre competencia, de manera que sirvan como compensación a los riesgos detectados por este Tribunal.

150. Sin perjuicio de ello, como se expuso *supra* en las secciones D.1. y D.2., la Solicitud del Ministerio de Energía no da lugar a riesgos sustanciales a la competencia en el suministro de energía a clientes libres y regulados. Con todo, a mayor abundamiento, en lo sucesivo se analizan los beneficios que diversos aportantes de antecedentes destacaron en relación con el cambio en el umbral que propone la Solicitud.

151. En primer lugar, un grupo de intervinientes señala que la reducción del umbral para calificar como cliente libre les otorga un derecho a optar por una

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

estrategia que se ajuste más a sus necesidades, en base a un análisis de su propio riesgo e intereses (Multigremial, folio 78, pp. 18 y 19; Telefónica, folio 101, pp. 3 y 5; ACEN, folio 117, pp. 18 y ss.; Sofofa, folio 140, p. 3). Lo anterior en un contexto donde el mercado es lo suficientemente transparente como para que los usuarios finales puedan conocer las tarifas e incluso comprender los factores que inciden en su aumento o reducción (SMU, folio 87, p. 9), ya sea por sí mismos o a través de terceros que los asesoren en el cambio de régimen (ACEN, folio 117, p. 19). Adicionalmente, algunas intervinientes expusieron que la posibilidad de cambiarse al régimen libre les permitirá elegir opciones energéticas que se encuentren en línea con sus políticas de sostenibilidad, cuidado del medio ambiente y gestión energética, al tener la posibilidad de controlar que el suministro contratado con las generadoras corresponda a energía limpia (SMU, folio 87, p. 10; Multigremial, folio 78, p. 18; Sofofa, folio 140, pp. 3 y 4; Copec, folio 92, pp. 25 y 26; Aguas Andinas, folio 131, p. 14; Coordinador, folio 111, p. 9).

152. En línea con lo expuesto por este Tribunal *supra* en la sección D.1., los beneficios vinculados a un derecho a optar por un régimen que se ajuste a sus necesidades, y por una fuente energética que permita a las empresas conseguir sus objetivos en términos de política de sostenibilidad, son propios del diseño regulatorio escogido por el legislador que otorga mayor flexibilidad a los clientes libres. Este Tribunal advierte que otorgar esta posibilidad a los clientes alcanzados por la rebaja del umbral puede dar lugar, en teoría, a eficiencias en términos agregados. Cabe destacar que dichas eficiencias se relacionan precisamente con la flexibilidad que otorga el diseño regulatorio, y no necesariamente con el hecho de que en un período determinado se hayan verificado tarifas más bajas en el segmento libre, porque –como se expuso *supra* en la sección C.2.4.– no es posible sostener que los clientes libres vayan a obtener siempre tarifas más convenientes.

153. Por otro lado, diversas intervinientes coinciden en que la negociación directa de los términos en que se contrata la energía permitirá acceder a mejores tarifas para su suministro, y una consecuente disminución de los costos de aprovisionamiento (Indupan, folio 58, p. 4; ChileTelcos, folio 76, p. 7; SMU, folio 87, p. 9; ACEN, folio 117, pp. 19-21; Sofofa, folio 140, p. 3). Lo anterior también propiciará acceder a mejores condiciones contractuales, en términos de calidad de servicio (Coordinador, folio 111, p. 9; Sofofa, folio 140, p. 3 Aguas Andinas, folio 131, p. 10).

154. Al respecto, este Tribunal advierte que la reducción del umbral propuesto por la Solicitud puede dar lugar a potenciales beneficios individuales para las empresas que opten por migrar del régimen regulado al libre. Con todo, dichos beneficios están relacionados con las condiciones actuales en el mercado, y no se encuentran necesariamente vinculados a cambios en las condiciones

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

estructurales del mercado que introduzcan mayor competencia producto de la Solicitud.

155. Por último, algunas intervinientes mencionan externalidades positivas en otros mercados, como la promoción de la electromovilidad al facilitarse la infraestructura de carga de vehículos eléctricos (Copec, folio 92, pp. 23 y ss.); y la posible reducción de las tarifas sanitarias cuyos costos consideran la energía eléctrica (Aguas Andinas, folio 131, pp. 11 y 12).

156. Al respecto, y como se expuso en la sección B.2. *supra*, sin perjuicio de que este Tribunal reconoce que podrían ser intereses legítimos, la promoción de la electromovilidad o el impacto en las tarifas sanitarias no se encuentran vinculadas al análisis de riesgos sustanciales a la competencia que el legislador mandata en el artículo 147 literal d) de la LGSE. Ello sin perjuicio de la evaluación y ponderación de esos y otros intereses, que corresponde al Ministerio de Energía para efectos de la formulación de política pública en esta materia.

157. Finalmente, cabe señalar que todos los antecedentes aportados por las diversas intervinientes fueron revisados en detalle, considerando aquellas materias estrictamente relacionadas con la Solicitud y que se encuentran dentro del ámbito de análisis que corresponde a la potestad informativa de este Tribunal, según se expuso en la sección B.2. El resto de los antecedentes no vinculados al objeto del proceso, también descritos en la parte expositiva del presente informe, sin perjuicio de haber sido evaluados y ponderados en su mérito, no fueron considerados para las conclusiones del Tribunal.

### **III. CONCLUSIONES**

158. Luego de analizada la propuesta del Ministerio de Energía, consistente en la disminución desde 500 a 300 kW del umbral mínimo de potencia para que clientes opten al aprovisionamiento de energía eléctrica como clientes libres, y los distintos aportes de antecedentes que obran en autos, este Tribunal concluye que la Solicitud no genera riesgos sustanciales a competencia. En consecuencia, se informa favorablemente.

**REPÚBLICA DE CHILE**  
**TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

Redacción a cargo del Ministro Sr. Ignacio Parot Morales.

Pronunciado por los Ministros Sr. Ignacio Parot Morales, Sr. Ricardo Paredes Molina y Sr. Rafael Pastor Besoain.

Notifíquese personalmente, por cédula o por correo electrónico a la Solicitante y a los aportantes de antecedentes que hayan designado correo electrónico para efectos de la notificación.

Inclúyase en el estado diario el informe precedente y publíquese una vez que la Solicitante y los aportantes de antecedentes se encuentren notificados.

Archívese en su oportunidad.

Rol NC N° 525-23.

Firmado por los Ministros Sr. Ignacio Parot Morales, Sr. Ricardo Paredes Molina y Sr. Rafael Pastor Besoain. Autoriza la Secretaria Abogada Sra. Valeria Ortega Romo.



\*CDE10121-5287-49B7-99C2-F78AEF025405\*

Este documento incorpora una firma electrónica avanzada. Su validez puede ser consultada en [www.tdlc.cl](http://www.tdlc.cl) con el código de verificación indicado bajo el código de barras.