

# MARCO REGULATORIO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NO CONVENCIONAL MEDIANTE DIGESTIÓN ANAEROBIA\*

REGULATORY FRAMEWORK OF NON-CONVENTIONAL ELECTRICITY GENERATION PROJECTS BY MEANS OF ANAEROBIC DIGESTION  
CADRE NORMATIF DE PROJETS DE GÉNÉRATION ÉLECTRIQUE NON CONVENTIONNELLE PAR DIGESTION ANAEROBIQUE

RAFAEL PLAZA REVECO\*\*

## RESUMEN

*Este artículo analiza el panorama energético crítico en Chile. Su objetivo es contribuir al análisis y la sistematización del marco regulatorio y de ciertas políticas públicas relevantes aplicables a las ERNC—energías renovables no convencionales—y, en particular, a la bioenergía que emplee el mecanismo de digestión anaerobia —DA—. La DA es un método para la generación renovable de bioenergía, que emplea tecnología estándar a un costo económico relativamente bajo y que, además, permite la reutilización sustentable de residuos. Además, se revisa el panorama internacional regulatorio de producción eléctrica mediante tecnologías renovables no convencionales, incluida la DA.*

*PALABRAS CLAVE: Derecho eléctrico – Mercado eléctrico – Energías renovables no convencionales – Digestión anaerobia*

## ABSTRACT

*This article analyses the critical Chilean energetic scenario. Its purpose is to contribute to the analysis and systematization of the regulatory framework and of certain relevant public policies applicable to the NCRE —non-conventional renewable energies— and, in particular, to the bioenergy that uses the anaerobic digestion mechanism —AD—. The AD is a method for renewable bioenergy generation, which uses standard technology at a relatively low cost and, also, allows for the sustainable reuse of waste. In addition, the international regulatory scenario of electricity production by means of non-conventional renewable technologies, including the case of AD, is reviewed.*

*KEYWORDS: Electric law – Electric market – Non-conventional renewable energy – Anaerobic digestion*

## RÉSUMÉ

*Cette chronique analyse le panorama énergétique critique au Chili. Son objectif est contribuer à l'analyse et la systématisation du cadre réglementaire et de certains politiques publiques*

\* Artículo recibido el 8 de mayo de 2014 y aceptado para su publicación el 20 de noviembre de 2014.

\*\* Abogado. LL.M. New York University (NYU), Estados Unidos. PhD/LL.M. University of Melbourne (UNIMELB), Australia. Académico visitante de *Lauterpacht Centre for International Law* (LCIL) de la Universidad de Cambridge (CAM) y primer *Arthur Watts Research Fellow* del *British Institute of International and Comparative Law* (BIICL) de Londres, Reino Unido. También es Asociado de *Melbourne Academy for Sustainability & Society* (MASS) y del *Centre for Resources, Energy and Environmental Law* (CREEL) en la Universidad de Melbourne. Profesor investigador de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile en Derecho, Economía y Mercados Eléctricos, Santiago, Chile. Correo electrónico: rplaza\_cl@yahoo.com. La presente investigación legal realizada por el autor fue comisionada por organizaciones privadas internacionales, razón por la cual no contiene referencias doctrinales.

*importantes aplicables aux ERNC –énergies renouvelables non conventionnelles– et, en particulier, à la bioénergie qui utilise le mécanisme de digestion anaérobique –DA–. La DA est un méthode pour la génération renouvelable de bioénergie, qui utilise technologie estándar à un coût économique relativement bas et il permet la reutilisation sustentable de déchets. En outre, on revise le panorama international régulateur de production électrique parmi les technologies renouvelables non conventionnelles, et aussi la DA.*

*MOTS CLÉS: Droit électrique – Marché électrique-énergies – Renouvelables non conventionnelles – Digestion anaérobique*

## INTRODUCCIÓN

El análisis de este artículo parte teniendo por base una proyección y una realidad. La primera es el diagnóstico –tanto gubernamental como de la propia industria energética– sobre la marcada tendencia de aumento en la demanda eléctrica para el año 2020. A esa fecha, se señala, Chile demandará 100.000 GWh; y, para cubrir esa proyección, el país tendría que aumentar su capacidad instalada aproximadamente en 8.000 MW. En segundo término, la realidad actual de la matriz energética chilena, de extracción mayoritariamente térmica (63%) e hídrica convencional (34%) y sólo marginalmente contemplando fuentes de energías renovables no convencionales (en adelante, ERNC) con un magro 3%<sup>1</sup>.

El panorama energético actual de Chile es crítico. Podemos apreciar este panorama señalando que su capacidad instalada actual es de 17.000 MW y que en sólo siete años (lo que resta para el 2020) el país tendría que aumentarla al menos en un 50%. La gran interrogante que fluye de la proyección es cómo poder aumentar así la capacidad instalada. De la observación de la matriz, en cambio, surge la pregunta si Chile desea perseverar en un mix energético como el actual o si adopta medidas (de política económica, legislativas, reglamentarias, etc.) para influir el tránsito hacia combinaciones más sustentables de fuentes energéticas.

El carácter general de esta investigación se enmarca en la promoción de las fuentes y proyectos de ERNC en el país. Su objetivo es contribuir al análisis exhaustivo y sistematización del marco regulatorio y de políticas públicas aplicable a una ERNC en particular: la biomasa y al método de digestión anaerobia (en adelante, DA) por el cual se obtiene biogás, susceptible de ser empleado en generación eléctrica.

<sup>1</sup> En Chile, los sistemas eléctricos son el Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el sistema de Aysén y el de Magallanes. En capacidad instalada, los dos más relevantes son los dos primeros, pues Magallanes alcanza los 100 MW y Aysén sólo 81 MW. El SING posee una capacidad instalada de 3.964 MW (equivalente al 23,7% de la capacidad instalada del país), su generación es un 100% térmica, mediante el uso de gas natural (49%), petróleo (42%) y carbón (9%) y su demanda máxima llega a los 2.162 MW; en cambio, el SIC tiene una capacidad instalada de 12.581 MW (equivalente al 75,2% de la capacidad instalada del país), su generación es 50% térmica (mediante el uso de gas natural (25%), petróleo (15%) y carbón (10%)), 47% hidroeléctrica (cuyo 30% es generado por unidades de embalse y el resto de pasada) y 3% de energías renovables no convencionales (biomasa, mini-hidro y eólica); y su demanda máxima llega a los 6.881 MW. Datos extraídos de una presentación del pasado Ministro de Energía Sr. Jorge Bunster Betteley a la Comisión de Energía y Minería de la Cámara de Diputados efectuada el 5 de septiembre de 2012.

En cuanto a la metodología empleada, la primera parte de este informe contiene una visión general comparada de las principales normas europeas en materia de mercado eléctrico, las que gradualmente se especifican en las que atañen más directamente a los procesos de DA, tanto a nivel europeo como doméstico. Las partes restantes se enfocan en un análisis pormenorizado de la legislación, normas reglamentarias y políticas nacionales atinentes a este tipo de proyectos. El enfoque del análisis normativo se centra preferentemente en los Pequeños Medios de Generación Distribuida (en adelante, PMGD); sistemas eléctricos medianos (de capacidad instalada de generación inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW) y pequeños (de hasta 1.500 kW); y en situaciones de suministro eléctrico constitutivas o no de servicio público de distribución eléctrica, en otros términos, casos en los que puede o no existir concesión de ese tipo<sup>2</sup>.

#### 1. DIGESTIÓN ANAEROBIA Y MERCADO ELÉCTRICO EN LA UNIÓN EUROPEA. RESEÑA GENERAL COMPARATIVA

Esta sección se inicia con un panorama de la proyección mundial del mercado de gas natural y continúa con una reseña comparativa del marco regulatorio del mercado eléctrico europeo interno<sup>3</sup>. Pretende, además, identificar experiencias regulatorias exitosas de DA en Alemania y Francia, con énfasis en instrumentos de alcance regional y local. Finalmente, se enuncian algunos programas y normas relevantes en Estados Unidos.

La DA es una tecnología carbono-neutral que emplea microorganismos en una serie de procesos biológicos<sup>4</sup> en que bacterias descomponen material biodegradable en ausencia de oxígeno. Mediante ella, se obtiene biogás como producto final y cuya combustión puede usarse para generar calor o mover turbinas y generar electricidad; igualmente, el biogás puede procesarse a gas natural renovable o biometano y a otros biocombustibles<sup>5</sup>. Los residuos de la DA, además, pueden ser usados como fertilizantes secundarios en agricultura. La DA es legal e internacionalmente considerada un medio de generación renovable no convencional.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, en 2035, la demanda primaria global de gas natural alcanzará los 5.1 trillones de m<sup>3</sup>, aumentando de 21 a

<sup>2</sup> Por su parte, los Pequeños Medios de Generación (PMG) se conectan a un sistema eléctrico a través de instalaciones de un sistema troncal, de subtransmisión o adicional; y son entidades sujetas a la coordinación del CDEC respectivo. Vid. art. 47 D.S. N° 244, de 17 de enero de 2006, de Economía.

<sup>3</sup> En consecuencia, la regulación que incida sobre mercados externos y material de tratados internacionales de los que forme parte la UE tales como Energy Charter Treaty y su PEREEA Protocol, 1987 Montreal Protocol, 1992 United Nations Framework Convention on Climate Change, 1997 Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Basel Convention, Alpine Convention y su Protocolo, por citar sólo algunos, no forman parte del análisis de este informe.

<sup>4</sup> Comúnmente, hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis.

<sup>5</sup> Environmental Protection Agency (EPA). Vid. <[www.epa.gov](http://www.epa.gov)>.

25% la participación del gas natural en la matriz energética mundial, desplazando hasta llegar a superar –hacia 2030– la participación global del carbón<sup>6</sup>.

La Unión Europea (en adelante, UE) es una organización internacional<sup>7</sup> establecida por Tratados Internacionales<sup>8</sup> que imponen derechos y obligaciones mutuas entre los Estados Miembros<sup>9</sup> y límites a sus derechos soberanos en materias específicas<sup>10</sup>. En efecto, estos tratados han transferido competencias o poderes a las instituciones de la Unión sobre materias en la que los Estados Miembros cesan de tener control directo. Este particular sistema legal deviene, entonces, “supranacional”<sup>11</sup>, por cuanto constituye un sistema legal común propio de los Estados Miembros que, claramente, no constituye *per se* legislación nacional de cualquiera de ellos, se impone sobre ellas en ciertos casos y es diferente a cualquier jurisdicción particular doméstica originada de un único poder soberano.

Las “competencias comunes o compartidas” entre la UE y los Estados Miembros incluyen los asuntos energéticos, las redes transeuropeas, la seguridad común, el mercado interno y la cohesión económica y territorial<sup>12</sup>. Las políticas relativas a estas materias están confiadas conjuntamente a la Unión y a los Estados Miembros. El Consejo de la UE (en adelante, el Consejo) ha sido mandatado, sin embargo, para “adoptar directrices amplias de políticas económicas de los

<sup>6</sup> International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2011. Special Report, Are we entering a Golden Age of Gas?*

<sup>7</sup> Un desarrollo importante en la transferencia de poderes de implementación, por Estados soberanos a organizaciones internacionales y a sus secretarías se halla en los artículos 162(2) (a), (u), (v), (w) y (z) y 176 de UNCLOS 1982. En virtud de estas disposiciones la autoridad goza de personalidad y capacidad legal necesarias para el ejercicio de sus funciones y el cumplimiento de sus fines. *United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS, Montego Bay), opened for signature 10 December 1982, 21 ILM 1261 (entered into force 16 November 1994)*.

<sup>8</sup> *Treaty on European Union or Maastricht Treaty (EU Treaty)*, abierto para firma 7 february 1992, versión consolidada [2008] O.J. C115/1 (entró en vigor 1 noviembre 1993). The EU Treaty was amended by the *Treaty of Amsterdam, abierto para firma 2 October 1997 OJ C 340/1* (entró en vigor 1 mayo 1999); the *Treaty of Nice amending the TEU, the Treaties establishing the European Communities and certain related acts, abierto para firma 26 February 2001, [2001] O.J. C80/1* (entró en vigor 1 febrero 2003), and by the *Lisbon Treaty or Treaty of the Functioning of the European Union (TFEU), abierto para firma 20 junio 2007 OJ C 306/1* (entró en vigor 1 diciembre 2009), art. 4(1)-(2). La versión consolidada puede hallarse en: *Maastricht Treaty (EU Treaty)*, [2008] O.J. C115/1. Vid. también *Treaty Establishing the European Atomic Energy Community (EAEC or EURATOM Treaty)*, abierto para firma 25 marzo 1957, 298 UNTS 167 (entró en vigor 1 enero 1958).

<sup>9</sup> Hoy son 28 Estados Miembros, desde la reciente adhesión de Croacia el 1 de julio de 2013.

<sup>10</sup> *Van Gend & Loos v. Nederlandse Administratie der Belastingen* (26/62) [1963] E.C.R. 1 at 12; [1963] C.M.L.R. 105.

<sup>11</sup> Aunque el término “supranacional” –en uso en el art. 9º (5,6) de ECSC– fue totalmente eliminado de los dos Tratados de Roma por la derogación del referido art. 9º ECSC por el Merger Treaty y reemplazado con idéntico texto en los tres European Treaties.

<sup>12</sup> *Lisbon Treaty or Treaty of the Functioning of the European Union (TFEU)*, abierto para firma 20 junio 2007 OJ C 306/1 (entró en vigor 1 diciembre 2009) art. 4(1)-(2).

Estados Miembros y de la Unión”<sup>13</sup>. No obstante, dado que la UE –actuando por sí misma– no tiene facultades para implementar lo que ha sido recomendado, la cooperación y una coordinación flexible entre los Estados Miembros resultan indispensables.

Nos interesa especialmente el mercado interno europeo<sup>14</sup>, en el que se insertaría –de consolidarse– el Mercado Eléctrico Común Europeo. El Mercado interno de la UE está definido por el Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea (TFEU, por sus siglas en inglés) como “un área sin fronteras internas en el cual el libre movimiento de bienes, personas, servicios y capital son asegurados en conformidad a las disposiciones de los Tratados”<sup>15</sup>. Puesto que la electricidad es un *commodity* fungible, un bien mueble desde el punto de vista jurídico<sup>16</sup>, nos ocupa aquí solamente el aspecto relacionado con el movimiento de bienes en el mercado interno; el que, de acuerdo al Derecho Europeo, puede hacerlo libremente, sin obstáculos, en toda el área confinada por las fronteras externas de la Unión. Esto crea, en teoría, un mercado único para la electricidad en el territorio de la Unión.

Ahora bien, la política energética de la UE se inserta en la política general sobre el mercado interno. Crear un mercado competitivo interno de la energía es uno de los objetivos prioritarios de la UE. Para que ello se materialice, se requiere una red integrada y confiable y, por lo tanto, inversión en infraestructura. En línea con esto, la Regulación del Consejo (EU, EURATOM) 617/20101, de 24 de junio de 2010, dispuso un marco armonizado para reportar a la Comisión Europea los proyectos –cualquiera sea su tipo– en infraestructura energética dentro de la UE<sup>17</sup>. Esta información permite a la Comisión conducir análisis sobre el mercado así

<sup>13</sup> *Ibíd.* [99] art. 121(2)3.]

<sup>14</sup> Es útil consignar que, en el frente exterior y entre otros tratados energéticos, la UE –como tal– es parte de la Energy Charter Treaty y de Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects (PEEREA). Ambos entraron en vigor en 1998.

<sup>15</sup> *Ibíd.* [14(2)] art. 26(2).

<sup>16</sup> El carácter mueble de la electricidad está basado en sus características físicas. Su caracterización legal como fungible o no es más problemática y plantea interesantes cuestiones. Por ejemplo, puede decirse con propiedad que la electricidad es fungible en el contexto de cada sector de la industria, dado que la electricidad producida por un generador, transportada por un transmisor y entregada finalmente por un distribuidor es, o puede ser, totalmente intercambiable. Sin embargo, si se considera la producción de energía eléctrica a una cierta tensión (por ejemplo, bajo voltaje) sufriendo una transformación a alto voltaje (para transportarla largas distancias, por ejemplo), ¿podría legalmente decirse que es aún el mismo producto intercambiable? Similar interrogante legal podría surgir después de sufrir procesos de transformación a bajo voltaje. Adicionalmente, si la caracterización económica de “bienes” es tomada en cuenta, el panorama se torna aún más oscuro, pues en lo que concierne a la Economía, la electricidad (con independencia de sus transformaciones de voltaje) simplemente no puede ser reemplazada por nada similar, económicamente, no hay un “bien sustituto” de la electricidad.

<sup>17</sup> *Council Regulation 617/20101/EU-EURATOM of 24 June 2010 concerning the notification to the Commission of investment projects in energy infrastructure within the European Union and repealing Regulation No 736/96/EC [2010]OJ L 180/7.*

como elaborar planes anuales de desarrollo de la red eléctrica<sup>18</sup>. Precisamente, la Comisión prepara un documento sobre las prioridades de infraestructura necesarias para alcanzar un mercado interno eléctrico funcional (no teórico), integrar fuentes renovables de energía y asegurar el suministro en el período 2020-2030; así como determinar los instrumentos de política económica a emplear con ese objeto en las próximas dos décadas. Igualmente, la Comisión ha confiado al operador eléctrico (ENTSO-E) y al de gas (ENTSO-G) elaborar el diseño de las respectivas redes europeas de electricidad y gas natural. El objetivo es interconectar a todos los Estados Miembros a través de corredores transfronterizos al 2015; y, a la vez, tomar en cuenta las redes de conexión con terceros Estados sobre la base de la Hoja de Ruta Energética 2050<sup>19</sup>, lanzada en 2011.

El marco general europeo de regulación de la producción de energía eléctrica mediante tecnologías renovables no convencionales, incluida por cierto la DA, está dado por las metas ambientales y objetivos establecidos por la legislación europea para el período 2010-2050. En el nivel más general de esa normativa, la política “20-20-20” de la UE<sup>20</sup> fijó la meta de aumentar a 20% el consumo energético proveniente de fuentes de energía renovable (RES, en su acrónimo inglés).

A un nivel más acotado, la meta RES se tradujo en legislación a través del Paquete sobre Clima y Energía 2009<sup>21</sup>. Y, específicamente en relación con la bioenergía, el Plan de Acción de Biomasa<sup>22</sup> contempló alcanzar, en 2010 y como mínimo, un incremento de la bioenergía equivalente al 50% de la producción existente en 2003<sup>23</sup>. Actualmente, bajo la Directiva 2009/28/EC se estableció –para el grupo de los Estados Miembros– la meta vinculante de alcanzar un 20% de energía renovable sobre el consumo final total de energía. Aún más, exige que la energía renovable alcance el 10% del consumo energético de transporte de la UE en 2020<sup>24</sup>; y en este desafío, los principales instrumentos de política adoptados son los estándares para mezcla de biocombustibles, en cuya producción la DA es capital<sup>25</sup>.

<sup>18</sup> La Comisión debe remitir este análisis al Parlamento Europeo, al Consejo y al Comité Europeo Económico y Social.

<sup>19</sup> Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions-Energy Roadmap 2050, COM(2011) 885 final, Brussels, 15.12.2011.

<sup>20</sup> EU 20-20-20 targets (EC, 2007). Renewable Energy Sources (RES) target.

<sup>21</sup> Climate and Energy Package, 2009 (EU, 2009h).

<sup>22</sup> Communication from the Commission-Biomass Action Plan, COM/2005/0628 final, Brussels, 7.12.2005.

<sup>23</sup> Esto, representaba aumentar la producción de bioenergía de 69 Mtoe a 150 Mtoe.

<sup>24</sup> White paper: Roadmap to a Single European Transport Area-Towards a competitive and resource efficient transport system, COM(2011) 144 final, Brussels, 28.3.2011.

<sup>25</sup> Vid. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, COM(2012) 595 final, Brussels, 17.10.2012. Vid. también Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 1998

El nivel de mayor especificidad atingente a la DA es la generación/recuperación de energía eléctrica mediante el uso de residuos y basura. La Hoja de Ruta para una Europa Recurso-Eficiente<sup>26</sup> postula como objetivo para 2020 la administración de ellos como un recurso estratégico, identificando como atractivos para actores públicos y privados su reutilización y reciclado, apuntando a la virtual eliminación de vertederos<sup>27</sup> y restringiendo la recuperación de energía sólo a los materiales no reciclables. Por último, a un nivel operativo, aparecen relevantes a la DA las regulaciones en materia de registro, evaluación, autorización y restricción de químicos por una parte<sup>28</sup>; y de emisiones industriales, por otra<sup>29</sup>.

Puesto que la Comisión Europea promueve que todos los Estados Miembros adopten estrategias comprensivas para la adaptación de sus políticas y el cumplimiento de los objetivos vinculantes, de ser el caso; a continuación revisaremos cuál es la situación regulatoria relevante a la DA en dos Estados Miembros de la UE: Alemania y Francia.

En Alemania, las tecnologías de tratamiento anaeróbico de residuos tuvieron un primer impulso con las Instrucciones Técnicas sobre Residuos Urbanos, de 1993<sup>30</sup>; a las que pronto siguió la Ley de Reciclaje y Tratamiento de Residuos, de 1994<sup>31</sup>. Como técnica limpia y económicamente viable, la DA mostraría su real potencial bajo la Ordenanza de Residuos Orgánicos<sup>32</sup>, de 1998. Su conso-

---

relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Council Directive 93/12/EEC, OJ L 350, 28.12.1998, pp. 58-68; y EU, 1999c, Council Directive 1999/32/EC of 26 April 1999 relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels and amending Directive 93/12/EEC, OJ L 121, 11.5.1999, pp. 13-18.

<sup>26</sup> Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions-Roadmap to a Resource Efficient Europe, COM (2011) 571 final, Brussels, 20.9.2011.

<sup>27</sup> Por ejemplo, la Directiva del Consejo sobre vertederos de basura, establece metas vinculantes en relación con residuos municipales biodegradables (BMW, en sus siglas en inglés). De acuerdo a ellas, los Estados Miembros deben, a través de estrategias domésticas, asegurar que la disposición de residuos municipales biodegradable se reduzca progresivamente al 35 % de la suma total (por peso) de BMW producida en 1995, en 2016. Vid. Council Directive 1999/31/EC de 26 de abril de 1999 OJ L 182, 16.7.1999, pp. 1-19. Vid. también Council Directive 91/271/EEC of 21 May 1991 concerning urban waste-water treatment, OJ L 135, 30.5.1991, pp. 40-52.

<sup>28</sup> Regulation (EC) 1907/2006 of the European Parliament and of the Council of 18 December 2006 concerning the Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals (REACH), establishing a European Chemicals Agency, amending Directive 1999/45/EC and repealing Council Regulation (EEC) No 793/93 and Commission Regulation (EC) No 1488/94 as well as Council Directive 76/769/EEC and Commission Directives 91/155/EEC, 93/67/EEC, 93/105/EC and 2000/21/EC, OJ L 396, 30.12.2006, pp. 1-849.

<sup>29</sup> Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control), OJ L 334, 17.12.2010, pp. 17-119.

<sup>30</sup> *TA-Siedlungsabfall* 1993.

<sup>31</sup> *Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz* 1994.

<sup>32</sup> *Bioabfallverordnung* 1998.

lidación, sin embargo, vendría con la Ley de Fuentes de Energía Renovable<sup>33</sup>, sólo dos años después. Esta ley previó un esquema de reembolsos financieros por kilowatt/hora generado, diferenciado según la capacidad instalada de las unidades generadoras<sup>34</sup>.

Las experiencias más exitosas de DA en Alemania surgieron vinculadas al tratamiento de residuos urbanos (estiércol y aguas residuales) mediante programas y contratos con gobiernos locales y plantas de tratamiento de aguas servidas. Posteriormente y ligado a la diversidad y mayor eficiencia aportados por las técnicas de codigestión (residuos agrícolas sólidos más cultivos energéticos específicos), el paso a la agricultura resultó natural y potenció la rentabilidad del negocio al hacer posible una producción energética más estable y de mucho mayor volumen. Si a ello se suman las variadas externalidades positivas de esta técnica carbón-neutral y el *momentum* generado por las imposiciones de abatimiento de gases de efecto invernadero del Protocolo de Kioto por una parte y las normas europeas de protección del mercado agrícola común por otra, el éxito de la industria alemana de biocombustibles no resulta casual.

A diferencia de Alemania y a pesar de las estimaciones de su potencial para la producción de biogás<sup>35</sup>, Francia posee una de las más bajas capacidades instaladas en el rubro: sólo existían 218 sistemas de biogás a fines de 2011<sup>36</sup>, de los cuales la mayoría se basa en el tratamiento de residuos líquidos de origen industrial y agro-industrial. Le siguen unidades de proceso y materia prima similar, pero de origen urbano; y sólo muy de lejos los sistemas basados en unidades territoriales de tamaño menor, vertederos y sistemas domiciliarios. Si se observa la distribución de la producción primaria de energía renovable en Francia, en 2011, la participación del biogás y de los residuos agrícolas no superó, para cada uno, el 1,8%<sup>37</sup>. En términos de la producción primaria de energía total, en conjunto, los procesos reactivos anaeróbicos que producen electricidad, calor y biometano no superan el 0,1%. Es entonces aún, un sector industrial en desarrollo. Lo cual no significa que la situación no esté cambiando rápidamente en pro de la DA, particularmente, en el contexto de los objetivos nacionales (y, por ende, mandatorios) sobre abatimiento de gases invernadero y contribución de energías renovables de la Directiva 26, que dispuso para 2020 una meta de 23% de generación renovable sobre el consumo total<sup>38</sup>; y, más aún, después de la promulgación de la Orden que fijó las condicio-

<sup>33</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000.

<sup>34</sup> Así, en la época, la ley contempló reembolsos de 0.2 DM/kWh para centrales con capacidad instalada hasta 500 kW; y de 0.18 DM/kWh para aquellas hasta 5 MW.

<sup>35</sup> European Biomass Association (AEBIOM).

<sup>36</sup> Club Biogaz ATEE Sept. 2011.

<sup>37</sup> SOeS, *Bilan de l'énergie* 2011. Porcentaje que, para el caso del biogás, alcanzó sólo 349 ktoe, Euroserver, Biogas Barometer, 2012.

<sup>38</sup> *Directive N° 26, de 3 Août* 2009.



nes de compra de electricidad producida por instalaciones de biogás<sup>39</sup>; que, por su relevancia específica, analizamos en mayor detalle a continuación.

La Orden, de 19 de mayo de 2011, establece las condiciones de compra de electricidad generada por instalaciones que utilizan la energía liberada por la combustión de gases resultantes de la descomposición o fermentación de productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas sustancias vegetales y animales), de la silvicultura y de otras industrias conexas (incluida la alimentaria) o ciertos tratamientos del agua<sup>40</sup>. Asimismo, las condiciones de aquellas procedentes de instalaciones que valorizan, en el uso de biogás, residuos sólidos urbanos o similares<sup>41</sup>. En su artículo 3º, la Orden regula los requisitos que debe cumplir el requerimiento de contrato de compra de electricidad que un productor debe someter al comprador de que se trate. El requerimiento se considera completo cuando incluye una copia de factura<sup>42</sup>, la copia del certificado emitido por el administrador de la red pública a la que se conecta el sistema con indicación de la fecha de la solicitud completa de conexión, la copia del recibo de la identificación de la instalación efectuada ante la Agencia de Medio Ambiente y Gestión de la Energía (ADEME, en su acrónimo francés)<sup>43</sup> y elementos definidos en el artículo 2º de la misma Orden sobre la instalación del productor. Las tarifas para la energía suministrada de conformidad a la Orden y mediante los contratos de compra de electricidad que regula son definidas en un anexo, a las cuales se les aplica un factor de indexación<sup>44</sup>. Por último, estos contratos regulados tienen una duración de quince años, contados desde la puesta en servicio de la instalación; la que, a su vez, debe efectuarse dentro de los dos años siguientes a la fecha de la completa solicitud de conexión efectua-

<sup>39</sup> *Arrêté du 19 Mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz*. Esta orden derogó la precedente sobre la misma materia, de 10 de julio de 2006. En un nivel más general, el marco jurídico francés consiste en la Ley Nº 108, de 10 de febrero de 2000, sobre modernización y desarrollo del servicio público de electricidad; el Decreto Nº 1196, de 6 de diciembre de 2000, que regula por categorías las instalaciones eléctricas pasibles de la obligación de compra de electricidad; el Decreto Nº 410, de 10 de mayo de 2001, sobre condiciones de compra de la electricidad generada por los agentes beneficiados con la obligación de compra.

<sup>40</sup> Decreto de 6 de diciembre 2000, art. 2º Nº 5.

<sup>41</sup> Los símiles son los mencionados en los arts. 13 y 14 de la Ley Nº 2.224, *Código General de Autoridades Locales*. Vid. también art. 10 Nº 1 de la Ley de 10 de febrero de 2000.

<sup>42</sup> Art. 423-3 *Código de Urbanismo*.

<sup>43</sup> Vid. art. 4º, *Arrêté du 19 Mai 2011*.

<sup>44</sup> Dependiendo del tamaño de la capacidad instalada, los efluentes y el rango de conversión de energía primaria de las unidades generadoras, las tarifas fluctúan entre 81.2€/MWh para unidades de capacidad instalada superior a 2 MW y 199.7€/MWh para aquellas con menos de 150 kW. Disponible en: <www.biogaz-europe.com> Los rangos de tarifas para inyección de bio-metano a la red fluctúan entre 45€/MWh para unidades industriales con flujos de gas superiores a 350 m<sup>3</sup>/h y 125€/MWh para unidades con flujos menores a 50 m<sup>3</sup>/h que usen cultivos intermedios y desperdicios o residuos provenientes de la agricultura, silvicultura y agroindustrias. En <www.injectionbiomethane.fr>

da por el productor<sup>45</sup>. Según ciertos estudios<sup>46</sup>, las disposiciones de la Orden comentada ya habrían empezado a impulsar un incremento relativo importante de las instalaciones de DA en Francia, particularmente unidades agrícolas con una capacidad promedio de 470 kW.

Para finalizar esta reseña comparativa sólo enunciaremos la situación regulatoria en Estados Unidos. A nivel federal, los programas de gobierno más relevantes a las tecnologías DA son el Estándar de Combustibles Renovables<sup>47</sup>, el próximo Crédito Tributario Calificado a la Producción de Químicos Renovables<sup>48</sup> y por referencia el Crédito Tributario a la Producción de Energías Renovables<sup>49</sup>, también lo son el Crédito Tributario a la Inversión<sup>50</sup>, ciertos programas enfocados a la bioenergía bajo la supervisión del Departamento de Agricultura tales como el Programa de Ayuda a las Bio-Refinerías<sup>51</sup> y el llamado Programa Re-Energización América<sup>52</sup>. Por último existen otras iniciativas a ese mismo nivel, pero vinculadas al Departamento de Defensa, para la adquisición de biocombustibles y energías renovables<sup>53</sup>.

## 2. EL MARCO REGULATORIO DE LA DA EN CHILE. CARÁCTER DEL MERCADO INTERNO EN RELACIÓN CON LA DA

Este apartado busca definir el marco regulatorio chileno de la DA mediante al análisis de las normas constitucionales, legales y reglamentarias vigentes; y caracterizar el mercado chileno de generación y su matriz, focalizado en lo relevante a proyectos de DA.

### *2.1. Constitución Política de la República de Chile*

En el plano jerárquico interno, la Constitución Política de la República (en adelante, CPR) precede a toda otra norma jurídica. Así, todo análisis debe partir

<sup>45</sup> Art. 5 Arrêté du 19 Mai 2011.

<sup>46</sup> Club Biogaz, *A Biogas electricity & biomethane feed-in tariffs in France*.

<sup>47</sup> 2013 *Renewable Fuels Standards* (RFS), cuya revisión de cuatro categorías ha sido finalizada recientemente, el 8 de agosto de 2013. La norma requiere la incorporación de volúmenes y porcentajes de biocombustibles al total del suministro de combustibles americano. La revisión actual del estándar requiere la mezcla de 16.55 bn de galones en 9.74%, establece parámetros porcentuales específicos para el diesel proveniente de biomasa, biocombustibles avanzados, biocombustibles celulósicos y el total de combustibles renovables.

<sup>48</sup> Qualifying Renewable Chemical Production Tax Credit. *Qualifying Renewable Chemical Production Tax Credit Act* 2013, § 1267 (legislación introducida el 27 de junio de 2013). Vid. *U.S. Internal Revenue Code 1986*, new § 45S.

<sup>49</sup> Renewable Energy Production Tax Credit (PTC). Vid. sub part D of part IV of subchapter A of Chapter 1 of the *U.S. Internal Revenue Code 1986*.

<sup>50</sup> Investment Tax Credit (ITC). Vid. *U.S. Internal Revenue Code 1986* § 48.

<sup>51</sup> Biorefineries Assistance Program (BAP).

<sup>52</sup> Repower America Program (RAP).

<sup>53</sup> U.S. Environmental Protection Agency (EPA).

y ajustarse a ella. La Constitución de 1980 contempla principios y normas del todo relevantes a la generación DA. En efecto, cuando la Constitución reconoce los grupos intermedios de organización social y ampara su autonomía<sup>54</sup> da sustento jurídico a diversos y potenciales modelos de negocio para DA, siendo un deber del Estado no solo promover una participación en igualdad de oportunidades<sup>55</sup>, sino que, al mismo tiempo, debiendo sus órganos suscitar un desarrollo equitativo y solidario a nivel territorial<sup>56</sup>, lo que se traduce en la formulación de políticas y estrategias regionales de desarrollo energético accesible y equitativo<sup>57</sup>.

Un segundo principio importante es el de legalidad, este impone a todo órgano del Estado, persona o grupo sujeción a la Constitución y a las normas dictadas conforme a ella<sup>58</sup> (artículos 6º y 7º); esto último, en lo que atañe, son precisamente la legislación eléctrica y las normas reglamentarias del sector. Todo lo anterior, bajo las responsabilidades y sanciones que la ley indica.

En tercer término, en relación con potenciales emprendimientos DA y por permitir la interposición de un recurso de protección constitucional<sup>59</sup>, debemos destacar la siguiente selección de garantías constitucionales:

Primeramente, la de igualdad ante la ley de toda persona o grupo en el ejercicio de derechos; y la proscripción de comisiones especiales y discriminación arbitraria<sup>60</sup>. Estas garantías constitucionales cobran particular relevancia en el acceso de medios de generación no convencional a redes de transporte existentes. A continuación, y en relación estrecha con el reconocimiento a organismos intermedios<sup>61</sup>, la Constitución reconoce el derecho de asociación sin permiso previo<sup>62</sup>, importante en el análisis de modelos organizacionales de negocio, por ejemplo, cooperativas, asociaciones gremiales y tipos societarios cuyo giro es la producción de energía<sup>63</sup>. El marco regulatorio aplicable a la DA como actividad económica tiene su ejercicio constitucionalmente garantizado<sup>64</sup>. La CPR prohíbe las discriminaciones

<sup>54</sup> Art. 1º inc. 2º CPR. En contrapartida, el mal uso de dicha autonomía acarrea responsabilidad y es sancionado por la ley, vid. art. 23 CPR.

<sup>55</sup> *Ibíd.* inc. 5º.

<sup>56</sup> Art. 3º inc. 2º CPR.

<sup>57</sup> Vid. sección III, Políticas públicas relevantes a proyectos de digestión anaerobia (DA).

<sup>58</sup> Arts. 6º y 7º CPR. Este principio ha sido reiterado y desarrollado en la Ley N° 18.575 sobre Bases Generales de la Administración del Estado, *Diario Oficial*, 5 de diciembre de 1986, vid. arts. 2º y 3º.

<sup>59</sup> Art. 20 CPR.

<sup>60</sup> Art. 19 N° 1 CPR.

<sup>61</sup> Vid. art. 1º inc. 2º CPR.

<sup>62</sup> Art. 19 N° 15 CPR.

<sup>63</sup> Vid. VI, Modelos de negocio compatibles y acceso local.

<sup>64</sup> Art. 19 N° 21 CPR.

arbitrarias en el trato económico que pueda darle el Estado<sup>65</sup>, por ejemplo, en materia de subsidios o *feed-in-tariffs*. Todo lo anterior, concluye en la posibilidad de adquirir el dominio de bienes y en el derecho de propiedad ya constituida, dos situaciones garantizadas ampliamente por la Carta Fundamental<sup>66</sup> y que incluyen, por ejemplo, la propiedad de modelos industriales, procesos tecnológicos de DA, marcas comerciales y patentes de invención relacionadas.

Aunque no protegibles jurisdiccionalmente, la Constitución también contiene otras materias de relevancia, particularmente, principios orientativos de políticas y actos como el de regionalización y desarrollo equitativo y solidario del territorio<sup>67</sup>, el de publicidad y fundamentación de los actos de los órganos del Estado<sup>68</sup>, el que prohíbe la confiscación de bienes<sup>69</sup>, el principio de igualdad tributaria en virtud del cual, por ejemplo, no podrían imponerse tributos o cargas manifiestamente desproporcionados o injustos a un emprendimiento DA<sup>70</sup>; el principio de reserva legal, por el cual ciertas materias sólo pueden ser reguladas por ley<sup>71</sup>; y también deberes, como los del Estado de velar por que no se afecte el derecho de las personas a vivir en un medio ambiente libre de contaminación y el de tutelar la preservación de la naturaleza<sup>72</sup>.

El análisis del contexto constitucional relevante a la DA se cierra con la mención de los controles que ejercen el Tribunal Constitucional con respecto a la constitucionalidad de las leyes y decretos con fuerza de ley<sup>73</sup>; y la Contraloría General de la República en relación con la generalidad de los actos de la administración del Estado<sup>74</sup>.

<sup>65</sup> Art. 19 N° 22 CPR.

<sup>66</sup> Art. 19 N°s. 23 y 24 CPR.

<sup>67</sup> Art. 3° inc. 2° CPR.

<sup>68</sup> Art. 8° inc. 2° CPR. Vid. Ley N° 20.285 sobre transparencia y acceso a la información pública, *Diario Oficial*, 20 de agosto de 2008.

<sup>69</sup> Art. 19 N° 7 letra g) CPR. Excepto a las asociaciones ilícitas. Son tales, en general, aquellas contrarias a la moral, el orden público y la seguridad del Estado.

<sup>70</sup> Art. 19 N° 20 CPR.

<sup>71</sup> Art. 63 CPR. Particularmente importantes son las materias de ley contenidas en los números 10 y 18. El primero, trata de las normas de enajenación de bienes del Estado o de las municipalidades, su arrendamiento o concesión; y el segundo, de las que fijan las bases de los procedimientos que rigen los actos de la administración pública. El principio es reafirmado en el art. 64 CPR en cuanto a que el Congreso Nacional puede autorizar al Presidente de la República para dictar disposiciones con fuerza de ley (Decretos con Fuerza de Ley), por un plazo no superior a un año, en materias propias del dominio legal.

<sup>72</sup> Art. 19 N° 8 CPR. En dicho contexto, incluso, el Constituyente faculta al legislador para “establecer restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente”.

<sup>73</sup> Vid. art. 93 CPR, especialmente, sus N°s. 4, 6, 7, 9 y 16. Vid. asimismo art. 94 CPR sobre los efectos de las declaraciones que emanan del Tribunal Constitucional.

<sup>74</sup> Vid. arts. 93 y siguientes CPR.

## 2.2. Legislación eléctrica

### 2.2.1. Ley General de Servicios Eléctricos

El marco legal chileno del sector eléctrico lo compone por antonomasia el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 12 de mayo de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, *Diario Oficial*, 5 de febrero de 2007 y conocida como “Ley General de Servicios Eléctricos” (en adelante, indistintamente D.F.L. N° 4, LGSE o Ley Eléctrica)<sup>75-76</sup>.

La generación de energía eléctrica, incluida aquella proveniente de tecnologías de DA, cae en el ámbito de aplicación general del D.F.L. N° 4<sup>77</sup>. Más aún, lo hace específicamente cuando su artículo 225 letra aa) prescribe cuáles se consideran “medios de generación renovables no convencionales”<sup>78</sup>. La LGSE los tipifica por referencia a si presentan determinadas características que ella misma enuncia. Así, el N° 1 de la norma citada señala que son medios de generación renovable no convencional aquellos “cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa (...) obtenida de materia orgánica y biodegradable (...) usada directamente o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos”<sup>79</sup>. Volveremos a esta clase de medios de generación eléctrica al final de esta sección, cuando caractericemos su mercado<sup>80</sup>.

<sup>75</sup> Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 12 de mayo de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, *Diario Oficial*, 5 de febrero de 2007, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>76</sup> La Ley N° 18.091 establece normas complementarias de incidencia presupuestaria, de personal y de administración financiera, *Diario Oficial*, 30 de diciembre de 1981, facultó al Presidente de la República para regular ciertos aspectos del servicio público eléctrico y revisar y modificar disposiciones legales referentes al sector eléctrico y régimen de concesiones. Al amparo de dicha autorización, el Presidente dictó el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 13 de septiembre de 1982, del Ministerio de Minería y conocida como “Ley General de Servicios Eléctricos” (en adelante, D.F.L. N° 1/1982). Numerosas leyes posteriores han introducido modificaciones al D.F.L. N° 1/1982, entre las que se destacan las siguientes: Ley N° 18.196, de 29 de diciembre de 1982; N° 18.341, de 14 de septiembre de 1984; N° 18.410, de 22 de mayo de 1985; N° 18.482, de 28 de diciembre de 1985; N° 18.681, de 31 de diciembre de 1987; N° 18.768, de 29 de diciembre de 1988; N° 18.922, de 12 de febrero de 1990; N° 18.959, de 24 de febrero de 1990; N° 19.203, de 24 de febrero de 1993; N° 19.489, de 28 de diciembre de 1996; N° 19.613, de 08 de junio de 1999; N° 19.674, de 03 de mayo de 2000; N° 19.940, de 13 marzo de 2004; N° 20.018, de 19 de mayo de 2005; N° 20.040, de 9 de julio de 2005; y el Decreto con Fuerza de Ley N° 2, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, de 12 de abril de 2006. Así, el presente D.F.L. N° 4/2007 fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.

<sup>77</sup> Art. 1° D.F.L. N° 4.

<sup>78</sup> Art. 225 letra aa) D.F.L. N° 4.

<sup>79</sup> Art. 225 letra aa) N° 1 D.F.L. N° 4, introducido por el N° 4 del art. único de la Ley N° 20.257, de 1° de abril de 2008, que introdujo modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales.

<sup>80</sup> Vid. infra sección D. “Caracterización del mercado de generación renovable no convencional. La matriz energética”.

Aun cuando parte importante del contenido de la Ley Eléctrica regula el régimen de concesiones<sup>81</sup>; éste, en rigor, no es esencial a la generación DA. En efecto, una central productora de energía eléctrica mediante DA no requiere ineludiblemente de una concesión<sup>82</sup>. No obstante lo anterior, es importante anotar que de los tres segmentos en los que normalmente se caracteriza a la industria eléctrica: generación, transmisión y distribución; sólo los dos últimos requieren en Chile –imperativamente– de concesión cuando constituyen “servicio público eléctrico” en los términos del artículo 7° de la LGSE<sup>83</sup>. De lo cual se sigue que para el marco legal de la generación DA interesa más saber lo que no constituye “servicio público”, pues en tales situaciones podrían hallarse nichos comerciales de interés para un proyecto de DA<sup>84</sup>.

La supervigilancia de la aplicación de la LGSE corresponde a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante, SEC); sin perjuicio de las atribuciones de la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE), las Municipalidades<sup>85</sup> y del Ministerio de Energía<sup>86</sup>.

Un aspecto importante para todo generador, contenido en la LGSE y desarrollado en su reglamento<sup>87</sup>, es la obligación de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas interconectadas<sup>88</sup>, la que debe efectuarse a través de un Centro de Despacho Económico de Carga (en adelante, CDEC)<sup>89</sup>. El D.F.L. N° 4 impone, a todo propietario de una central generadora interconectada al sistema, la obligación de sujetarse a la coordinación del mismo y a proporcionar la información necesaria

<sup>81</sup> Art. 2° N°s. 1 y 2 D.F.L. N° 4. Una concesión es, en esencia, un acto administrativo por el cual se crean derechos a favor de y se imponen obligaciones a un particular.

<sup>82</sup> Art. 3° letra a) D.F.L. N° 4.

<sup>83</sup> El art. 7° D.F.L. N° 4 define el “servicio público eléctrico” como el “suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros”. También lo es (“servicio público eléctrico”), el “transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión”.

<sup>84</sup> Vid. infra sección VI, modelos de negocios compatibles y acceso local.

<sup>85</sup> Especialmente relevantes en el otorgamiento de los permisos del N° 3 del art. 2° D.F.L. N° 4: “permisos para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público”. Vid. asimismo art. 12 D.F.L. N° 4.

<sup>86</sup> Vid. art. 9° D.F.L. N° 4. Desde su creación, el Ministerio de Energía se ha subrogado legalmente en las atribuciones conferidas anteriormente en la materia al Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.

<sup>87</sup> Vid. Capítulo IV “Del régimen de operación, remuneración y pago de un PMGD”, arts. 35-43, D.S. N° 244, de 17 de enero de 2006.

<sup>88</sup> Art. 137 D.F.L. N° 4.

<sup>89</sup> El art. 35 del D.S. N° 244, de 2006, establece que el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar la operación tanto con la empresa distribuidora como con el CDEC respectivo, para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico.

y pertinente que le solicite el CDEC respectivo para cumplir su misión<sup>90</sup>. En este contexto, la LGSE obliga a los operadores de centrales a comunicar por escrito al CDEC y a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) cualquier retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones no constitutiva de falla o que obedezca a mantenimientos programados, con una antelación de 24 meses<sup>91</sup>. Cuando un generador efectúa suministros a clientes libres, además, la ley le impone la obligación de prestar al sistema servicios complementarios que posibiliten la coordinación de la operación en conformidad a las normas de calidad y seguridad de servicio en ese sistema<sup>92</sup>.

Sin perjuicio de las obligaciones anteriores, la LGSE también confiere derechos. El gran incentivo comercial que impele a los generadores a sincronizar sus unidades en un sistema eléctrico que opere coordinadamente es la posibilidad de acceder a un mercado y transferir a él su producción eléctrica, asegurándoles la ley el derecho a vender su energía y sus excedentes de potencia a valorizaciones determinables (costo marginal instantáneo para las transferencias de energía; y precio de nudo, para las de potencia)<sup>93</sup>. En sistemas eléctricos de más de 1.500 kW de capacidad instalada dos son los niveles de precios sujetos a fijación por la Autoridad: precios a nivel de “generación-transporte” o precios de nudo<sup>94</sup>; y

<sup>90</sup> Para la ley, la coordinación de la operación interconectada (en manos del CDEC) tiene tres objetivos: 1. preservar la seguridad del servicio, 2. garantizar la operación económica del conjunto de las instalaciones, y 3. garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión.

<sup>91</sup> Art. 146 quáter D.F.L. N° 4. Puede, en casos calificados, eximirse a una empresa de cumplir ese plazo con el informe favorable de seguridad de la Dirección de Operación del CDEC respectivo.

<sup>92</sup> Art. 150 D.F.L. N° 4. Normas técnicas de calidad y seguridad de servicio que la LGSE entrega a la determinación del Ministerio de Economía, con informe de la CNE. Los “servicios complementarios” necesarios para garantizar la operación (coordinada) del sistema son definidos, administrados y operados por el CDEC respectivo, cuyos costos incurridos han de ser declarados y justificados por los propietarios de las instalaciones. Las remuneraciones percibidas por estos “servicios complementarios” no se incluyen en el cálculo y pago de peajes de transmisión o subtransmisión, vid. id. inciso final. Como tales, los “servicios complementarios” están definidos legalmente en la letra z) del art. 225 D.F.L. N° 4 y en que se refiere, como servicios o prestaciones mínimas aquellas que hacen posible un adecuado control de frecuencia, control de tensión y planes de recuperación del servicio tanto en condiciones normales de operación como frente a contingencias.

<sup>93</sup> Art. 149 incs. 2° y 3° D.F.L. N° 44. Las tarifas eléctricas, o precios máximos de que trata el Título V del D.F.L. N° 4 son calculados por la CNE y fijados por Decreto Supremo del Ministerio de Economía (Decreto Tarifario; art. 151) cuando se trata de sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación (vid. arts. 155 a 198 D.F.L. N° 4). En sistemas de capacidad igual o inferior a aquella, sólo se fijan los precios de suministros sometidos a regulación del art. 147 N° 1 D.F.L. N° 4 debiendo el Alcalde de la Municipalidad donde se efectúan los suministros y las empresas concesionarias de distribución correspondientes acordar los precios máximos para dichos suministros, informarlos oportunamente a la CNE, quien comunicará al Ministerio la estructura, nivel y cláusulas de reajuste de las tarifas acordadas para su fijación mediante el aludido Decreto Tarifario, arts. 199 a 207 D.F.L. N° 4.

<sup>94</sup> Los precios de nudo se definen para subestaciones (o, si se quiere, para cada tramo) y tienen dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta, art. 155 N° 1 D.F.L. N° 4.

precios a nivel de distribución<sup>95</sup>. Con respecto a generadores DA, ya sean Pequeños Medios de Generación (en adelante, PMG) o PMGD, cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, la LGSE encomienda al Reglamento determinar mecanismos de estabilización de los precios aplicables a sus inyecciones; además de la forma del despacho de esas cargas y su coordinación por el CDEC respectivo<sup>96</sup>.

El marco legal confiere un segundo derecho muy importante a aquellos mismos pequeños generadores: el de conectarse e inyectar sus cargas excedentarias de potencia a las instalaciones de los concesionarios de servicio público y/o a las de las empresas que posean líneas de distribución eléctrica que empleen bienes nacionales de uso público, cumpliendo las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes<sup>97</sup>. La puesta en servicio de instalaciones eléctricas no requiere la aprobación de éstas, pero debe ser comunicada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante, SEC) adjuntando los antecedentes que exijan los reglamentos<sup>98</sup>.

Por último, es importante consignar que la quiebra de una empresa generadora tiene normas especiales en la LGSE que abarcan, la injerencia de la SEC, la continuidad en lo posible del giro, la preservación de los objetivos de la coordinación de operación interconectada, el régimen de administración provisional y la final enajenación de activos como unidad económica<sup>99</sup> o mediante licitación pública<sup>100</sup>.

### 2.2.2. Ley del Ministerio de Energía

La Ley N° 20.402, de 2009, creó el Ministerio de Energía como “*órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía*”<sup>101</sup>, correspondiéndole “*elaborar y coordinar los*

<sup>95</sup> Los precios de distribución integran la suma del precio de nudo definido en el punto de conexión con la instalación de distribución, un valor agregado por costos de distribución y un cargo único por uso del sistema troncal, art. 155 N° 2 D.F.L. N° 4.

<sup>96</sup> Art. 149 inc. 4°, parte final, vid., especialmente, el D.S. N° 244 de Economía, de 17 de enero de 2006 y más conocido como “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación”. Vid., además, las normas técnicas contenidas en la Resolución Exenta N° 706 de 30 de noviembre de 2011, de la Comisión Nacional de Energía que modificó su Resolución Exenta N° 1.278, de 27 de noviembre de 2009, que estableció normas para la adecuada implementación de la Ley N° 20.257 que introdujo modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

<sup>97</sup> Art. 149 inciso final D.F.L. N° 4.

<sup>98</sup> Art. 223 D.F.L. N° 4.

<sup>99</sup> Mediante el mecanismo establecido en el art. 124 del Libro IV del Código de Comercio.

<sup>100</sup> Art. 146 ter D.F.L. N° 4.

<sup>101</sup> Art. 1° Ley N° 20.402, crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales, *Diario Oficial*, 3 de diciembre de 2009. En virtud de ello, tanto la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía



*planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía*<sup>102</sup>.

Entre las variadas funciones específicas del Ministerio, cuatro son particularmente relevantes: 1) “Elaborar, coordinar, proponer y dictar (...) las normas aplicables al sector energía que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general así como para la eficiencia energética, seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto”<sup>103</sup>; 2) “Velar por el efectivo cumplimiento de tales normas sectoriales”<sup>104</sup>; 3) Proponer al Presidente de la República y evaluar las políticas, planes y normas relativas a contratos especiales de operación sobre hidrocarburos<sup>105</sup>; y 4) “Fijar, mediante resolución, los estándares mínimos de eficiencia energética que deberán cumplir los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales que utilicen cualquier tipo de recurso energético, para su comercialización en el país”<sup>106</sup>.

### 2.2.3. Ley de la Comisión Nacional de Energía

El Decreto Ley N° 2.224 del Ministerio de Minería, *Diario Oficial*, 8 de junio de 1978, creó la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE). Su estatuto orgánico, sin embargo, ha sido intensamente modificado por la Ley N° 20.402, que creó el Ministerio de Energía.

Hoy en día, la CNE es un organismo público, funcionalmente descentralizado y de carácter “*técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica*”<sup>107</sup>. Dos atribuciones específicas de la CNE muy relevantes a la actividad de DA son: 1) Analizar técnicamente la estructura y nivel

Nuclear se relacionan con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía, vid. art. 2° inc. 2° D.L. N° 2.224/78 modificado por el art. 2° N° 3 letra b) de la Ley N° 20.402.

<sup>102</sup> Art. 2° inc. 1° D.L. N° 2.224/78 modificado por art. 2° N° 3 letra a) Ley N° 20.402.

<sup>103</sup> Art. 4° letra d) D.L. N° 2.224/78 modificado por art. 2° N° 5 numeral ii) Ley N° 20.402.

<sup>104</sup> Art. 4° letra e) D.L. N° 2.224/78 modificado por art. 2° N° 5 numeral iii) Ley N° 20.402.

<sup>105</sup> Son estos los contratos especiales de operación del inc. 10 del N° 24 del art. 19 CPR y que podrían recaer también, además de los hidrocarburos, sobre materiales atómicos naturales. Vid. art. 4° letra f) D.L. N° 2.224/78 modificado por art. 2° N° 5 numeral iv) Ley N° 20.402. Se hace presente que estos contratos especiales se relacionan sólo indirectamente con la actividad de generación de biogás o biocombustibles mediante procesos de DA, puesto que dichos contratos se vinculan directamente con la exploración y explotación o beneficio de yacimientos de hidrocarburos, como tales, regidos por un estatuto de rango constitucional específico. Sin embargo, la atribución aquí comentada del Ministerio de Energía nos parece relevante para los efectos del funcionamiento del mercado general de hidrocarburos, en el cual ciertamente se inserta la generación de biocombustibles potencialmente provenientes de procesos de DA.

<sup>106</sup> Art. 4° letra h) D.L. N° 2.224/78 reemplazado por art. 2° N° 5 numeral v) Ley N° 20.402.

<sup>107</sup> Art. 6° D.L. N° 2.224/78 modificado por el art. 2° N° 9 de la Ley N° 20.402.

de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos<sup>108</sup>; y 2) Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones de energía<sup>109</sup>.

#### 2.2.4. Ley de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

La Ley N° 18.410, de 1985, creó la SEC como un servicio funcionalmente descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. La SEC se relaciona con el gobierno a través del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo; y, a su vez, está sometida a la fiscalización de la Contraloría General de la República.

A la SEC se entrega la fiscalización del cumplimiento de la LGSE, de sus normas reglamentarias y de sus normas técnicas; la facultad de aplicar e interpretar administrativamente esas disposiciones, la de verificar preventivamente la calidad<sup>110</sup> y seguridad de los servicios prestados por los agentes eléctricos; y, en general, la de supervigilar el funcionamiento del sector eléctrico y sancionar la infracción de su normativa<sup>111</sup>. Cabe señalar que, en virtud del principio de legalidad<sup>112</sup>, la SEC ejerce sus atribuciones de fiscalización únicamente en el ámbito de las normas de orden público que regulan las relaciones o actividades entre agentes eléctricos y que, como tales, comprometen intereses generales; pero no le corresponde fiscalizar o supervisar las relaciones de índole netamente privada fundadas en el principio de autonomía de la voluntad.

#### 2.2.5. Ley del Servicio de Evaluación Ambiental

La Ley N° 20.417<sup>113</sup>, que reformó la Ley N° 19.300 sobre Bases del Medio Ambiente. Su artículo 80 creó el Servicio de Evaluación Ambiental (en adelante, SEA), un servicio público funcionalmente descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio y sometido a la supervigilancia del Presidente de la República a través del Ministerio del Medio Ambiente. Se trata, además, de un

<sup>108</sup> Art. 7° letra a) D.L. N° 2.224/78 modificado por el art. 2° N° 10 de la Ley N° 20.402.

<sup>109</sup> Art. 7° letra b) D.L. N° 2.224/78 modificado por el art. 2° N° 10 de la Ley N° 20.402.

<sup>110</sup> Por ejemplo, la calidad de servicio (tensión, frecuencia, disponibilidad y otros parámetros) de las empresas distribuidoras de servicio público eléctrico, vid. arts. 130 y 131 D.F.L. N° 4.

<sup>111</sup> Pudiendo amonestar, multar e, incluso, llegar a recomendar al Presidente de la República declarar caducada una concesión de servicio público si su explotación fuere en extremo deficiente a causa de su mala calidad u otras circunstancias que tornaren inaprovechables los servicios, arts. 145 y 146 D.F.L. N° 4. Vid. asimismo, art. 216 D.F.L. N° 4 en relación con art. 16A de la Ley N° 18.410, crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, *Diario Oficial*, 22 de mayo de 1985.

<sup>112</sup> Vid. arts. 6° y 7° CPR y arts. 2° y 3° Ley N° 18.575.

<sup>113</sup> Ley N° 20.417 crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, *Diario Oficial*, 26 de enero de 2010.

servicio desconcentrado territorialmente en Direcciones Regionales de Evaluación Ambiental (DREA).

La función esencial del SEA es administrar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), el instrumento de gestión ambiental regulado por el párrafo segundo de la Ley N° 19.300 y sus modificaciones.

Otras principales funciones del SEA son: 1) Administrar sistemas de información públicos sobre permisos y autorizaciones de contenido ambiental y sobre líneas de bases de los proyectos sometidos al SEIA; el último sistema, además, georreferenciado; 2) Uniformar criterios, exigencias técnicas y procedimientos de carácter ambiental que establezcan otros organismos del Estado; 3) Proponer la simplificación de trámites para los procesos de evaluación o autorizaciones ambientales; y 4) Interpretar administrativamente las Resoluciones de Calificación Ambiental, previo informe del o los organismos que participaron de la evaluación, del Ministerio y la Superintendencia del Medio Ambiente, según corresponda.

*2.2.6. Ley N° 20.698 que propicia la  
ampliación de la matriz energética, mediante fuentes  
renovables no convencionales*

Aunque el llamado “proyecto 20-25” para ampliar la matriz energética mediante ERNC tuvo una azarosa tramitación legislativa<sup>114</sup>, concluyó satisfactoriamente el 22 de octubre de 2013 con la publicación de la Ley N° 20.698<sup>115</sup>. En lo esencial, el proyecto aumenta la participación de las ERNC de 10% a 20%; y lo hace, controversialmente, postergando la fecha en que se debe alcanzar dicho porcentaje desde el año 2020 al año 2025. Las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados. El sistema contempla una aplicación escalonada y diferenciada para contratos suscritos antes y después del 1 de julio de 2013. Para los segundos, la obligación aludida será de un 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% al año 2024, y un incremento de 2% al año 2025, para llegar al 20% al año 2025.

<sup>114</sup> En el segundo trámite constitucional en la Cámara de Diputados, la Comisión de Minería y Energía apoyó las indicaciones del Ejecutivo reformulando en gran medida lo que había sido despachado en su primer trámite por el Senado. Vid. Boletín N° 7.201-08 de la Hon. Cámara de Diputados de la República.

<sup>115</sup> Ley N° 20.698 propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, *Diario Oficial*, 22 de octubre de 2013.

En cumplimiento de lo anunciado en la ENE<sup>116</sup>, el proyecto establece licitaciones abiertas por bloques de ERNC<sup>117</sup>, las cuales serían aplicables a partir del año 2015. Los bloques adjudicados tienen por objeto cumplir en todo o parte la obligación legal no cubierta con la inyección de energía proveniente de ERNC en operación, en construcción o bloques de energía adjudicados previamente. Los participantes en estas licitaciones obtendrán certificados de acreditación ERNC, transables incluso entre sistemas; por lo que las empresas eléctricas que efectúen retiros podrán acreditar el cumplimiento de su obligación legal mediante los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada, a prorrata de sus retiros. El Ministerio de Energía podrá efectuar hasta dos licitaciones por año en caso que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad<sup>118</sup>.

En estas licitaciones, los generadores participantes podrán obtener un precio estabilizado, puesto que los períodos de vigencia de las inyecciones de energía licitadas, del bloque de energía a licitar y los precios adjudicados regirán por diez años, contados desde el inicio de inyección de energía, según contemplen las bases. El proyecto establece que las bases de licitación serán establecidas mediante un reglamento, de resorte del Ministerio de Energía. Sobre posibles implicancias de esta iniciativa legal en proyectos DA, reenviamos al apartado sobre modelos de negocios<sup>119</sup>.

### 3. NORMAS REGLAMENTARIAS

#### 3.1. Reglamento de la LGSE

El D.F.L. 4º se complementa con el Decreto Supremo N° 327, del Ministerio de Minería, *Diario Oficial*, 10 de septiembre de 1998 (en adelante, indistintamente D.S. N° 327 o el Reglamento). Se presentan, a continuación, los contenidos más relevantes a un proyecto de DA.

En primer término y dada la preeminente configuración local de la generación DA, vale la pena analizar las normas reglamentarias de los permisos eléctricos; y, en especial, aquellos para que las líneas de transporte y distribución, no sujetas a concesión, puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público<sup>120</sup>. Estos permisos deben ser solicitados a las Municipa-

<sup>116</sup> Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 (ENE), febrero 2012, p. 21.

<sup>117</sup> Bloques ERNC licitables determinados en base a un informe técnico que preparará la CNE, que deberá considerar los precios de nudo vigentes al momento de la publicación de las bases de la licitación.

<sup>118</sup> Vid. nuevo art. 149 bis de la indicación sustitutiva al proyecto de ley que propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Boletín N° 7.201-08 de la Hon. Cámara de Diputados de la República.

<sup>119</sup> Vid. infra sección VI. Modelos de negocios compatibles y acceso local.

<sup>120</sup> Art. 4º letra b) D.S. N° 327.

lidades respectivas o a la Dirección de Vialidad, en su caso<sup>121</sup>. El plazo del permiso es fijado por la Municipalidad, pero no puede exceder treinta años. No obstante, puede solicitarse su renovación dentro de los últimos cuatro años anteriores al vencimiento del permiso<sup>122</sup>.

En el caso de permisos municipales, dentro del plazo de quince días de presentada la solicitud, se debe pedir informe a la SEC; y, en su caso, autorización a la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado<sup>123</sup>. En el mismo plazo se ordenará al interesado publicar un extracto de su petición, autenticada por un ministro de fe municipal, en un diario de circulación nacional; a la cual ha de seguir –por una vez– la publicación de su solicitud en el *Diario Oficial*<sup>124</sup>. Con el informe y la autorización referidos, la Municipalidad resolverá fundadamente sobre la solicitud de permiso en un plazo no superior a treinta días contado desde la recepción de una copia de la publicación<sup>125</sup>. La inobservancia de cualquier disposición legal o reglamentaria comprobada por la Municipalidad, le habilita para –mediante decreto fundado– suspender o dejar sin efecto un permiso<sup>126</sup>.

Una situación especial es la que podría darse con un generador DA situado en un lugar aislado o de difícil acceso, pero aledaño a una zona de concesión<sup>127</sup> de distribución eléctrica. Esto porque una concesión de servicio público de distribución habilita, también, para efectuar suministro de energía eléctrica a usuarios finales ubicados fuera de la zona de concesión, que se conecten a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros<sup>128</sup>. En este caso<sup>129</sup>, el Reglamento prevé que sean los concesionarios de servicio público quienes puedan solicitar permisos para efectuar extensiones provisionales de líneas fuera de sus zonas de concesión<sup>130</sup>.

<sup>121</sup> Art. 64 D.S. N° 327. La solicitud de permiso debe: a) identificar al peticionario; b) la clase de permiso que se solicita y el destino del servicio, c) un plano general de obras, planos de detalle de estructuras y una memoria explicativa con ubicación de cada línea e instalación y todos los bienes nacionales de uso público que se ocuparán; d) plazos para iniciación de trabajos, para su terminación por etapas y secciones, y para la terminación total de las obras; e) un presupuesto del costo de las obras; f) las líneas y demás obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas; y g) el plazo por el cual se solicita el permiso.

<sup>122</sup> Art. 65 inciso final D.S. N° 327.

<sup>123</sup> En el caso que se requiriese afectar terrenos limítrofes o estratégicos.

<sup>124</sup> Art. 65 D.S. N° 327.

<sup>125</sup> Art. 66 D.S. N° 327.

<sup>126</sup> Art. 67 D.S. N° 327.

<sup>127</sup> De acuerdo al art. 48 inc. 2° D.S. N° 327, las zonas de concesión son determinadas en base a criterios técnicos, tales como “la justificación técnica de la zona solicitada que el peticionario haga en su solicitud; la naturaleza de las obras asociadas a la concesión y su aptitud para proporcionar servicio en la zona que se fije; [y] la densidad de población en la zona que se fije”.

<sup>128</sup> Art. 5° D.S. N° 327.

<sup>129</sup> Art. 4° letra a) D.S. N° 327.

<sup>130</sup> Art. 68 D.S. N° 327.

Esta solicitud de permiso deberá plantearse directamente a la SEC, cumplir con los requisitos comunes<sup>131</sup> y especificar, además, la concesión de origen habilitante para solicitar el permiso y los terrenos, públicos o privados, que se afectarán. El solicitante deberá adjuntar, además, copia de las escrituras en que conste la constitución de servidumbres prediales voluntarias en favor del peticionario, para la ocupación de los respectivos predios. La SEC podrá otorgar el permiso por un plazo máximo de un año<sup>132</sup>. El otorgamiento del permiso obliga al peticionario a solicitar la concesión definitiva dentro del plazo de vigencia del permiso<sup>133</sup>.

Aun cuando los suministros efectuados desde instalaciones de generación y transporte; la distribución de energía que efectúen cooperativas no concesionarias; y la distribución realizada sin concesión de conformidad a la ley y al reglamento<sup>134</sup> no se consideran “servicio público” y, por lo tanto, no requieren la concesión respectiva (de servicio público de distribución eléctrica), es menester notar que los procesos de instalación de unidades de DA y/o de conexión a puntos de inyección al sistema de transporte mediante líneas propias o de terceros podrían requerir servidumbres eléctricas. Estas son servidumbres legales reguladas en el Capítulo VI del D.S. N° 327. Particularmente atingentes son aquellas que se establecen en favor de un concesionario para la construcción, establecimiento y explotación de sus instalaciones eléctricas<sup>135</sup> y que le autorizarían, entre otras cosas, para: tender líneas aéreas y/o subterráneas, de transporte y distribución, a través de propiedades ajenas; ocupar los terrenos necesarios para el transporte de energía eléctrica desde una central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación; establecer caminos de acceso, si no existieren; y ocupar, temporalmente, los terrenos municipales o particulares necesarios para objetivos afines a asegurar la expedita construcción de las obras de una concesión<sup>136</sup>.

Dado que las características de un proyecto DA y el perfil tentativo de sus usuarios se alinean mejor con situaciones en que no existe concesión de servicio público de distribución, aún más importante puede resultar el uso de servidumbres que un concesionario o el propietario de una instalación eléctrica debe soportar en favor de terceros<sup>137</sup>. Estas son las llamadas “servidumbres de postación”<sup>138</sup> y “servi-

<sup>131</sup> Los señalados en el art. 64 D.S. N° 327.

<sup>132</sup> Art. 69 D.S. N° 327.

<sup>133</sup> Art. 70 D.S. N° 327.

<sup>134</sup> Art. 5° inc. 2° D.S. N° 327.

<sup>135</sup> Art. 71 letra a) D.S. N° 327.

<sup>136</sup> Art. 71 inc. 2° letras a.4), a.5), a.8) y a.9) D.S. N° 327.

<sup>137</sup> Art. 71 letra b) D.S. N° 327.

<sup>138</sup> Art. 71 inc. 2° letra b.1) D.S. N° 327. La servidumbre de postación habilita para usar postes o torres ajenos para el establecimiento de otras líneas eléctricas.

dumbres de paso o transmisión”; ambas, particularmente útiles y exigibles cuando se imponen sobre líneas de transmisión e instalaciones que hagan uso en todo o parte de su trazado de ciertos casos de servidumbres a favor de un concesionario<sup>139</sup>, o bien, utilicen bienes nacionales de uso público. De acuerdo al Reglamento, los propietarios de líneas eléctricas de transporte o de distribución que, en cualquiera de sus tramos, hagan uso de alguna de las servidumbres referidas<sup>140</sup>, o que en todo o parte de su trazado usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, deberán permitir el uso de sus postes o torres, líneas, subestaciones y obras anexas, para el establecimiento de otras líneas y para el paso de energía eléctrica. Un generador DA interesado en hacer uso de esta servidumbre debe solicitar al propietario de las instalaciones la información relativa a la capacidad de las mismas para soportar el uso adicional asociado a la servidumbre. El dueño deberá informar la capacidad disponible en un plazo de treinta días. Si no existiere capacidad disponible, deberá indicar las normas e instrucciones para la ejecución de obras e instalaciones complementarias que el interesado deberá efectuar para ampliar la capacidad<sup>141</sup>.

El D.S. N° 327 establece normas especiales sobre servidumbres de paso en instalaciones de transmisión que, no obstante su importancia, son supletorias de la voluntad de las partes involucradas. Así, la interconexión de una central a un sistema eléctrico afecto a regulación de precios de nudo, crea servidumbres de paso sobre líneas, subestaciones y demás obras anexas de terceros. Estas servidumbres de paso podrán extenderse entre la central y las subestaciones de distribución primaria en que se desee efectuar retiros<sup>142</sup> o inyectar.

Adicionalmente, es bueno recordar que una “central generadora conectada a un sistema eléctrico, tiene un área de influencia conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central [y que] [s]on directa y necesariamente afectadas el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con la subestación básica de energía más próxima. Para estos efectos, las subestaciones básicas de energía son [las] definidas en el artículo 274 [D.S. N° 327]”<sup>143</sup>. Ahora bien, si las líneas y subestaciones en el área de influencia de la central DA pertenecen a un tercero, el Reglamento presume

<sup>139</sup> Los casos indicados en las letras a.4), a.5) y a.6) del art. 71 inc. 2° D.S. N° 327, esto es, cuando se tiendan líneas aéreas y/o subterráneas, de transporte y distribución, a través de propiedades ajenas; se ocupen terrenos necesarios para el transporte de energía eléctrica desde una central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o aplicación, y se ocupen y cierren los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas y otras dependencias.

<sup>140</sup> Aquellas de las letras a.4), a.5) y a.6) del art. 71 D.S. N° 327.

<sup>141</sup> Art. 77 D.S. N° 327.

<sup>142</sup> Art 83 D.S. N° 327.

<sup>143</sup> Art. 84 D.S. N° 327.

el uso efectivo de las instalaciones directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área, “independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquella efectúa”<sup>144</sup>. En virtud de ello, el transmisor tiene derecho a que se le retribuya con el ingreso tarifario<sup>145</sup>, el peaje básico<sup>146</sup> y, cuando corresponda, el peaje adicional<sup>147</sup>.

Las conexiones de servicio están reguladas en detalle en el capítulo 2 del Título III del Reglamento, en los artículos 110 y siguientes. Conviene destacar que las conexiones en una zona de concesión deben efectuarse dentro de plazos máximos que fija la SEC, oyendo al concesionario<sup>148</sup>. Y aquella puede imponer a éste, multas diarias por atraso en la ejecución. En casos extremos de contumacia, podría incluso declararse la caducidad de la concesión<sup>149</sup>.

En relación con las condiciones generales de las instalaciones y equipos eléctricos, el Reglamento impone a todo operador de instalaciones eléctricas en servicio, en las que caben las de generación DA, y a todo aquel que utilice instalaciones interiores, el deber de mantenerlas en buen estado de conservación y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas<sup>150</sup>.

Por último, el D.S. N° 327 establece con detalle los procedimientos para la determinación de los precios de las transferencias de energía y potencia a que aluden los artículos 147 y 149 de la LGSE, cuando los medios de generación sincronizados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución<sup>151</sup>.

### *3.2. Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación*

La ley dispuso reglamentar el procedimiento para la determinación de precios y los mecanismos de estabilización de los mismos, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kW; así como la forma de realizar el despacho de carga y la coordinación operativa de los medios de generación no convencionales (en adelante MGNC). Surgió así el D.S. N° 244, de 17 de enero de 2006, de Economía (en adelante, D.S. N° 244).

<sup>144</sup> Art. 85 D.S. N° 327.

<sup>145</sup> Vid. art. 87 D.S. N° 327 para definición de ingreso tarifario.

<sup>146</sup> Vid. art. 88 y siguientes D.S. N° 327 para definición de peaje básico. Para el procedimiento de cálculo de peajes, vid. arts. 96 y siguientes D.S. N° 327.

<sup>147</sup> Art. 86 D.S. N° 327.

<sup>148</sup> Sobre los plazos máximos de conexión en zonas de concesión o extendidas, vid. art. 111 D.S. N° 327.

<sup>149</sup> De acuerdo a las normas del capítulo 4 del Título II del D.S. N° 327.

<sup>150</sup> Vid. art. 205 y siguientes D.S. N° 327.

<sup>151</sup> Art. 149 inc. 4 D.F.L. N° 4.



Los procedimientos y mecanismos que regula son aplicables cuando los MGNC, PMG o PMGD, se conecten directamente a un sistema eléctrico cuyas instalaciones pertenezcan a empresas distribuidoras, de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales<sup>152</sup>. El mismo Reglamento se encarga de aclarar que sus disposiciones y las normas técnicas dictadas conforme a ellas serán también aplicables “a las empresas concesionarias de distribución, o a empresas propietarias de líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público”<sup>153</sup>. Entre las normas técnicas relevantes cabe mencionar a la Resolución Exenta N° 1.278, de 27 de noviembre de 2009, de la CNE, que estableció normas para la adecuada implementación de la Ley N° 20.257; posteriormente modificadas por la Resolución Exenta N° 706, de 30 de noviembre de 2011, del mismo Servicio<sup>154</sup>.

El Reglamento es muy importante en términos de aclarar la forma en que un PMGD puede conectar y sincronizar su central generadora a la red, regulando la procedencia, naturaleza y atribución de los costos de las obras adicionales que resultasen necesarias, por ejemplo, estableciendo que ellas deben ser ejecutadas por la empresa distribuidora pero de cargo de los propietarios de los PMGD; e indicando que su valor no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente. Lo mismo se aplica para la norma que establece que los empalmes necesarios para conectar un PMGD a instalaciones de una empresa distribuidora serán de propiedad del PMGD, a quien corresponde asumir sus costos de construcción y mantención<sup>155</sup>.

El D.S. N° 244 establece, además, que –mientras la operación de un PMGD se mantenga dentro de los límites establecidos en la Norma Técnica de Coordinación y Operación (NTCO) respectiva<sup>156</sup>– la empresa distribuidora debe garantizar el acceso a su red con igual calidad de servicio a la de los clientes finales regulados, o a la pactada en contratos de suministro con empresas poseedoras de líneas de distribución que usen bienes nacionales de uso público<sup>157</sup>.

El procedimiento y las condiciones para conectar y mantener instalaciones de PMGD se contienen en el capítulo II del Reglamento. En él se trata de las comunicaciones que los interesados deben dar a las empresas distribuidoras para lograr la conexión de sus instalaciones o para modificar las condiciones de una ya

<sup>152</sup> Art. 2° D.S. N° 244.

<sup>153</sup> Art. 3° D.S. N° 244.

<sup>154</sup> Nos ha parecido relevante mencionar estas Resoluciones Exentas de la CNE dado su contenido material, aun cuando por su carácter escapen al nivel de análisis convenido para este informe. Asimismo, la norma técnica de conexión y operación de PMGD (NTCO), que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media tensión.

<sup>155</sup> Art. 22 D.S. N° 244.

<sup>156</sup> El art. 23 D.S. N° 244 establece la obligación de coordinar la operación e intervención de las instalaciones de un PMGD con la empresa distribuidora.

<sup>157</sup> Arts. 11 y 13 D.S. N° 244.

establecida; de los procedimientos de respuesta a solicitudes de información técnica y de cómo los propietarios de PMGD deben desarrollar las especificaciones de conexión y operación de acuerdo a la información suministrada; aborda asimismo las solicitudes de conexión a la red (SCR) y de correcciones, en caso de disconformidad con los informes de criterios de conexión y de costos de conexión<sup>158</sup>.

Más adelante<sup>159</sup>, el informe abordará otros contenidos de este Reglamento, en especial, al tratar sobre la integración a las redes<sup>160</sup> y la determinación y forma de cálculo de los excedentes de potencia suministrables por MGNC<sup>161</sup>.

### 3.3. Reglamento de estándares mínimos de eficiencia energética

Este Reglamento fue publicado en el *Diario Oficial* el 14 de mayo de 2012. La nueva letra h) del artículo 4º del D.L. N° 2.224 incorporada por la Ley N° 20.402 señaló como una de las atribuciones del Ministerio de Energía el fijar, mediante resolución, los “estándares mínimos de eficiencia energética”<sup>162</sup> de equipos, artefactos y aparatos que usen cualquier tipo de recurso energético, para su comercialización en el territorio nacional. De acuerdo a la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, “[e]sta medida permitirá limitar la cantidad de energía que puede ser consumida por un producto específico, siempre velando por su desempeño y asegurando que la satisfacción de los usuarios no se vea afectada”<sup>163</sup>.

De esa manera, los importadores, fabricantes y/o distribuidores de esos bienes<sup>164</sup>, equipos y aparatos están obligados a certificar que cumplen con el estándar de eficiencia energética exigido. El procedimiento de certificación y demás normas necesarias para implementarlo quedan entregados a un reglamento del Ministerio de Energía, cuyos contenidos mínimos, determinados por la ley, son: 1) Los aspectos básicos del diseño del estándar mínimo de eficiencia energética; 2) La forma de comprobar la adecuación estándar aludido a estándares internacionales de eficiencia energética; 3) El mecanismo de participación del público interesado en la determinación del estándar, y 4) La publicidad del programa de su implementación.

<sup>158</sup> Vid. art. 31 D.S. N° 244.

<sup>159</sup> Vid. sección V. Integración a redes y comercialización de energía.

<sup>160</sup> Art. 7º D.S. N° 244, sobre la obligación de las empresas distribuidoras de permitir la conexión de los PMGD a sus instalaciones cuando éstos puedan acceder a ellas mediante líneas propias o de terceros, cumpliendo las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

<sup>161</sup> Vid. art. 6º letra i) D.S. N° 244, que define los “excedentes de potencia”.

<sup>162</sup> *Minimum Energy Performance Standard* (MEPS).

<sup>163</sup> Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 (ENE), Feb. 2012, p. 18. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>.

<sup>164</sup> Vid. Decreto Supremo N° 298, de 2005, del Ministerio de Economía, que aprueba el Reglamento para la certificación de productos eléctricos y combustibles.

Interpretado restrictivamente el ámbito de aplicación de la norma, podría entenderse limitado a artefactos o aparatos eléctricos menores<sup>165</sup>. Sin embargo, advertimos la relevancia potencial de la atribución del Ministerio para determinar estándares mínimos de eficiencia energética a un rango muy amplio de equipos y materiales, puesto que el Decreto Supremo N° 298, de 2005, de Economía es meramente reglamentario, la norma legal no distingue<sup>166</sup> y la discrecionalidad del Ministerio se expresa a través de una simple Resolución Exenta, aunque precedida de informe técnico sobre las razones de selección de un equipo o producto.

#### 4. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL. LA MATRIZ ENERGÉTICA

La Ley N° 20.257, de 2008, introdujo modificaciones a la LGSE con un triple objeto: promover las fuentes de generación eléctrica renovable no convencional (en adelante, GRNC), cumplir compromisos internacionales en materia de medio ambiente y diversificar la matriz energética del país. Ante alternativas más onerosas para conseguir el primero, *e. g.* subsidios a investigación y desarrollo originariamente intentados por países desarrollados, Chile optó pragmáticamente por una solución de “mercado dirigido”. En efecto, reconociendo el Estado el carácter liberalizado pero finalmente oligopólico de la industria eléctrica nacional sumado a la escasa diversificación de la matriz energética y su marcada tendencia fósil, decidió, por una parte, crear la demanda por energía renovable no convencional: así nació el artículo 150 bis del D.F.L. N° 4; y, por otra, traspasar a los actores económicos existentes –de manera gradual– la tarea de alcanzar tales objetivos. Imponiendo una obligación legal, lo que se traduce en un impulso en Chile por demanda de GRNC competitiva.

La demanda insatisfecha de GRNC puso en marcha la oferta. El desarrollo experimental de tecnologías renovables no convencionales en Chile no es nuevo<sup>167</sup>. Sí lo es la consolidación de algunas de ellas para producir energía a escala industrial y a un costo económico competitivo, como se ha dado con la generación eólica, solar y ciertos biocombustibles. Es esta producción no convencional de energía eléctrica a escala la que constituye un bien económico<sup>168</sup>.

Juntos, demanda y oferta, constituyen el nuevo mercado de generación eléctrica renovable no convencional. Si se observa dónde y cómo se transa el “nuevo” pro-

<sup>165</sup> De hecho, por ejemplo, el Ministerio de Energía desarrolla actualmente (hasta el 26 de agosto de 2013) una consulta pública para fijar el estándar mínimo de eficiencia energética de lámparas no direccionales para iluminación general. Disponible en: <<http://www.minenergia.cl/consulta-publica/consulta-publica-estandar-minimo.html>>.

<sup>166</sup> Art. 4° D.L. N° 2.224, modificado por Ley N° 20.402.

<sup>167</sup> En Chile, esta labor ha sido histórica y mayoritariamente llevada a cabo por las universidades tradicionales mediante sus programas de investigación tecnológica.

<sup>168</sup> Bien económico en el sentido de recurso escaso capaz de satisfacer una necesidad económica.

ducto: la GNRC, se aprecia un ambiente liberal en que ambas funciones (demanda de GNRC y oferta del nuevo producto) interactúan. Pero, como la generalidad de los mercados, éste tampoco es un mercado perfecto. Y para suplir sus deficiencias, conjurar potenciales abusos y/o perseguir los objetivos de política económica ya mencionados, la ley lo regula en ciertos aspectos. Aunque no lo priva de aquellos elementos de operación libre, particularmente, promover la generación no convencional económicamente más eficiente (como, por ejemplo, lo demuestra el uso de costos marginales instantáneos para determinar la remuneración del generador); la ley sí impone un marco jurídico estricto sobre la base de distinguir segmentos (generación, transporte, distribución), tamaño por capacidad instalada, carácter público o no del servicio y correspondiente concesionabilidad, esquemas de precios según tipo de clientes, requerimientos técnicos de sincronización, operación coordinada, parámetros de calidad y seguridad de servicio y normas de acceso y permanencia en el mercado.

El artículo 150 bis impone a las empresas eléctricas que retiren energía de sistemas eléctricos superiores a 200 MW de capacidad instalada para comercializarla, comprobar, ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una parte equivalente al 10% de sus retiros<sup>169</sup> en un año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas por MGRNC. Para la ley es irrelevante el destino final de los retiros de consumo, esto es, si la energía va finalmente a abastecer al servicio público prestado por una distribuidora concesionada o a clientes no sometidos a regulación de precios (libres). Tampoco importa, desde el punto de vista legal, si la generación (renovable no convencional) es propia o contratada a terceros. Corresponde a las Direcciones de Peajes de los CDEC de sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada, coordinarse y llevar un “registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica”<sup>170</sup>. La Dirección de peajes respectiva, sin embargo, es la responsable de calcular las transferencias de dinero a que haya lugar entre las empresas eléctricas.

Más aún, la ley previó los casos de empresas que no pudiesen cumplir la obligación de inyectar GRNC y de aquellas que, aun sin haber hecho retiros hubieren inyectado energía renovable no convencional (en el año en que se deba cumplir la obligación) en exceso del porcentaje correspondiente, al permitir que estos excedentes de inyección puedan traspasarse a otras empresas, incluso, operando en distintos sistemas eléctricos. La transabilidad de estos excedentes de inyección

<sup>169</sup> La obligación, sin embargo, es de cumplimiento gradual; toda vez que el art. 1º transitorio de la Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, *Diario Oficial*, 1 de abril de 2008. Dispuso que entre 2010 y 2014 el porcentaje no sería de 10% sino de 5%, aumentándose en un 0,5% anual a partir de 2015 hasta alcanzar el 10% previsto en el año 2024.

<sup>170</sup> Art. 150 bis inc. 6 D.F.L. N° 4.

configura un mercado secundario de generación renovable no convencional, cuya imputación y acreditación queda a cargo de la Dirección de Peajes del CDEC respectivo<sup>171</sup>.

En resumen, la generación eléctrica renovable no convencional puede caracterizarse como un mercado regulado, hoy subordinado al mercado eléctrico general (y particularmente al sector de generación) en virtud de la obligación legal impuesta por el artículo 150 bis de la LGSE a los agentes generadores tradicionales existentes de certificar la incorporación gradual a la matriz de generación eléctrica no convencional. Como en el mercado eléctrico la demanda es fundamentalmente atómica e inelástica y la oferta lo contrario, pareció al legislador más efectivo regular el mercado por la vía de la oferta.

## 5. POLÍTICAS PÚBLICAS RELEVANTES A LA DA

Se analizan aquí políticas nacionales relevantes al desarrollo comercial de un proyecto de DA y se identifican posibles instrumentos tendientes a diversificar la matriz mediante la integración de proveedores a nivel territorial (municipal, provincial o regional).

### 5.1. Política energética

En febrero de 2012, el Excmo. Sr. Presidente de la República dio a conocer la “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030” (en adelante ENE). Ella “tiene como finalidad adoptar una posición clara respecto del desarrollo futuro de [la] matriz de energía, junto con delinear las principales orientaciones y medidas (...) para su materialización”<sup>172</sup>.

La ENE establece como un pilar fundamental de las políticas públicas en materia eléctrica el desarrollo de fuentes de Energías Renovables No Convencionales y el fomento de la Eficiencia Energética. En cuanto a las ERNC, la letra aa) del artículo 225 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, establece cuáles son medios de generación renovables no convencionales, y entre ellos, la biomasa.

La política actual ratifica la necesidad de incorporar crecientemente las energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica chilena<sup>173</sup>; e, incluso, estima insuficiente los marcos comprendidos en la Ley N° 20.257 de fomento a dichas energías y que establece una meta de 10% de ERNC al 2024 postulando que,

<sup>171</sup> La LGSE exige que copias autorizadas de los convenios de traspaso de los excedentes de inyección renovable no convencional sean entregadas a la Dirección de Peajes del respectivo CDEC, para su debida imputación y acreditación en un registro público único. Vid. art. 150 bis inciso 4 D.F.L. N° 4.

<sup>172</sup> Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 (ENE), febrero 2012, p. 12. Disponible en: <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>>.

<sup>173</sup> *Ibíd.*, p. 13.

con las medidas que define (entre las cuales está el diseño e implementación de mecanismos de promoción alternativos y el desarrollo de proyectos piloto), podría más que duplicarse en la próxima década la participación de las ERNC en la matriz energética de Chile<sup>174</sup>. La ENE reconoce la necesidad de formular estrategias diferenciadas por tipo de tecnología ERNC, con el fin de abordar los obstáculos particulares a cada una de ellas<sup>175</sup>.

En forma paralela y complementaria al esquema de la ley de fomento a las ERNC, la autoridad de Energía ha anunciado que llevará a cabo licitaciones abiertas por bloques de ERNC<sup>176</sup>, en la que los generadores que participen podrán adjudicarse un subsidio del Estado destinado a mejorar sus condiciones de venta de energía, de acuerdo a las ofertas presentadas. Ello, con la finalidad de apoyar la competitividad de nuevas tecnologías, atraer inversionistas interesados en desarrollar proyectos ERNC y disminuir los riesgos a los que hoy se hallan expuestos estos proyectos, entre ellos, el de un financiamiento bancario tradicional difícil de obtener y poco flexible. Según esta política, a través del sistema de licitaciones se podría garantizar a los propietarios/inversionistas y a la institución bancaria un precio estabilizado durante un lapso razonable; y, por ende, facilitar así la obtención o renegociación del financiamiento necesario.

La ENE también ha anunciado la creación de una plataforma georreferenciada de información dinámica para la evaluación de viabilidad de proyectos de ERNC. La cartera de proyectos, además, incluiría el catastro de potencial del recurso y de terrenos del Estado disponibles para su desarrollo; información sobre las demandas energéticas a nivel industrial, comercial y residencial; información de infraestructura vial y eléctrica; zonas de protección ambiental y demás información disponible sobre planificación territorial con el fin de identificar la disponibilidad de terrenos compatibles con otros usos productivos<sup>177</sup>.

### 5.2. Política fiscal

La Constitución Política de la República prohíbe políticas fiscales manifiestamente desproporcionadas o injustas<sup>178</sup>. Sin embargo, faculta al legislador para gravar actividades con clara identificación regional o local y a que su producido se emplee para financiar obras de desarrollo en dichas zonas<sup>179</sup>. Más aún, sin discriminar, la ley puede crear “determinados beneficios directos o indirectos [franquicias] en favor de algún sector, actividad o zona geográfica, o establecer

<sup>174</sup> *Ibíd.*, p. 12.

<sup>175</sup> *Ibíd.*, p. 21.

<sup>176</sup> *Ídem.*

<sup>177</sup> *Ídem.*

<sup>178</sup> Vid. art. 19 N° 20 CPR y sección II sobre marco regulatorio DA.

<sup>179</sup> *Ídem.*

gravámenes especiales que afecten a uno u otras”<sup>180</sup>. Si bien una ley de subsidios directos o indirectos a la generación DA no parece viable en el horizonte legislativo de corto o mediano plazo<sup>181</sup>; no se debe descartar el impulso que ésta podría tener en el contexto de políticas de desarrollo rural con componente de electrificación para procesos productivos.

Aun cuando no es ley vigente cabe mencionar aquí el proyecto llamado de “compensaciones territoriales” que establece el pago de un impuesto específico de beneficio municipal por la instalación de una central generadora de energía eléctrica, que sintetizaremos la sección siguiente<sup>182</sup>.

Por último, aunque no necesariamente de carácter fiscal pero en conjunto con otras instituciones públicas, la ENE ha anunciado líneas de acción enfocadas al diseño y profundización de medidas de fomento e incentivo económico al desarrollo de las ERNC y que abordarían instrumentos de cobertura efectivos, seguros, estudios de factibilidad y líneas de crédito con financiamiento internacional<sup>183</sup>.

## 6. SÍNTESIS DE PROYECTOS DE LEY RELEVANTES A UN PROYECTO DE DA

Dos son a la fecha<sup>184</sup> los proyectos de ley más relevantes en tramitación en el Congreso Nacional: el de carretera eléctrica y el proyecto de compensaciones territoriales.

Cabe presagiar que ambos tendrán una implicancia mayor y más inmediata sobre el desarrollo de proyectos de DA. Este apartado sintetiza sus mensajes y comenta los posibles impactos de estas iniciativas en el marco regulatorio vigente.

El proyecto de ley sobre Carretera Eléctrica<sup>185</sup> (en adelante, CE) se apoya en un diagnóstico sobre las distorsiones, baja sustentabilidad y vulnerabilidad de la configuración actual del sistema de transporte eléctrico. El proyecto busca introducir modificaciones al segmento de transmisión que, en lo que atañe a las ERNC, potenciarían el acceso a las redes eléctricas de pequeños generadores, especialmente, aquellos alejados de las principales líneas de transmisión o interesados en conectarse a las redes de distribución; y quienes, de otra forma, tendrían que

<sup>180</sup> Vid. art. 19 N° 22 CPR.

<sup>181</sup> Fundamentalmente, por la dificultad que supone la estimación de su costo para efectos de la Ley de Presupuestos y la mayor o menor disponibilidad de fondos para financiar tal esquema de subsidios.

<sup>182</sup> Vid. sección IV. Síntesis de proyectos de ley relevantes a proyectos de DA.

<sup>183</sup> Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 (ENE), febrero 2012, p. 22. Disponible en: <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>>.

<sup>184</sup> Recientemente, mediante su publicación en el Diario Oficial el 7 de febrero de 2014, vio la luz la Ley N° 20.726 que busca promover la interconexión de los dos principales sistemas eléctricos en Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

<sup>185</sup> Mensaje Presidencial N° 201-360, de 30 de agosto de 2012, con el que inicia un proyecto de ley que regula la carretera eléctrica. Boletín N° 8566-08 Hon. Senado de la República.

incurrir en ingentes inversiones en líneas de conexión para acceder al mercado y transar competitivamente su producción.

En efecto, el Mensaje del proyecto sobre CE argumenta que “puede darse el caso de que existan proyectos de generación de ERNC individuales que sean competitivos, pero que dejan de serlo si cada uno debe financiar la inversión en una línea de transmisión propia. Por el contrario, si el conjunto de proyectos [en una misma localidad, apartada de las líneas existentes] comparte una línea de transmisión, se aprovechan economías de escala y éstos se vuelven más competitivos y viables”<sup>186</sup>. El Mensaje, además, estima fundamental a una mayor independencia energética la incorporación acelerada de las ERNC a la matriz, que es uno de los ejes de la ENE.

Ahora bien, el contenido fundamental del proyecto aborda la transmisión poniendo como base de la CE el Estudio de Transmisión Troncal (en adelante, ETT). Establece que en el ETT se definirán líneas de utilidad pública que pasarán a integrar la CE y que se diseñarán con mayores holguras en su capacidad de transmisión. Si bien es cierto que el proyecto asegura a las líneas de utilidad pública así definidas y sometidas al procedimiento de CE “acceso abierto irrestricto y mayores holguras”<sup>187</sup>, no es claro el carácter de la planificación de instalaciones de conexión del sistema troncal con zonas de generación y consumo que el ETT pueda efectuar. En este sentido, a nuestro juicio, el proyecto no profundiza en otros segmentos de transporte (subtransmisión y transmisión adicional, por ejemplo) con mayor atinencia a soluciones DA, por naturaleza, de menor capacidad instalada.

Finalmente, el proyecto de ley de CE, en primer trámite constitucional, fue despachado en general por el Senado el pasado mes de enero tras la cuenta del primer informe de la Comisión de Minería y Energía; y, desde marzo de 2013, su discusión tiene suma urgencia<sup>188</sup>. Recientemente, sin embargo, el nuevo gobierno a través del Ministro de Energía ha anunciado que no continuará con la tramitación legislativa de este proyecto<sup>189</sup>.

<sup>186</sup> Mensaje Presidencial N° 201-360, de 30 de agosto de 2012, p. 4.

<sup>187</sup> Mensaje Presidencial N° 201-360, de 30 de agosto de 2012, pp. 10 y 18. Vid. especialmente N° 3 del texto del proyecto, intercalando a la LGSE un nuevo art. 74-1 sobre nuevas instalaciones eléctricas troncales que: a) faciliten el acceso a recursos de generación; y b) permitan el abastecimiento de grupos de consumos importantes situados fuera de zonas de concesión de empresas distribuidoras.

<sup>188</sup> Vid. Sesión 100, Legislatura 360 del Honorable Senado de la República. Disponible en: <<http://www.senado.cl>>.

<sup>189</sup> Según refiere Radio Bío Bío, el ministro Máximo Pacheco señaló en el Congreso: “[e]stoy convencido de que era un proyecto superficial, equivocado en el enfoque, más hecho para el anuncio que para resolver un problema real”. Disponible en: <<http://www.biobiochile.cl/2014/03/20/ministro-de-energia-anuncia-que-no-continuaran-con-proyecto-de-carretera-electrica.shtml>>. Información: Ignacio Lara. Publicación: Francisca Rivas; jueves 20 de marzo de 2014.



Por último, el Mensaje N° 1650-357 de 4 de noviembre de 2009, inició un proyecto de ley<sup>190</sup> que establece el pago de un impuesto específico de beneficio municipal por la instalación de una central generadora de energía eléctrica. Es el llamado proyecto de “compensaciones territoriales” y que plantea que las generadoras compensen a los municipios donde se instalen sus centrales, con montos que ascenderían a 270 UTM por cada MW instalado para centrales de capacidad superior a 200 MW. La idea del proyecto es que estas compensaciones no se constituyan en costo adicional para los generadores, puesto que se descontarían de otros impuestos. Los fondos se recibirían en 10 cuotas anuales, irían a beneficio municipal y se destinarían a proyectos de desarrollo local.

#### 7. INTEGRACIÓN A REDES Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA PROVENIENTE DE DA

De acuerdo con el enfoque anunciado<sup>191</sup>, se identifican y analizan aquí normas relevantes sobre integración a redes de transmisión o distribución que favorezcan la comercialización de la generación eléctrica de un proyecto DA.

La LGSE define qué es un “sistema de transmisión”<sup>192</sup>. Básicamente, es un conjunto de líneas (de transporte) y subestaciones (de transformación) económicamente eficientes y necesarias que operan sobre cierto nivel de tensión nominal<sup>193</sup> y de manera coordinada<sup>194</sup> para satisfacer la totalidad de la demanda de energía del sistema bajo diferentes escenarios de operación/disponibilidad; y estándares de calidad y seguridad de servicio<sup>195</sup>. La ley distingue segmentos de transmisión troncal<sup>196</sup>, subtransmisión<sup>197</sup> y transmisión adicional<sup>198</sup>. Dadas las características de volumen de un proyecto DA como el del enfoque de esta investigación, nos detendremos a analizar únicamente los dos últimos segmentos de transmisión, sus características y potencialidades.

Por una parte, la subtransmisión sería relevante a la DA sólo en suministros unidireccionales a tensiones nominales inferiores a 220 kV, en que la magnitud de los flujos de potencia no estén determinados exclusivamente por el abastecimiento al consumo de un cliente o por la producción de una central o de un grupo reducido de unidades generadoras, como podría ser el caso de algún tipo de asociación de

<sup>190</sup> Boletín N° 6823-08. Hon. Cámara de Diputados. Vid. también Informe Financiero N° 096-2009 de la Dirección de Presupuestos.

<sup>191</sup> Vid. introducción, p. 1.

<sup>192</sup> Vid. título III D.F.L. N° 4, art. 73.

<sup>193</sup> Nivel de tensión determinado por norma técnica, de resorte de la CNE.

<sup>194</sup> Vid. art. 118 D.F.L. N° 4 sobre operación coordinada de sistemas eléctricos interconectados.

<sup>195</sup> Art. 73 inciso final D.F.L. N° 4.

<sup>196</sup> Art. 74 D.F.L. N° 4.

<sup>197</sup> Art. 75 D.F.L. N° 4.

<sup>198</sup> Art. 76 D.F.L. N° 4.

Pequeños Medios de Generación (en adelante, PMG)<sup>199</sup> basados en DA. Es de la esencia de un PMG que sus excedentes de potencia suministrables no excedan 9.000 kW conectados –en el caso que aquí se comenta<sup>200</sup>– a instalaciones pertenecientes a un sistema de subtransmisión<sup>201</sup>. Resulta importante destacar que este segmento de transmisión se enfoca a abastecer la demanda de grupos de consumidores finales –que pueden ser libres o regulados– pero territorialmente identificables, por hallarse en zonas de concesión de distribuidores<sup>202</sup>.

Por otra parte, consideradas las características técnicas de una esquema básico de DA<sup>203</sup> que se ajusta –por volumen probable de generación– más bien a la tipología legal de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (en adelante, PMGD), el segmento de transmisión adicional aparece más idóneo y accesible. De acuerdo al “Reglamento de medios de generación no convencionales”, un PMGD posee igual límite de excedentes de potencia suministrables que un PMG, pero la diferencia estriba en que un PMGD se sincroniza a instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución, o a las de una empresa poseedora de líneas de distribución que usan bienes nacionales de uso público<sup>204</sup>. Para la LGSE, un sistema de transmisión adicional está por esencia destinado al suministro de usuarios no regulados y a permitir inyecciones (de energía y potencia) al sistema provenientes de generadores sin acceso a segmentos superiores de transmisión (troncal y subtransmisión).

El mecanismo actual de integración de productores a redes de transmisión, difiere según el segmento de que se trate. El régimen de acceso a los sistemas troncal y de subtransmisión es abierto, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias; las últimas, traducidas en el pago de peajes de transmisión (la remuneración por el servicio de transporte eléctrico)<sup>205</sup>. En el tramo de transmisión adicional, en cambio, el acceso se rige por contratos privados de transporte eléctrico; y sólo excepcionalmente es abierto, cuando las líneas emplean bienes nacionales de

<sup>199</sup> La Ley N° 19.940 regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos, *Diario Oficial*, 13 de marzo de 2004, incorporó al D.F.L. N° 4 el art. 71-7 que regula medios de generación no convencional con excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico inferiores a 20.000 kW. Dicha ley ordenó reglamentar los procedimientos para la determinación de los precios de dichos excedentes de potencia; así como los mecanismos de estabilización aplicables a esos precios. Nació de esta manera el D.S. N° 244 de Economía, de 17 de enero de 2006 y más conocido como “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación”.

<sup>200</sup> Ello porque nada obsta a que un PMG también pueda suministrar sus excedentes de potencia a instalaciones de un sistema troncal o a uno de transmisión adicional.

<sup>201</sup> Art. 1° letra b) D.S. N° 244/2006, de Economía.

<sup>202</sup> Art. 75 D.F.L. N° 4.

<sup>203</sup> Y con independencia de su carácter escalable.

<sup>204</sup> Art. 1° letra a) D.S. N° 244/2006, de Economía.

<sup>205</sup> Art. 77 D.F.L. N° 4.

uso público o las servidumbres que confiere una concesión de servicio público de distribución, y exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC del respectivo sistema<sup>206</sup>.

¿Cuál es el régimen de peajes por el uso de las instalaciones de un sistema de subtransmisión y/o transmisión adicional? La regla general es que se requiera el pago de costos de transmisión o peajes<sup>207</sup>, según la liquidación efectuada por la Dirección de Peajes del respectivo CDEC<sup>208</sup> y la fijación tarifaria administrativa correspondiente a los respectivos segmentos de transmisión (peajes de subtransmisión<sup>209</sup> y peajes por transporte en sistemas adicionales<sup>210</sup>). ¿Y aquellos que transporten electricidad mediante instalaciones de concesionarios de servicio público de distribución para abastecer a clientes no regulados dentro de la zona de concesión?, ¿qué peaje pagan? El D.F.L. N° 4 establece que pagan un peaje igual al valor agregado de distribución (vigente en el área típica de la zona de concesión), pero ajustado<sup>211</sup>.

Sin embargo, la LGSE establece un régimen preferencial<sup>212</sup> de peajes para los generadores no convencionales. El régimen exceptúa total o parcialmente de peajes por el uso de instalaciones de un sistema de transmisión troncal a inyectores de excedentes de potencia inferiores a 20.000 kW, de acuerdo a un factor propor-

<sup>206</sup> Art. 77 en relación con art. 51, ambos del D.F.L. N° 4. Sobre la capacidad técnica de transmisión de los sistemas, es fundamental tener en cuenta los criterios de seguridad de servicio para las distintas instalaciones de transmisión. En general, en Chile, el operador utiliza un criterio más bien riguroso –conocido como N-1– por el cual las instalaciones deben mantener una cierta capacidad de transmisión ociosa para asegurar disponibilidad en caso de falla del sistema.

<sup>207</sup> Art. 78 D.F.L. N° 4.

<sup>208</sup> Art. 80 D.F.L. N° 4.

<sup>209</sup> Vid. art. 75 D.F.L. N° 4 sobre el Decreto Supremo que, cada cuatro años, fija las instalaciones que componen un sistema de subtransmisión; y arts. 108 a 112 D.F.L. N° 4 en relación con el procedimiento de determinación de los peajes de subtransmisión.

<sup>210</sup> Art. 113 D.F.L. N° 4. En general, estos peajes “adicionales” se rigen por los respectivos contratos de transporte eléctrico entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. La base de cálculo de los mismos, sin embargo, está establecida por la ley y complementada en el reglamento, donde el valor de transmisión anual (VTA) equivale al valor presente de las inversiones (VPI) menos el valor residual (VR), más el COMA proyectado y costos de administración (CA). En régimen especial se da, por ejemplo, para el cálculo de los peajes “adicionales” de usuarios regulados abastecidos directamente desde instalaciones de transmisión adicional.

<sup>211</sup> El ajuste, en este caso, apunta a igualar el precio final que resultaría si los clientes regulados efectuaren retiros al PN que se aplica para determinar las tarifas de los clientes regulados de la concesionaria en la zona respectiva. Vid. art. 115 D.F.L. N° 4.

<sup>212</sup> El régimen preferencial de peajes, el factor proporcional de ponderación y las implicancias de la capacidad conjunta exceptuada de peajes se describen en el art. 79 D.F.L. N° 4. El régimen general, en cambio, se contiene en el llamado Decreto de Transmisión Troncal (de fijación de tarifas y determinación de las expansiones de transmisión troncal), del Ministerio de Economía que, cada cuatro años, se publica en el Diario Oficial el día 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente; y cuyo procedimiento de elaboración se establece en los arts. 84 a 92, conforme a los factores de cálculo indicados en los arts. 81 a 83 (VATT=AVI+COMA), todos del D.F.L. N° 4.

nal de ponderación que distingue excesos por sobre 9.000 kW de excedentes de potencia y aquellos inferiores a ese guarismo.

Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado<sup>213</sup>, independientemente de la capacidad contratada.

Por último, en cuanto a la comercialización de potencia cuya fuente podría ser DA, el Reglamento aludido, más que regular en rigor un procedimiento de fijación, estableció la principal condición comercial de las transferencias excedentarias cuya fuente sea un Medio de Generación No Convencional (MGNC)<sup>214</sup>: el precio de la energía y el precio de los excedentes de potencia suministrables. El del primero es el Costo Marginal Instantáneo (CMgI); y el del segundo, el Precio de Nudo (de la potencia; o PNp). Si los precios de los mercados relevantes están así determinados, la utilidad para un productor PMG/PMGD-DA viene dada por los márgenes de excedentes de energía y potencia con los que participa en los balances de transferencias<sup>215</sup>. De aquí, entonces, la importancia comercial de establecer legalmente la forma en que se calculan los excedentes suministrables<sup>216</sup>.

Para tal efecto, el artículo 6º letra i) del D.S. N° 244 definió excedente de potencia como: *“cualquier potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una empresa propietaria de líneas de distribución, medida en su punto de conexión. Los excedentes de potencia no consideran los consumos propios de la instalación”*. Adicionalmente, el artículo 35 del Reglamento prescribe que *“[t]odo PMGD operará con autodespacho”, lo que implica que el propietario u operador del PMGD es el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red en la cual está conectado. Más importante aún es que el propio Reglamento considera que los PMGD “no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes”*<sup>217</sup>.

<sup>213</sup> Vid. también, en relación con las obligaciones de un concesionario de servicio público de distribución, art. 125 D.F.L. N° 4. Éste está obligado a servir a quien lo solicite y esté ubicado en la zona de concesión, o bien se conecte a las instalaciones de la distribuidora mediante líneas propias o de terceros en las condiciones que indican los arts. 126 a 129 D.F.L. N° 4 (aportes de financiamiento reembolsable, AFR).

<sup>214</sup> De acuerdo al art. 1º letra c) D.S. N° 244/2006, de Economía, la categoría de MGNC implica un límite de excedentes de potencia suministrables al sistema inferior a 20.000 kW, pero que no excluye las categorías ya explicadas de PMG y PMGD.

<sup>215</sup> Vid. art. 119 D.F.L. N° 4 en cuanto a la valorización de las transferencias que resulten de las operación coordinada de sistemas eléctricos interconectados. Vid. art. 122 D.F.L. N° 4 en cuanto a la forma de determinar dichas transferencias de potencia (con independencia de los sentidos de flujo).

<sup>216</sup> Sobre la forma de cálculo de los excedentes de potencia suministrables es esencial referirse a las normas técnicas contenidas en la Resolución Exenta N° 1.278, de 27 de noviembre de 2009, de la CNE (texto refundido), que estableció normas para la adecuada implementación de la Ley N° 20.257; posteriormente modificadas por la Resolución Exenta N° 706, de 30 de noviembre de 2011, del mismo Servicio.

<sup>217</sup> Lo cual es muy importante desde el punto de vista legal-operativo, pues la atribución de responsabilidad civil en caso de fallas provocadas por una inyección de estos excedentes no recaería, en principio, en el PMGD productor. Se establece aquí, entonces, una presunción simplemente legal sobre la falta de capacidad de regulación de excedentes de potencia de un PMGD, con lo cual se invierte la carga de la prueba.

Por todo lo anterior, un excedente de potencia y energía suministrable al sistema está normativamente restringido, por una parte, por la potencia límite para calificar como PMGD (hasta 9.000 kilowatts); y, por otra, por el rango de consumos (de potencia y energía) propios de la instalación (pues sólo de esta manera deviene autoproducción). Así, un excedente de potencia PMGD suministrable al sistema puede conceptualizarse como la diferencia entre la potencia suministrable máxima permitida para un PMGD y el autoconsumo derivado de su proceso productivo<sup>218</sup>.

En el retorno de la comercialización de sus transferencias cualquier empresa eléctrica puede aplicar el interés corriente en los casos de mora en el pago de facturas o boletas de consumo de los suministros efectuados por ella<sup>219</sup>.

Por último, el artículo 36 del D.S. N° 244 establece la obligación del propietario u operador de un PMGD que participe de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas sujetas a la coordinación de un CDEC, de elaborar y remitir a la Dirección de Operación respectiva y a la empresa distribuidora a cuyas instalaciones el PMGD se conecta, el Informe de Operación Mensual (en adelante, IOM), a más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente. Este informe señala cuál es la disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente, y suministrables a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD. El IOM es de extrema importancia porque su información es incorporada a la planificación de la operación del sistema para el mes siguiente.

## 8. MODELOS DE NEGOCIOS COMPATIBLES Y ACCESO LOCAL

Dentro del marco regulatorio vigente, se proponen aquí ciertos modelos o líneas de negocio jurídicamente compatibles con un proyecto de DA; o bien, el uso de ciertas políticas de acceso local, equitativo y medioambientalmente seguras a soluciones de DA. Cuando analizamos el marco regulatorio vimos<sup>220</sup> que algunas hipótesis legales no constitutivas de servicio público (excepciones a la regla del artículo 2° N° 2 del D.F.L. N° 4)<sup>221</sup> podrían tener potencial como nichos de penetración comercial de soluciones DA.

Pues bien, de acuerdo a la LGSE y a su Reglamento<sup>222</sup>, los casos permitidos de distribución eléctrica no concesionada que no se consideran de “servicio público” son: 1) Los suministros efectuados desde instalaciones de generación; 2) La dis-

<sup>218</sup> Una vez más, se previene que el procedimiento de determinación y la forma de cálculo de los excedentes de potencia suministrables están sometidos a normas técnicas contenidas en la Resolución Exenta N° 1.278, de 27 de noviembre de 2009, de la CNE (texto refundido), a las que es preciso referirse.

<sup>219</sup> Art. 217 inc. 2 D.F.L. N° 4.

<sup>220</sup> Vid. sección II, sobre D.F.L. N° 4.

<sup>221</sup> El art. 2° N° 2 D.F.L. N° 4 establece que requiere concesión el establecer, operar y explotar instalaciones de servicio público de distribución eléctrica.

<sup>222</sup> Art. 8° D.F.L. N° 4 y art. 6° D.S. N° 327.

tribución de energía que hagan las Cooperativas, no concesionarias, o bien; 3) La distribución que se realice sin concesión.

El primero lo constituyen los suministros efectuados desde las unidades de generación a clientes libres o no sometidos a regulación de precios de acuerdo a lo previsto en los artículos 147 y 149 de la LGSE<sup>223</sup>. El artículo 147 describe los casos de suministros que *a priori* estarían sujetos a regulación de precios, pero prescribe que algunos no lo están cuando concurren a su respecto ciertas condiciones. Por ejemplo, el suministro a un usuario final con potencia conectada hasta 2.000 kW en zona de concesión, o que se conecte a la distribuidora mediante líneas propias o de terceros es un suministro sujeto a regulación de precios<sup>224</sup>; pero no lo es si, alternativa o conjuntamente, se trata de un servicio prestado por menos de doce meses, requiere “calidades especiales de servicio” del artículo 130 inciso 2º del D.F.L. N° 4, el momento de carga<sup>225</sup> del cliente respecto de la subestación de distribución primaria supera los 20 MW/km y si la potencia conectada del usuario final supera los 500 kW<sup>226</sup>. Idéntica situación excepcional sucede cuando alguna de esas condiciones concurre en relación con suministros finales de potencia conectada hasta 2.000 kW realizados desde unidades generadoras o instalaciones de transporte en sistemas superiores a 1.500 kW de capacidad instalada<sup>227</sup>. En cada una de estas situaciones, esos suministros pueden ser contratados a precios libres<sup>228</sup>.

Las Cooperativas son formas de organización social que, basadas en el principio de ayuda mutua, tienen por objeto mejorar las condiciones de vida de sus socios, pudiendo así tener por objeto cualquier actividad<sup>229</sup>. Se encuentran reguladas por el Decreto con Fuerza de Ley N° 5, de 17 de febrero de 2004, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Cooperativas. Las que tienen por objeto el abastecimiento de electricidad se denominan Cooperativas Eléctricas (en adelante, CE). Cuando el suministro va únicamente destinado a sus socios, la CE no requiere de concesión ni está limitada por volumen o zona geográfica. Las CE pueden operar, además, como concesionarias de servicio público de distribución eléctrica; y, en tal modo,

<sup>223</sup> Art. 16 N° 1 D.F.L. N° 4.

<sup>224</sup> Art. 147 N° 1 D.F.L. N° 4.

<sup>225</sup> “Momento de carga” es un término definido legalmente en la letra p) del art. 225 D.F.L. N° 4 como: “el producto de la potencia conectada del usuario medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas”.

<sup>226</sup> Art. 147 inc. 2º letras a), b), c) y d) D.F.L. N° 4.

<sup>227</sup> Art. 147 N° 2 D.F.L. N° 4.

<sup>228</sup> De lo contrario, a los suministros de los N°s. 1 y 2 del art. 147 D.F.L. N° 4 les serían aplicables los precios a nivel de distribución de que trata el art. 155 inc. 2 D.F.L. N° 4.

<sup>229</sup> Arts. 1º y 2º D.F.L. N° 5, de 2004.

abastecer ilimitadamente a usuarios no-socios situados dentro de los límites de su área de concesión<sup>230</sup>.

La tercera hipótesis comercial compatible con la DA la provee el suministro que se efectúe sin emplear bienes nacionales de uso público, como las calles y alumbrado público que implican anuencia de Municipalidades o Ministerios<sup>231</sup>.

Un cuarto modelo de negocios podría emplear dichos bienes nacionales de uso público en el suministro, si se dispusiera de un permiso eléctrico previo al establecimiento de una concesión (de servicio público de distribución)<sup>232</sup>. La hipótesis resulta interesante para aquellas zonas geográficas aisladas, rurales preferentemente, en que una concesión de distribución no se ha conferido aún. La tramitación de uno o más permisos<sup>233</sup> de este tipo en los Municipios respectivos, en una primera etapa, podría representar una oportunidad comercial para posicionar la DA como solución energética idónea para sectores de difícil acceso. Más aún si los disímiles requerimientos de energía y potencia de estas se ajustan bien a la naturaleza escalar de los proyectos DA.

Una última hipótesis para el potencial DA ofrece suministrar energía eléctrica a clientes, incluidos concesionarios (de servicio público de distribución) ya existentes, mediante contratos acordados directamente por las partes<sup>234</sup>. Esta posibilidad legal, sin embargo, requiere un estudio de mercado cabal, pues las variables de demanda de energía, posición negociadora de las partes, entre las cuales podría estar un concesionario de distribución consolidado<sup>235</sup>; lugar del suministro; seguridad y volumen de la oferta DA, por mencionar sólo algunas, son factores ajenos a un análisis legal.

En el lado contrario, esto es, en el de la distribución eléctrica concesionada, también hay oportunidades comerciales para la DA. En efecto, dado que los concesionarios de servicio público deben asegurar el suministro de su zona con un horizonte mínimo de tres años, efectúan licitaciones de suministro de esos consumos proyectados. La LGSE indica que estas licitaciones de suministro deben ser “*públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes*”<sup>236</sup>, y con exigencias de

<sup>230</sup> Arts. 18 y 30 D.F.L. N° 4.

<sup>231</sup> Art. 16 N° 2 D.F.L. N° 4.

<sup>232</sup> Art. 16 N° 3 D.F.L. N° 4.

<sup>233</sup> El procedimiento para solicitar permisos municipales está regulado en el Cap. III del Título II del D.F.L. N° 4, arts. 35 y siguientes.

<sup>234</sup> Art. 16 N° 4 D.F.L. N° 4.

<sup>235</sup> Cabe mencionar que las Cooperativas pueden o no ser concesionarios del servicio público de distribución; y, en cada caso, la normativa aplicable difiere.

<sup>236</sup> Art. 131 D.F.L. N° 4. Los precios de energía y potencia obtenidos en estas licitaciones son conocidos como “precios de nudo de largo plazo” y tanto ellos como sus respectivas fórmulas de indexación han de incluirse en el Decreto *ex post* licitación, art. 156 D.F.L. N° 4.

calidad y seguridad de servicio homogéneas y no discriminatorias<sup>237</sup>. Es importante tener en cuenta que en sistemas cuya capacidad instalada de generación no supere los 1.500 kW la calidad de servicio se establece de común acuerdo entre el concesionario y la Municipalidad respectiva<sup>238</sup>. Por último, en estas licitaciones no pueden mezclarse consumos de distinto carácter, esto es, los consumos de clientes regulados con los de clientes no sometidos a regulación de precios; cada cual debe licitarse por cuerda separada<sup>239</sup>.

La participación individual de un inversor, o de asociaciones de usuarios de DA liderados por ella, en tales procesos licitatorios es posible, aunque requeriría que la producción de electricidad individual o conjunta alcanzare, técnicamente, cierto volumen asegurable dentro de una zona de concesión. Desde el punto de vista legal, el contrato de suministro respectivo ha de efectuarse siempre mediante escritura pública; y vale la pena mencionar que en los juicios cuyo objeto sea terminar los contratos (entre un generador y una concesionaria de servicio público) para abastecer a clientes regulados, la SEC debe hacerse parte<sup>240</sup>.

Además de posible, el negocio de los contratos licitados de suministro resulta interesante desde el punto de vista de la tasa de retorno de la inversión, pues si bien las ofertas deben indicar como período de suministro el que indiquen las respectivas bases, lo cierto es que –por un lado– los concesionarios planifican el abastecimiento con un mínimo de tres años; y que, por otra, la LGSE limita dicho período a quince años, por lo que hay un lapso no desdeñable para capitalizar<sup>241</sup>. Por último, las perspectivas de este negocio resultan aún más sugestivas si se considera el pronóstico de demanda energética y que la LGSE permite a dos o más concesionarias coordinarse para llamar a licitación conjunta, un mecanismo eficiente que debería popularizarse si la situación energética chilena sigue agravándose.

Un escenario distinto de comercialización de electricidad, producida mediante DA en zonas fronterizas aisladas, sería su exportación. La LGSE distingue, bajo este modelo, si la energía es producida por instalaciones que gocen de una concesión o no. En el primer caso, una transferencia transnacional requeriría autorización previa mediante Decreto Supremo de Energía, con informe de la SEC. Si la generación eléctrica exportable no procede de una instalación concedida de acuerdo a la ley, tal autorización no se requiere<sup>242</sup>.

<sup>237</sup> Art. 133 D.F.L. N° 4.

<sup>238</sup> Art. 130 inc. 2° sobre “calidades especiales de servicio”, en relación con el art. 201, ambos del D.F.L. N° 4.

<sup>239</sup> Art. 132 D.F.L. N° 4.

<sup>240</sup> Art. 146 bis D.F.L. N° 4.

<sup>241</sup> No obstante, siempre habrá de tenerse en cuenta que el total de la energía facturable por los generadores licitados a la concesionaria será igual a la energía efectivamente demandada por la distribuidora en el período de facturación respectivo, vid. art. 134 inciso final D.F.L. N° 4.

<sup>242</sup> Art. 220 D.F.L. N° 4.



## CONCLUSIONES

Esta investigación surgió de constatar un panorama energético crítico para Chile. Su objetivo fue contribuir al análisis y la sistematización del marco regulatorio y de ciertas políticas públicas relevantes aplicables a las ERNC y, en particular, a la bioenergía que emplee el mecanismo de digestión anaerobia.

La DA es un método para la generación renovable de bioenergía, que emplea tecnología estándar a un costo económico relativamente bajo y que, además, permite la reutilización sustentable de residuos.

Revisado el panorama internacional regulatorio de producción eléctrica mediante tecnologías renovables no convencionales, incluida la DA, vimos que el marco europeo está conformado por metas ambientales establecidas para el período 2010-2050. A nivel general, la política “20-20-20” de la UE fijó la de aumentar a 20% el consumo energético proveniente de ERNC. Específicamente, el Plan de Acción de Biomasa y la Directiva 2009/28/EC establecen una meta vinculante de 20% de energía renovable sobre el consumo final total de energía; que, asimismo, alcance el 10% del consumo energético en transporte en 2020 mediante el uso de estándares para mezcla de biocombustibles como instrumento esencial de la política. A lo que hay que sumar la calificación de recurso estratégico que la Hoja de Ruta para una Europa Recurso-Eficiente hace de la administración de residuos y basura para generación/recuperación de energía eléctrica hacia 2020. Las modificaciones a la LGSE introducidas primero por la Ley N° 20.257, especialmente a través del artículo 150 bis; y más tarde por la Ley N° 20.698 permiten caracterizar a la generación renovable no convencional como un mercado regulado subordinado al mercado eléctrico general de cuyo control regulatorio el administrador espera la modificación gradual de la matriz energética hacia esquemas menos carbono-dependientes al año 2025. Como en el mercado eléctrico chileno la demanda es fundamentalmente atomística e inelástica y la oferta lo contrario, el legislador consideró más efectivo regular el mercado por la vía de la oferta.

En relación con la integración a redes de transmisión y la comercialización de energía proveniente de proyectos de DA, el enfoque de este estudio consideró las características técnicas de un proyecto básico de DA de un PMGD con bajo volumen de generación; y por resultar jurídicamente idóneo y económicamente más accesible a un proyecto de esa naturaleza, ajustándolo al segmento de transmisión adicional. Para la LGSE, un sistema de transmisión adicional está por esencia destinado al suministro de usuarios no regulados y a permitir inyecciones (de energía y potencia) al sistema provenientes de generadores sin acceso a segmentos superiores de transmisión (troncal y subtransmisión). Un PMGD se sincroniza a instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución, o a las de una empresa poseedora de líneas de distribución que usan bienes nacionales de uso público.

Pero, si bien las normas legales han literalmente creado el mercado ERNC en Chile; a diferencia de otras latitudes y de las declaraciones contenidas en docu-

mentos como la ENE, que enfatizan la necesidad de incorporar crecientemente las ERNC en la matriz eléctrica chilena, no existe igual grado de detalle o coordinación de voluntad política para determinar a cabalidad los mecanismos regulatorios específicos dirigidos a ello.

Ilustremos la conclusión anterior con un ejemplo: el legislador dice que los PMG o PMGD cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts podrán inyectarlos al sistema a precios estabilizados cuya determinación entrega al Reglamento (el D.S. N° 244); por otra parte, sólo reconoce regímenes de acceso abierto en transmisión troncal y subtransmisión a niveles a los que por razones de economías de escala normalmente sólo podrían acceder generadores ERNC con capacidades superiores a 100 MW. En capacidades inferiores, conectarse resultaría antieconómico para un generador ERNC salvo que lo hiciera al nivel de transmisión adicional (el pertinente a su potencia), pero la dictación del Reglamento de Transmisión Adicional se halla pendiente desde 2004.

Así las cosas, el derecho legal de acceso de los PMG y/o PMGD queda fácticamente restringido a sus condiciones técnicas particulares y a su capacidad remanente. Si bien el regulador de los medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, D.S. N° 244, hace bien al establecer el procedimiento de determinación de un precio estabilizado para estas fuentes; es sólo la mitad de la solución, pues no ha regulado aun el régimen de acceso de estos generadores a las instalaciones de transmisión pertinentes. En esto, resulta claramente insuficiente que el D.S. N° 244 establezca que –mientras la operación de un PMGD se mantenga dentro de los límites establecidos en la Norma Técnica de Coordinación y Operación (NTCO) respectiva– la empresa distribuidora debe garantizar el acceso a su red con igual calidad de servicio a la de los clientes finales regulados, o a la pactada en contratos de suministro con empresas poseedoras de líneas de distribución que usen bienes nacionales de uso público.

Adicionalmente, los procedimientos y mecanismos que regula el D.S. N° 327 son aplicables cuando los MGNC, PMG o PMGD se conecten directamente a un sistema eléctrico cuyas instalaciones pertenezcan a empresas distribuidoras, de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales. Los contenidos regulatorios más relevantes a un proyecto DA dicen relación con los permisos y las servidumbres eléctricas. Especialmente importantes resultan los permisos que habiliten el que líneas de transporte y distribución de un proyecto DA, no sujetas a concesión, puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público. De manera similar, los procesos de instalación de unidades de DA y/o de conexión a puntos de inyección al sistema de transporte mediante líneas propias o de terceros podrían requerir servidumbres eléctricas de aquellas reguladas en el Capítulo VI del D.S. N° 327.

Sin perjuicio de otros, de acuerdo a la LGSE y su Reglamento, los casos permitidos de distribución eléctrica no concesionada no considerados de “servicio público” surgen como modelos de negocio viable de la DA. El primero

lo constituyen los suministros efectuados desde las unidades de generación a clientes libres o no sometidos a regulación de precios de acuerdo a lo previsto en los artículos 147 y 149 de la LGSE. El segundo caso es el de las cooperativas reguladas por el D.F.L. N° 5, de 2004, que pueden tener por objeto el abastecimiento de electricidad. Finalmente, el tercer modelo comercial compatible con la DA es el suministro de energía efectuado sin emplear bienes nacionales de uso público. La excepción a este último caso es el suministro que sí empleare dichos bienes bajo el amparo de un permiso eléctrico previo al establecimiento de una concesión de servicio público de distribución; hipótesis que resulta interesante para la generación de bioenergía por DA en zonas geográficas aisladas y preferentemente rurales.

#### NORMAS CITADAS

Constitución Política de la República.

Decreto con Fuerza de Ley N° 5, *Diario Oficial*, 17 de febrero de 2004, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Cooperativas.

Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 12 de mayo de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, *Diario Oficial*, 5 de febrero de 2007, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Decreto Ley N° 2.224, del Ministerio de Minería, *Diario Oficial*, 8 de junio de 1978, creó la Comisión Nacional de Energía.

Decreto Supremo N° 327, del Ministerio de Minería, *Diario Oficial*, 10 de septiembre de 1998.

Decreto Supremo N° 298, de 2005, del Ministerio de Economía, *Diario Oficial*, 1 de febrero de 2006, que aprueba el Reglamento para la certificación de productos eléctricos y combustibles.

Decreto Supremo N° 244, de 17 de enero de 2006, del Ministerio de Economía, Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.

Ley N° 18.091, establece normas complementarias de incidencia presupuestaria, de personal y de administración financiera, *Diario Oficial*, 30 de diciembre de 1981.

Ley N° 18.410, crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, *Diario Oficial*, 22 de mayo de 1985.

Ley N° 18.575, Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, *Diario Oficial*, 5 de diciembre de 1986.

Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, *Diario Oficial*, 9 de marzo de 1994.

Ley N° 19.940, regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las

adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, *Diario Oficial*, 13 de marzo de 2004.

Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, *Diario Oficial*, 1 de abril de 2008.

Ley N° 20.285 sobre Transparencia y Acceso a la Información Pública, *Diario Oficial*, 20 de agosto de 2008.

Ley N° 20.402, crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al D.L. N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales, *Diario Oficial*, 3 de diciembre de 2009.

Ley N° 20.417, crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, *Diario Oficial*, 26 de enero de 2010.

Ley N° 20.698, propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, *Diario Oficial*, 22 de octubre de 2013.

Ley N° 20.726, modifica la Ley General de Servicios Públicos, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos interdependientes, *Diario Oficial*, 7 de febrero de 2014.